

# Dezentrale Stromerzeugung durch Photovoltaik in Brasilien:

Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse ausgewählter Sektoren

Diese Diplomarbeit wurde im Rahmen des Studiengangs Diplom Sozialwissenschaften im Fach Allgemeine Volkswirtschaftslehre an der Wirtschafts- und Sozialwissenschaftlichen Fakultät der Universität zu Köln verfasst.

Betreuer: Prof. Dr. Federico Foders

Rio de Janeiro, den 04.03.2013

Claudius Holdermann

Hans-Vetter-Straße 32  
79650 Schopfheim

Matrikelnummer: 4336372

Prüfungsnummer: 23497

## **Danksagung**

Die vorliegende Forschungsarbeit wurde in Kooperation mit der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH in Rio de Janeiro verfasst. Mein besonderer Dank gilt Dr. Johannes Kissel für die Betreuung vor Ort.

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis.....	II
Tabellenverzeichnis.....	III
Anhangsverzeichnis.....	IV
Abkürzungsverzeichnis.....	V
Einheiten.....	VII
1 Einleitung.....	1
1.1 Vorzüge der PV-Nutzung.....	2
1.2 Theoretischer Hintergrund.....	3
1.3 Fallauswahl.....	5
1.4 Vorgehensweise.....	6
1.5 Literaturüberblick.....	8
2 Stromsektor Brasiliens.....	9
2.1 Charakteristika der Stromversorgung.....	9
2.2 Aufbau des Strommarktes.....	14
2.3 Regulierung für dezentrale Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.....	17
2.3.1 Beschreibung des Net-Metering.....	17
2.3.2 Einordnung der Net-Metering Regulierung.....	19
2.3.3 Implikationen des Net-Metering für die Untersuchung.....	20
3 Stromversorgung im Gewerbesektor.....	20
3.1 Sektoranalyse.....	21
3.2 Lastverhalten.....	22
3.3 Stromverbrauch.....	24
3.4 Stromtarife.....	26
4 Charakteristika der PV-Nutzung in Brasilien.....	29
4.1 Nutzung der Photovoltaik.....	30
4.2 Solares Potenzial Brasiliens.....	31
4.3 Technische Grundlagen.....	33
4.4 Simulation von PV-Anlagen.....	35
4.5 Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit.....	36
4.5.1 Makroökonomische Faktoren.....	37
4.5.2 Politisch-regulatorischer Einfluss.....	39
4.5.3 Stromtarife und Globalstrahlung.....	40
4.6 Einnahme- und Kostenstruktur von PV und Netzparität.....	42
5 Wirtschaftlichkeitsanalyse der PV-Anlagen im Gewerbe.....	45
5.1 Darstellung der Szenarien.....	46
5.2 Ergebnisse.....	48
5.3 Sensitivitätsanalyse.....	54
5.4 Wirtschaftspolitische Implikationen.....	54
6 Fazit und Ausblick.....	57
7 Literaturverzeichnis.....	60
8 Anhang.....	66

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Abbildung der Vorgehensweise .....	8
Abbildung 2: Inländisches Stromangebot nach Energieträger in % (2011).....	10
Abbildung 3: Zusammensetzung des Stromverbrauchs nach Sektor in % (2011) .....	11
Abbildung 4: Prognostizierte Entwicklung des Stromverbrauchs in den einzelnen Sektoren in TWh (2012-2021).....	12
Abbildung 5: Prognostizierte Entwicklung der Stromerzeugung nach Energieträger in GW (2012-2021).....	13
Abbildung 6: Net-Metering-Mechanismus in Brasilien .....	18
Abbildung 7: Lastverhalten des Gewerbes (BT) in Rio de Janeiro .....	23
Abbildung 8: Anteil des Gewerbes mit Anschluss ans Niederspannungsnetz (BT) am Stromverbrauch .....	24
Abbildung 9: Anteil des Gewerbes (BT) am gesamten Stromverbrauch im regulierten Markt (ACR) .....	25
Abbildung 10: Anteil des Gewerbes am gesamten Niederspannungsstromverbrauch (BT).....	26
Abbildung 11: Gewerbe-Endtarife (BT) im Bundesstaat Rio de Janeiro .....	28
Abbildung 12: Stromtarife Gewerbe (BT) in den fünf Regionen.....	29
Abbildung 13: Durchschnittliche tägliche Globalstrahlung auf einer horizontalen Fläche .....	32
Abbildung 14: Durchschnittliche tägliche Globalstrahlung auf einer horizontalen Fläche an den Messpunkten in den einzelnen Konzessionsgebieten .....	35
Abbildung 15: Entwicklung des brasilianischen Leitzinses (real und nominal) in Zusammenhang mit der Inflationsentwicklung .....	38
Abbildung 16: Spezifischer Jahresertrag und Stromtarife in Brasilien im Gewerbesektor (BT) – Stand 12/2012.....	41
Abbildung 17: Resultate der Wirtschaftlichkeitsanalyse .....	49
Abbildung 18: Base Case (vor Tarifsenkung) .....	50
Abbildung 19: Stromtarifreduktion 2013 (Szenario 1) .....	51
Abbildung 20: Stromtarifreduktion 2013 (Szenario 2a/3a).....	52
Abbildung 21: Stromtarifreduktion 2013 (Szenario 2b/3b) .....	53
Abbildung 22: Sensitivitätsanalyse der Gleichung (8) .....	54

## **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Abstufungen der Wirtschaftlichkeit .....	45
Tabelle 2: Inputwerte für die Excel-Kalkulation.....	46

## **Anhangsverzeichnis**

Anhang 1: Plan des brasilianischen Übertragungsnetzes im Jahr 2013.....	66
Anhang 2: Stromtarife inkl. Steuern vor und nach Tarifsenkung (in R\$/kWh) .....	67
Anhang 3: Basisdaten für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung .....	68
Anhang 4: Stromtarife im brasilianischen Gewerbe (Niederspannung) .....	69
Anhang 5: Spezifischer Jahresertrag der 56 brasilianischen Konzessionsgebiete .....	70
Anhang 6: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung .....	71
Anhang 7: Base Case - Spez. Investitionskosten / vor Tarifsenkung .....	72
Anhang 8: Szenario 1/2a/2b - Spez. Investitionskosten / nach Tarifsenkung .....	73
Anhang 9: Szenario 3a - Spez. Investitionskosten / Kalkulationszinssatz 5,4% .....	74
Anhang 10: Szenario 3b - Spez. Investitionskosten / Kalkulationszinssatz 2,97% .....	75
Anhang 11: Detaillierte PV*Sol-Simulationen an verschiedenen Standorten.....	76

## Abkürzungsverzeichnis

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica Brasilianischer Verband für Elektrizitäts- und Elektronikindustrie
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica Verband der brasilianischen Stromverteilungsnetzbetreiber
ACL	Ambiente de Contratação Livre Marktebene Freier Vertragsabschlüsse
ACR	Ambiente de Contratação Regulado Marktebene Regulierter Vertragsabschlüsse
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica Regulierungsbehörde des Stromsektors
AT	Alta Tensão Hochspannung
BACEN	Banco Central do Brasil Brasilianische Zentralbank
BEN	Balanço Energético Nacional Nationale Energiebilanz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social Staatliche Bank für Wirtschaftliche und Soziale Entwicklung
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft
BT	Baixa Tensão Niederspannung
CAIXA	Staatliche brasilianische Entwicklungsbank
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica Stromkommerzialisierungskammer
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social Beitrag zur Finanzierung für Soziale Sicherheit (Föderale Steuer)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ELETRORAS	Eletroras - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Brasilianischer Energiekonzern
EPE	Empresa de Pesquisa Energética Energieplanungsbehörde
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
E.ON	Deutscher Energiekonzern
FGV	Fundação Getúlio Vargas Privates Brasilianisches Forschungsinstitut
FIRJAN	Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro Verband der Industrieunternehmen des Staates Rio de Janeiro

GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços Steuer über Warenverkehr und Dienstleistungen
IEA	International Energy Agency
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado Preisindex erstellt durch die Fundação Getúlio Vargas
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo Offizieller Verbraucherpreisindex
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada Institut für Angewandte Wirtschaftsforschung
MDIC	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior Ministerium für Entwicklung, Industrie und Außenhandel
MME	Ministério de Minas e Energia Ministerium für Bergbau und Energie
MPX	MPX Energia S.A. Brasilianischer Energiekonzern
MT	Media Tensão Mittelspannung
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento Programm zur Wachstumsbeschleunigung
PIS	Programa de Integração Social Programm für Soziale Integration (Föderale Steuer)
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças Markträumender Preis am Spotmarkt
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios Programm zur energetischen Entwicklung der Bundesstaaten und Kommunen
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Richtlinie für brasilianische Verteilungsnetze
PV	Photovoltaik
RetScreen	Simulationsoftware für Energieprojekte
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SEI	Stockholm Environment Institute
Taxa SELIC	Taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia Brasilianischer Leitzins
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilungsnetzbetreiber

## **Einheiten**

a	Jahr
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
kWp	Kilowatt Peak
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
R\$	Real Brasilianische Währung
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunden

## 1 Einleitung

In der Stromerzeugung Brasiliens spielt die Photovoltaik (PV) zum gegenwärtigen Zeitpunkt nur eine untergeordnete Rolle. Obwohl die solare Einstrahlung an jedem Standort in Brasilien höher ist als am besten Standort Deutschlands (Pereira et al. 2006), das Weltmarktführer in der Nutzung der Photovoltaik mit über 30 GW installierter Leistung ist, wird dieses große Potential bisher kaum genutzt.<sup>1</sup>

Die Tatsache eines - im Verhältnis zum solaren Potential - wenig ausgeprägten Ausbaus der PV liegt vor allem darin begründet, dass die PV bisher höhere Erzeugungskosten als konventionelle und manche regenerative Energieträger aufwies. Aufgrund des hohen Anteils der Großwasserkraft von ca. 80% an der Stromerzeugung und weiteren kostengünstigeren erneuerbaren Energieoptionen war der Anreiz bisweilen relativ gering, der PV eine größere Bedeutung in der Stromerzeugung beizumessen. Die Energiepolitik orientiert sich vor allem an einer marktreifen, kostengünstigen Ausweitung des Kraftwerksparks.

In den letzten Jahren haben sich jedoch Effizienzgewinne im Produktionsprozess und damit verbundene fortlaufend sinkende Solarmodulpreise ergeben (Kost et al. 2012; BSW 2013), die eine Wirtschaftlichkeit der PV in Brasilien, selbst ohne politisches Förderinstrument, möglich machen könnten (Jannuzzi/de Melo 2012).

Zudem werden in der brasilianischen Energiepolitik, nicht zuletzt infolge der Stromrationierungen Anfang des neuen Jahrtausends, Diversifizierungsziele in der Stromerzeugung verfolgt, welche die Abhängigkeit von der Großwasserkraft senken sollen.

Aufgrund der weiterhin steigenden Stromnachfrage sowie der problembehafteten Erschließung verbleibender Großwasserkraftpotentiale stehen politische Entscheidungsträger einer Diversifizierung der Energieversorgung überwiegend positiv gegenüber.

Im Zuge dessen ist seit dem Jahr 2011 auch die PV in den Fokus gerückt. Da die modulare Photovoltaik verbrauchernah installiert werden kann, hat sie einen bedeutenden Anwendungsvorteil gegenüber anderen Energieerzeugungstechnologien, der sie - bei moderaten Erzeugungspreisen - im Vergleich zu anderen Energieträgern in Brasilien nun auch wirtschaftlich attraktiv machen könnte.

---

<sup>1</sup> Öffentlichkeitswirksam werden derzeit allerdings, in Vorbereitung auf die Fußballweltmeisterschaft in Brasilien im Jahr 2014, einige Stadionsdächer mit Photovoltaik-Modulen versehen (América do Sol 2012). Das Land wird dadurch als moderne, umweltbewusste Nation mit innovativen Energiekonzepten in Szene gesetzt und beworben. Assoziiert werden damit Anstrengungen zum Klimaschutz durch vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen und eine nachhaltige energetische Entwicklung.

Seit einer strukturellen Änderung in der Regulierung des brasilianischen Strommarktes im April 2012 ist es möglich, Strom aus Erneuerbaren Energien, in Momenten überschüssiger Produktion, dezentral ins Verteilungsnetz einzuspeisen sowie bei Bedarf, Strom aus dem Netz zu entnehmen (ANEEL 2012e; Kissel/Krenz/Rolffs 2013).

Neben den geographisch und klimatisch vorteilhaften Bedingungen für die dezentrale Stromerzeugung aus Photovoltaik in Brasilien sind die traditionell hohen Strompreise, infolge der hohen Verteilungs- und Übertragungskosten sowie der umfangreichen Gebühren- und Steuerbelastung, vorteilhaft für die Anwendung der PV.

Der Paradigmenwechsel von einer rein zentralen Stromerzeugung hin zu dezentralen Erzeugungsoptionen führt zu neuem Forschungsbedarf, u.a. im Themenfeld der Wirtschaftlichkeit der Photovoltaiknutzung, dem zentralen Thema der vorliegenden Forschungsarbeit. Im Rahmen dieser Untersuchung wird die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaiknutzung im brasilianischen Gewerbesektor unter Nutzung des neu eingeführten Net-Metering untersucht. Es soll dabei überprüft werden, ob im brasilianischen Gewerbe bereits die sogenannte Netzparität erreicht wird, d.h. ob die Stromgestehungskosten einer PV-Anlage dem zu zahlenden Strompreis des Gewerbeunternehmens in den 63 Verteilungsnetzgebieten Brasiliens entsprechen.

## **1.1 Vorzüge der PV-Nutzung**

Derzeit findet die Stromerzeugung Brasiliens im Wesentlichen durch Wasserkraft in entlegenen Gebieten im Landesinnern statt. Von den Erzeugungsstandorten wird der Strom mit entsprechenden Übertragungsverlusten an die Küste transportiert, wo sich die großen Verbrauchszentren befinden. Der zukünftig weiter steigende Energiebedarf erfordert jedoch neben der Installation zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten auch den Bau zusätzlicher Transmissions- und Distributionsleitungen. Durch eine vermehrte Nutzung dezentraler Stromerzeugung durch Photovoltaik in Lastzentren, könnten zum einen die Leitungsverluste vermindert und zum anderen der kostenintensive Ausbau zusätzlicher Stromleitungen abgedeckt werden, was volkswirtschaftlich nutzbringend wäre (Urbanetz/Braun/Rüther 2012; Rüther 2004, 45).

In urbanen Gebieten bietet die PV zudem die Möglichkeit zu platzsparenden - in ihrer Dimensionierung flexiblen - Kraftwerksinstallationen. Innerhalb kurzer Zeit bestünde die Möglichkeit, diese PV-Anlagen beispielsweise auf Geschäftsgebäuden zu installieren. Eine vermehrte Nutzung würde zudem stabilisierend auf die oftmals ausgelasteten

Stromnetze einwirken, indem sie Spitzenlastzeiten kappt und damit Kapazitätsengpässe abmildert (Rüther 2004, 45). Dies würde sich positiv auf die Versorgungssicherheit auswirken.

Insbesondere in Ballungszentren mit Millionen von Einwohnern, wie São Paulo oder Rio de Janeiro, könnte die Netzbelastung infolge des vermehrten Betriebs von Klimaanlage mittels des soeben beschriebenen ‚Peak-Shaving‘ gemindert werden (Braun/Rüther 2010). Immer wiederkehrende Stromausfälle in verschiedenen Distributionsgebieten Brasiliens sind Ausdruck einer strapazierten Strominfrastruktur des Landes. Während der Index für Stromausfälle SAIDI<sup>2</sup> in Deutschland 2011 ca. 15 Minuten betrug (BNetzA 2012b), lag der Wert für Brasilien bei über 15 Stunden, jedoch mit fallender Tendenz (ANEEL 2013c).

## 1.2 Theoretischer Hintergrund

An dieser Stelle sollen die grundlegenden Konzepte für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dargestellt werden. Dabei wird kurz auf die Netzparität und auf die - der Kapitalwertmethode zugrunde liegenden - Annahmen eingegangen.

Das Kriterium, welches in dieser Arbeit für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der PV angesetzt wird, ist die Netzparität. Bost/Hirschl/Aretz (2011) definieren Netzparität als „Gleichheit zwischen den Stromgestehungskosten einer PV-Anlage und dem Strombezugspreis“ (Bost/Hirschl/Aretz 2011, 21; vgl. Breyer et al. 2009; vgl. Olson/Jones 2012).

Die grundlegende Unterscheidung erfolgt zwischen der Netzparität auf Verbraucher- oder auf Kraftwerksebene. Während auf Verbraucherebene die Strombezugskosten einer spezifischen Verbrauchergruppe ins Verhältnis zu den PV-Stromgestehungskosten gesetzt werden, erfolgt die Gegenüberstellung auf Kraftwerksebene zu den Großhandelspreisen (Bost/Hirschl/Aretz 2011, 15).

Bezüglich der Stromgestehungskosten ist die Anlagenleistung zu beachten, da diese stark nach Größe der Anlagen variiert, beispielsweise zwischen großen Freiflächen- oder Kleindachanlagen. „Ein wichtiger Meilenstein für die Photovoltaik ...[sei] die so genannte Netzparität. ... Strom aus Photovoltaikanlagen kostet dann so viel, wie der Endverbraucher für Strom bezahlt.“, schreibt das Bundesumweltministerium (BMU

---

<sup>2</sup> System Average Interruption Duration Index

2009, 13). Auch für die Internationale Energieagentur (IEA) stellt die Erreichung der „grid parity“ ein wichtiges Etappenziel für Wettbewerbsfähigkeit der PV dar, nach der die Fördermaßnahmen weitestgehend zurückgefahren werden können (IEA 2009, 6). Netzparität wird vor allem in den Ländern erwartet, in denen eine hohe Sonneneinstrahlung und hohe Strompreise vorhanden sind (IEA 2009, 13).

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines Investitionsprojekts wird auf zwei grundlegende Regeln in der Finanzwissenschaft zurückgegriffen. Zum einen ist es die unterschiedliche Wertigkeit derselben Geldbeträge heute und morgen. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass die Opportunitätskosten der Bargeldhaltung, den entgangenen Zinsgewinnen am Kapitalmarkt entsprechen. Einen bestimmten Geldbetrag in der Gegenwart zur Verfügung zu haben, ist demnach mehr wert, als denselben Geldbetrag in der Zukunft zu erhalten. Zum andern ist die Risikovermeidung die zweite grundlegende Regel. Ein sicherer Geldbetrag ist immer besser als ein unsicherer (Brealey/Myers 2003, 14f). Es gibt statische und dynamische Verfahren zur Bewertung von Investitionsentscheidungen. Da es sich bei der Investitionsentscheidung in dieser Arbeit um eine längerfristige Investition handelt, wird im Folgenden nur auf die dynamischen Verfahren eingegangen, die eine Beurteilung von Investitionen über mehrere Perioden ermöglichen. Eine dieser dynamischen Methoden stellt die Kapitalwertmethode dar. Sie hilft Einzahlungen und Auszahlungen über mehrere Perioden zum heutigen Zeitpunkt, dem Moment der Investitionsentscheidung, zu bewerten. Um das jeweilige Investitionsprojekt zu beurteilen, wird als Hilfestellung ein risikoäquivalentes Finanzinvestment mit seiner Rendite als Vergleichsgegenstand zu Rate gezogen, dem Diskontfaktor (Brealey/Myers 2003; Konstantin 2009, 165).

Bei der Investition in die PV-Anlage handelt sich um den Investitionstyp I<sup>3</sup>, da im Wesentlichen die Auszahlungen vor den Einzahlungen erfolgen. Zu Beginn wird die Anschaffungsauszahlung in Periode 0 getätigt. Die Einzahlungen und Auszahlungen finden nach Ende der jeweiligen Perioden statt und am Ende des Betrachtungszeitraums erfolgt ein Liquidationserlös (Götze 2008, 71f). „Der Kapitalwert ist die Summe aller auf einen Zeitpunkt ab- bzw. aufgezinsten Ein- und Auszahlungen, die durch die Realisation eines Investitionsobjekts verursacht werden“ (Götze 2008, 71). Im Kapitalwertmodell wird zudem von einem einheitlichen Kalkulationszinssatz ausgegangen, zu welchem finanzielle Mittel aufgenommen und angelegt werden. Das bedeutet, dass während der Be-

---

<sup>3</sup> In den Erläuterungen von Götze (2008) werden weitere Investitionstypen genannt, wo beispielsweise die Einzahlungen vor den Auszahlungen erfolgen.

triebsdauer entstehende positive oder negative Salden immer in derselben Höhe abgezinst werden (Götze 2008, 71).

Der theoretische Hintergrund der Netzparität und die Kapitalwertmethode sind vor allem im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse (siehe Kap. 5) von Bedeutung. In den Kapiteln 2 bis 4 werden die Eingangsgrößen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung ermittelt, die für die Kalkulation essentiell sind.

### 1.3 Fallauswahl

Verschiedene Gründe führten zur Wahl des brasilianischen Gewerbes im Niederspannungsbereich (BT<sup>4</sup>) als Untersuchungsgegenstand. Mehrere Studien, deren Fokus auf dem Haushaltssektor lag, stellten bereits eine Wirtschaftlichkeit der PV an bestimmten Orten Brasiliens in Aussicht (ABINEE 2012; EPE 2012a). Von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit der PV ist die Höhe der Stromtarife, da die Verbraucher, die PV-Strom erzeugen, Einsparungen in der Höhe des Verbrauchstarifs erzielen können. Die Stromtarife zählen im Gewerbesektor im Niederspannungsbereich, zusammen mit den Haushaltstarifen zu den höchsten in ganz Brasilien (Bonini 2011, 23; ANEEL 2013b). Darüber hinaus ist das Gewerbe, gemessen am Stromverbrauch im Niederspannungsbereich, der zweitgrößte Verbraucher, was die Bedeutung des Segments weiter unterstreicht. In diesem Sektor sind zudem Anlagengrößen zur Deckung des eigenen Verbrauchs zu erwarten, die sich in Form von Skaleneffekten positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirken dürften.

Die zentralen Fragestellungen, die es zu beantworten gilt, lauten:

- 1. In welchen der 63 Konzessionsgebiete ist ein wirtschaftlicher Betrieb dezentraler Stromerzeugungsanlagen durch PV im Gewerbesektor (BT) - infolge der Einführung der neuen Regulierung „Resolução Normativa 482/2012“ durch die Regulierungsbehörde ANEEL - in Brasilien möglich?*
- 2. Welchen Effekt haben die in den Szenarien der Wirtschaftlichkeitsanalyse veränderten Rahmenbedingungen auf das Ergebnis?*

---

<sup>4</sup> Baixa Tensão = Niederspannung

## 1.4 Vorgehensweise

Aufbauend auf dem theoretischen Grundgerüst, sollen in den Folgekapiteln sukzessive die Eingangsgrößen der Wirtschaftlichkeitsberechnung der PV für den brasilianischen Gewerbesektor (siehe Kap. 5) ermittelt werden.

In **Kapitel 2** werden die gegenwärtige Struktur des brasilianischen Stromsektors und dessen zukünftige Entwicklung aufgezeigt. Zudem sollen auf die neue Regulierung zur Einspeisung Erneuerbarer Energien eingegangen sowie Implikationen für die Ausgestaltung der Wirtschaftlichkeitsrechnung abgeleitet werden.

In **Kapitel 3** werden der Untersuchungsgegenstand Gewerbe und seine Relevanz im brasilianischen Verbrauchersegment sowie dessen Bedeutung für die potentielle Nutzung der PV dargestellt. Als Eingangsgröße für die Wirtschaftlichkeitsanalyse wird ein repräsentativer Verbrauch des Gewerbesektors angenommen. Darüber hinaus werden die Stromtarife in den 63 Konzessionsgebieten der Verteilungsnetzbetreiber<sup>5</sup> (VNB) ermittelt, welche Aufschluss über die Opportunitätskosten der eigenen Stromerzeugung durch PV geben.

In **Kapitel 4** werden die gegenwärtige Nutzung der PV und deren Potentiale als ergänzende Energiequelle in Brasilien dargestellt sowie die Grundlagen zur Beurteilung der PV an verschiedenen Standorten in Brasilien gelegt. Mit Hilfe der kommerziellen Simulationssoftware PV\*Sol Expert sollen in allen 63 Konzessionsgebieten der Verteilungsnetzbetreiber in Brasilien die PV-Anlagengrößen ermittelt werden, mit denen der repräsentative Gewerbebetrieb an jedem Standort, über das gesamte Jahr gerechnet, seinen eigenen Verbrauch decken kann.<sup>6</sup>

Darüber hinaus werden die makroökonomischen, politischen und weiteren wesentlichen Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit dargestellt (Kap. 4.5.1/4.5.2/4.5.3), welche sich auf die Einnahme- und Kostenstruktur der PV (Kap. 4.6) auswirken. Aus dieser Struktur wird die Formel zur Ermittlung der maximal möglichen Anfangsinvestition hergeleitet. Mittels der Kapitalwertmethode werden die Einzahlungen und Auszahlungen des PV-Anlagenbetriebs über 20 Jahre auf heute diskontiert und dadurch die maximal mögliche Anfangsinvestition an den verschiedenen Standorten ermittelt. Es wird bewusst nicht der Kapitalwert berechnet, da die genauen Kosten der PV, aufgrund des

---

<sup>5</sup> Verteilungsnetzbetreiber (VNB) wird im Folgenden mit den Bezeichnungen lokaler Versorger, Distributionsunternehmen synonym verwendet.

<sup>6</sup> Dies basiert auf dem Anreizsystem der Net-Metering-Regulierung, welches in Kapitel 2.3 thematisiert wird.

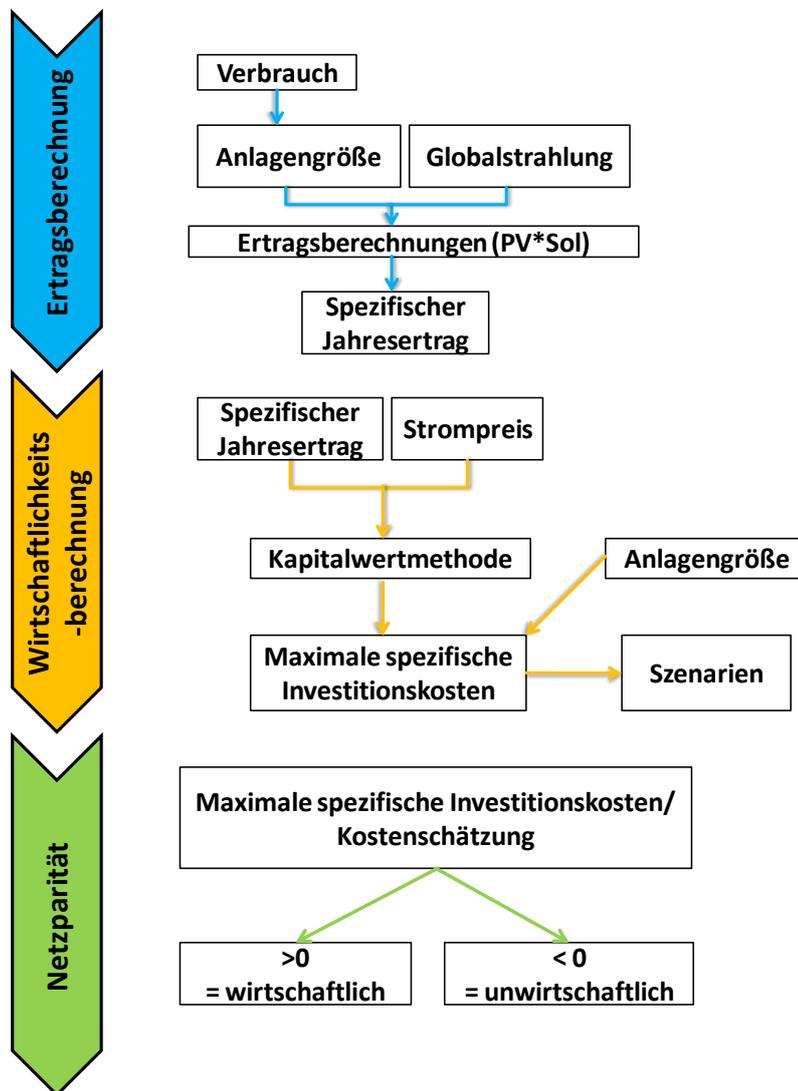
wenig ausgeprägten Marktes, derzeit lediglich auf Schätzungen beruhen. Unter Zuhilfenahme der Stromtarife bei den Einzahlungen ergibt sich der Wert, den die PV-Anlage maximal kosten darf, um wirtschaftlich zu sein, d.h. um Netzparität zu erreichen. Diese nach Standort variierende Anfangsinvestition wird durch die jeweilige Anlagengröße an den einzelnen Standorten geteilt, woraus sich die maximalen spezifischen Investitionskosten ergeben. Um die Netzparität zu überprüfen, wird eine externe Kostenschätzung genutzt und dazu ins Verhältnis gesetzt. Es ergibt sich somit eine Wirtschaftlichkeit oder Unwirtschaftlichkeit der PV-Nutzung, je nach dem, ob die maximalen spezifischen Investitionskosten über oder unter der Grenze der Kostenschätzung liegen.

In **Kapitel 5** wird die Überprüfung der Wirtschaftlichkeit - respektive der Netzparität - zum gegenwärtigen Zeitpunkt und unter veränderten Rahmenbedingungen in den brasilianischen Verteilungsnetzgebieten vorgenommen.

Die maßgebliche Frage lautet demnach: Wie viel darf die PV-Anlage einen Gewerbebetrieb kosten, damit dieser - anstelle weiterhin seinen gesamten Verbrauch aus dem Stromnetz zu decken - in eine PV-Anlage investiert?

Außerdem soll untersucht werden, wie sich die maximal zur Verfügung stehenden spezifischen Investitionskosten unter veränderten Rahmenbedingungen, welche in den Szenarien dargestellt werden, verhält. Mittels einer Sensitivitätsanalyse (Kap. 5.3) werden die kritischen Eingangsparameter der Einnahme- und Kostenstrukturgleichung (Kap. 4.6) identifiziert. Ziel der unterschiedlichen Szenarien und der Sensitivitätsanalyse ist die Ableitung wirtschaftspolitischer Implikationen (Kap. 5.4). In Abbildung 1 ist die Vorgehensweise der Forschungsarbeit noch einmal in grafischer Form dargestellt.

Abbildung 1: Schematische Abbildung der Vorgehensweise



Quelle: Eigene Darstellung

## 1.5 Literaturüberblick

Bisherige Studien und wissenschaftliche Aufsätze über die PV in Brasilien beschäftigten sich im Wesentlichen mit den Potenzialen der PV-Nutzung in Brasilien (Martins et al. 2008; EPE 2012a). Es werden die Nutzung der PV durch Peak-Shaving in kommerziellen Gebäuden (Braun/Rüther 2010) sowie deren positive Wirkungen auf das Stromnetz untersucht (Martins et al. 2008). Die Studien von Rüther/Zilles (2011) sowie Januzzi/de Melo (2012) beschäftigen sich mit der Simulation verschiedener Anreizmechanismen, wobei letztere die neue Net-Metering-Regulierung bereits einbeziehen und zudem Schätzungen für zukünftige Marktpotentiale der PV bis 2030 vornehmen. Eine

Kostenanalyse von Photovoltaik-Systemen im Vergleich zu konventionellen Energien wurde von Lacchini/dos Santos (2013) durchgeführt.

Die Wirtschaftlichkeit bzw. Netzparität der PV im Haushaltssektor ist bereits für einige Distributionsgebiete in Aussicht gestellt (Rüther/Zilles 2011) bzw. mittlerweile ermittelt worden (ABINEE 2012; EPE 2012a; Mitscher/Rüther 2012). H. Kulakow legt in der Studie (2012), die in Kooperation mit der GIZ verfasst wurde, einen Schwerpunkt auf die Untersuchung der technischen Aspekte des Entwurfs der Net-Metering-Regulierung und führt zudem eine Wirtschaftlichkeitsberechnung im Haushaltssektor durch (Kulakow 2012). Eine umfassende Wirtschaftlichkeitsanalyse für den Gewerbesektor in den einzelnen 63 Distributionsunternehmen, auf Basis der Net-Metering-Regulierung, wurde bisher allerdings noch nicht durchgeführt. Diese Lücke soll die vorliegende Forschungsarbeit schließen.

## **2 Stromsektor Brasiliens**

Das folgende Kapitel zeigt die brasilianische Stromversorgung (Kap. 2.1) sowie die grundlegende Struktur des Stromsektors (Kap. 2.2) auf. Anschließend wird die Regulierung dezentraler Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien dargestellt (Kap. 2.3) und die Implikationen für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung diskutiert.

### **2.1 Charakteristika der Stromversorgung**

#### *Produktion*

Eine brasilianische Besonderheit, die der territorialen Ausdehnung des Landes geschuldet ist, stellt die Aufteilung des Stromnetzes in das Nationale Verbundnetz SIN<sup>7</sup> sowie in die netzfernen isolierten Gebiete im Norden des Landes, insbesondere das Amazonasbecken, dar. Ende 2011 entsprach die installierte Kraftwerkskapazität im SIN ca. 115 GW, in den netzfernen Gebieten lediglich ca. 3GW (EPE 2012c, 68). Zurzeit befindet sich jedoch eine Leitung für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) im Bau (Anhang 1), welche auch Teile des Bundesstaates Amazonas, u.a. die Stadt Manaus, versorgen soll (ONS 2013). Dies hat zur Folge, dass der Anteil netzferner Gebiete auf Dauer geringer wird.

---

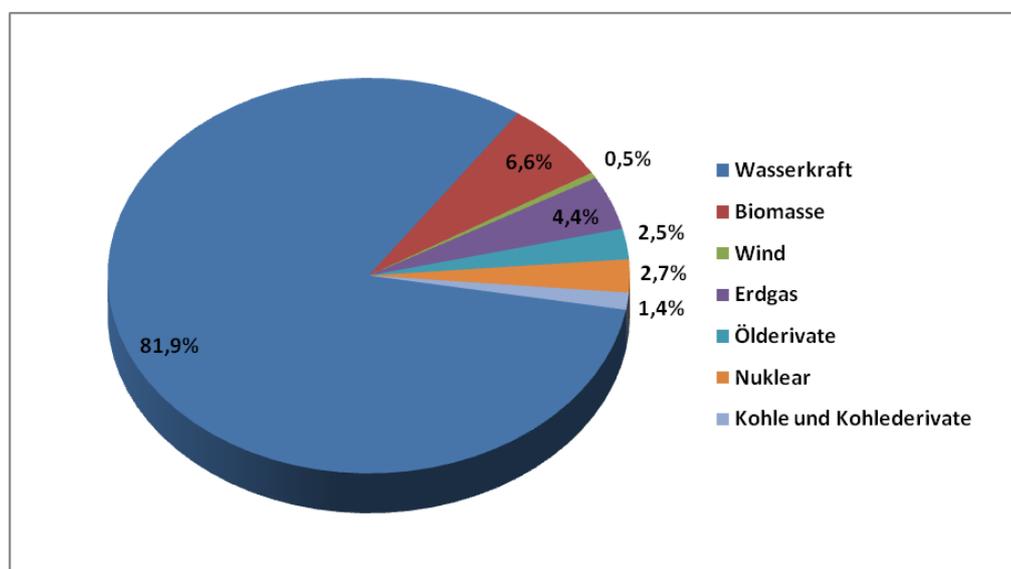
<sup>7</sup> Sistema Interligado Nacional

Die Elektrizitätsproduktion in Brasilien betrug im Jahr 2011 531,8 TWh, was einen Anstieg von 3,1% zum Vorjahr bedeutete. Zusammen mit den Nettoimporten von 35,9 TWh ergab dies ein Elektrizitätsangebot von 567,6TWh. Die brasilianische Stromerzeugung ist gekennzeichnet durch einen sehr hohen Anteil Erneuerbarer Energien am Erzeugungsmix, wobei die Wasserkraft mit 74% besonders hervorzuheben ist. Unter Berücksichtigung des Stromimports, welcher auch beinahe ausschließlich durch Erneuerbare Energien geprägt ist, ergibt sich ein Gesamtanteil regenerativer Energieformen an der brasilianischen Stromerzeugung von beinahe 89%, worauf allein 81,9% auf die Wasserkraft entfallen (EPE 2012b, 15f).

Der Hauptteil des Stromimports, der insgesamt ca. 6,4% am brasilianischen Stromangebot ausmacht, stammt aus dem binationalen Großwasserkraftwerk Itaipu an der Grenze zu Paraguay. Neben Argentinien wird zudem noch Strom aus Uruguay und Venezuela importiert (ANEEL 2012b).

Wie an der folgenden Grafik (Abb. 2) ersichtlich wird, spielen thermische Kraftwerke<sup>8</sup> mit einem Anteil von 11% eine - gemessen am gesamten Stromangebot - zwar untergeordnete, wenn gleich aber wichtige Rolle.

**Abbildung 2: Inländisches Stromangebot nach Energieträger in % (2011)**



**Quelle: Eigene Darstellung nach EPE (2012b, 16)<sup>9</sup>**

<sup>8</sup> Zu den thermischen Kraftwerken zählen Gas-, Öl-, Kern- und Kohlekraftwerke.

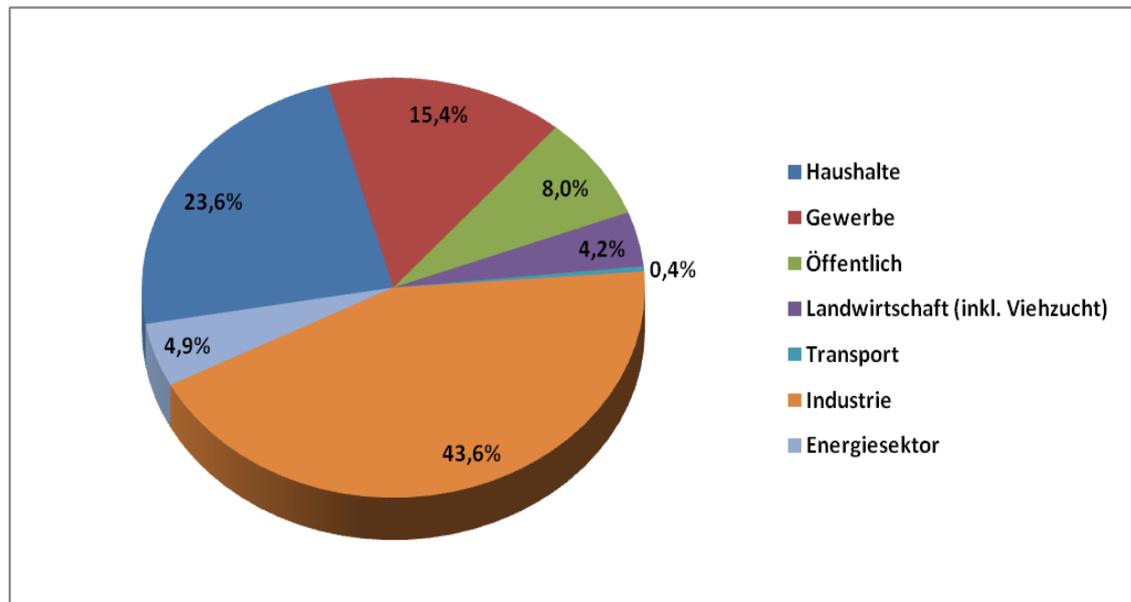
<sup>9</sup> In den 81,9% Wasserkraft sind auch die Stromimporte vom binationalen Großwasserkraftwerk Itaipu an der Grenze zu Paraguay enthalten.

In Zeiten unregelmäßiger Niederschläge, wie Ende 2012, sorgen die thermischen Kraftwerke für einen Ausgleich im System, indem sie für die strapazierten Großwasserkraftwerke bzw. deren wasserarme Staubecken einspringen, um Stromrationierungen vorzubeugen (Folha de S.Paulo 2013, B3).<sup>10</sup>

### *Verbrauch*

Der Endverbrauch elektrischer Energie lag im Jahr 2011 bei 480,12 TWh, was einen Anstieg von ca. 3% zum Jahr 2010 bedeutete. Der Verbrauch elektrischer Energie (Abb. 3) war dabei im Industriesektor mit 209,39 TWh am höchsten, was ca. 44% der gesamten Elektrizitätsmenge entspricht. Während es infolge der Überwindung der Finanzkrise im Industriesektor im Jahr 2010 noch ein 10% Wachstum gegeben hatte, normalisierte sich das Wachstum im Jahr 2011 mit knapp 3%. Neben dem Haushaltssektor, der nahezu 24% ausmacht, stellt das Gewerbe in Brasilien mit etwa 15% des Stromverbrauchs den drittenergieintensivsten Sektor (EPE 2012b, 65).

**Abbildung 3: Zusammensetzung des Stromverbrauchs nach Sektor in % (2011)**



**Quelle: Eigene Darstellung nach EPE (2012b, 32)**

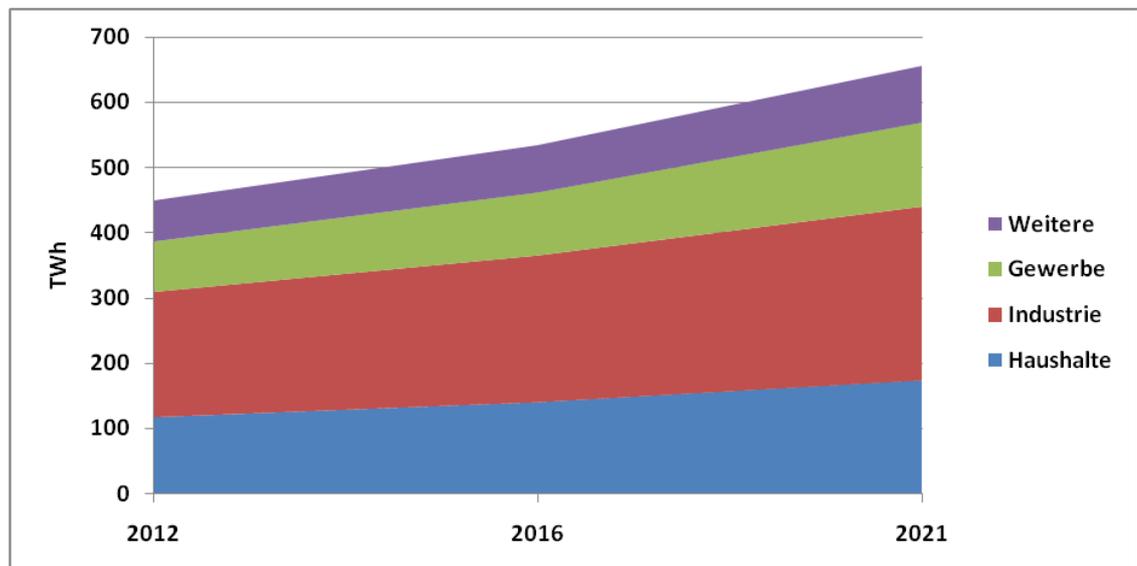
<sup>10</sup> Da bei thermischen Kraftwerken die Brennstoffkosten eine wichtige Rolle spielen, wird davon ausgegangen, dass sich deren vermehrte Nutzung stromtarifsteigernd auswirken wird.

## Voraussichtliche Entwicklung der Stromerzeugung

### *Prognostizierter Verbrauch*

Die zuständige Energieplanungsbehörde EPE geht in allen Sektoren von einem zukünftig steigenden Verbrauch elektrischer Energie aus (Abb. 4). Ausgehend vom Basisjahr 2012 wird bis 2021 mit einem Wachstum von knapp 38% im Industriesektor gerechnet, während im Gewerbesektor sogar ein Verbrauchsanstieg von 67% prognostiziert wird. Im Haushaltssektor wird von einem Anstieg von ca. 48% bis 2021 ausgegangen. Insgesamt wird ein Anstieg um 45% auf 656,09 TWh im Jahr 2021 erwartet (EPE 2012c, 38).

**Abbildung 4: Prognostizierte Entwicklung des Stromverbrauchs in den einzelnen Sektoren in TWh (2012-2021)**



**Quelle: Eigene Darstellung nach EPE (2012c, 38)**

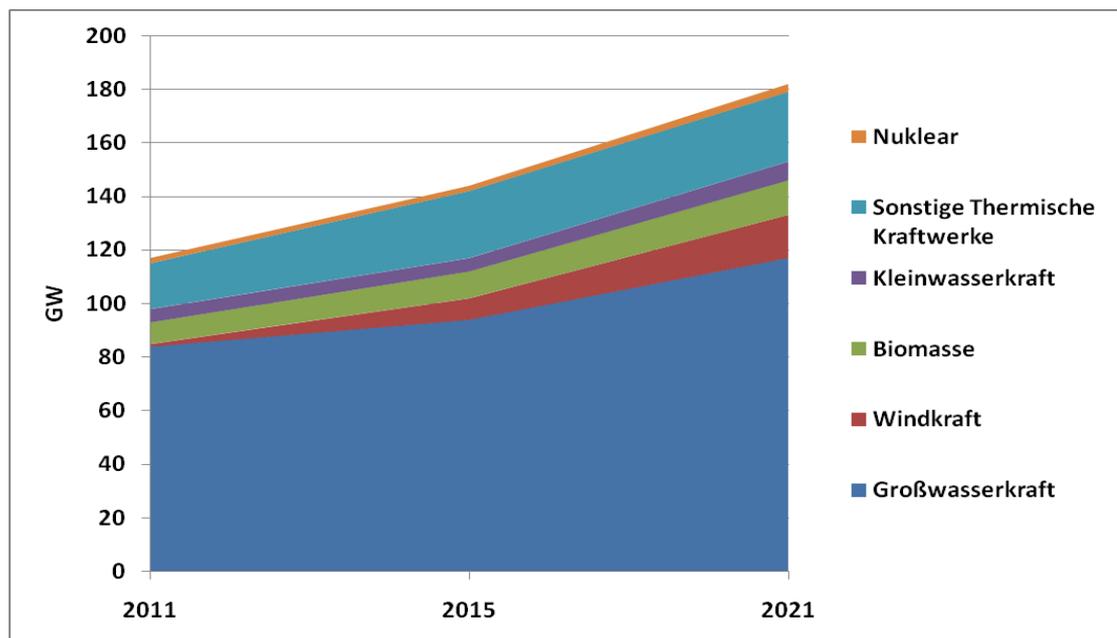
### *Prognostizierte Produktion*

Aufgrund des prognostizierten steigenden Stromverbrauchs werden bis 2021 weitere Kapazitäten zur Stromerzeugung benötigt. In Abbildung 5 ist die Entwicklung der brasilianischen Stromerzeugung dargestellt, welche im 10-Jahresplan der Energieplanungsbehörde EPE prognostiziert wird.

Dort wird ein Anstieg der gegenwärtig installierten Kapazität um ca. 57% von 116 GW auf 182 GW im Jahr 2021 erwartet, wobei die Bedeutung Erneuerbarer Energien weiterhin erhalten bleibt (EPE 2012c, 74). Die Erneuerbaren Energien ohne Großwasserkraft gewinnen, vor allem in Form von installierter Windkraft im Nordosten des Landes

an Bedeutung, während die Großwasserkraft in Relation geringfügig an Bedeutung verliert. Zu diesen weiteren Erneuerbaren Energien zählen neben der Windkraft die Kleinwasserkraft<sup>11</sup> und Biomasse (EPE 2012c, 87). Der Anteil thermischer Kraftwerkskapazität bleibt - insgesamt gesehen - mit ungefähr 16%<sup>12</sup> installierter Leistung nahezu unverändert (EPE 2012c, 92). In diesen Prognosen spiegelt sich somit das Ziel einer moderaten Diversifizierung der Stromerzeugung wider (EPE 2012c, 91f).

**Abbildung 5: Prognostizierte Entwicklung der Stromerzeugung nach Energieträger in GW (2012-2021)**



**Quelle: Eigene Darstellung nach EPE (2012c, 92)**

Insgesamt sind bereits 40,533 GW zusätzliche Kapazität vertraglich vereinbart und sollen im Laufe der nächsten Jahre ans Netz gehen, allein etwa 20GW bereits zwischen den Jahren 2012 und 2014. In Planung befinden sich derzeit außerdem noch weitere 25,377 GW Kapazität, die in den darauf folgenden Jahren zusätzlich gebaut werden sollen (EPE 2012c, 92).

Bei den bisher vorgesehenen 65 GW zusätzlicher Kapazität wird die Wasserkraft mit ca. 33 GW die Hauptrolle einnehmen, während sich die restlichen Erneuerbaren Energien in 15 GW Windkraft, 5 GW Biomasse und 2 GW Kleinwasserkraft aufteilen. Die ver-

<sup>11</sup> PCH = Pequenas Centrais Hidrelétricas

<sup>12</sup> Thermisch bezeichnet nukleare Kraftwerke (ca. 2%) sowie u.a. Gas-, Kohle- und Ölkraftwerke (ca. 14%)

bleibenden ca. 10 GW werden durch zusätzliche thermische Kapazität<sup>13</sup> abgedeckt (EPE 2012c, 92f).

Der Anteil der Windkraft ist seit der ersten Teilnahme an den Auktionen<sup>14</sup> 2009 am stärksten gestiegen (siehe Kap. 2.2).  $\frac{3}{4}$  der Windkraftprojekte befinden sich im windreichen Nordosten Brasiliens (EPE 2012c, 87).

Im Vergleich zu den Windkraftanlagen haben die Kleinwasserkraftwerke (PCH) seit den Auktionen im Jahr 2009 an Wettbewerbsfähigkeit eingebüßt. Unter anderem war dies Verzögerungen bei den Genehmigungsverfahren geschuldet (EPE 2012c, 88).

Die Biomasse ist eine weitere erneuerbare Energiequelle, die zur Erweiterung des Stromangebots führen kann. Im Wesentlichen wird sie aus Abfällen der Zuckerrohrindustrie, sogenannter Bagasse, gewonnen. Das technische Potential allein für Zuckerrohrbagasse dürfte 10 GW Kapazität bis 2021 übersteigen (EPE 2012c, 89).

Trotz eines großen Potentials (siehe Kap. 4.2) für die Nutzung der Photovoltaik geht die brasilianische Energieplanungsbehörde EPE in den nächsten Jahren noch von einer geringen Rolle der elektrischen Nutzung der Solarenergie aus. Falls sich allerdings der Trend zu niedrigeren Kosten fortsetzen würde, könnte sich dies bereits in diesem 10-jährigen Planungshorizont wandeln. Die Kosten dezentraler Stromerzeugung haben laut Bericht der EPE in einigen Konzessionsgebieten bereits Netzparität erreicht (EPE 2012c, 89).

## 2.2 Aufbau des Strommarktes

In den 1990er Jahren kam es nach dem Staatsbankrott Brasiliens zu einer Veränderung der Rolle des Staates. Die Entwicklung wurde beeinflusst durch liberale Bestrebungen in anderen Ländern, wie den USA und Europa, und führte zu umfassenden Privatisierungs- und Liberalisierungsmaßnahmen, die auch den Energiesektor betrafen (Kissel 2008, 41; Baer 2008).

---

<sup>13</sup> 9 GW Sonstige Thermische Kapazität und 1 GW zusätzliche Kapazität Nuklearer Energie.

<sup>14</sup> Die Regulierungsbehörde ANEEL schreibt die im Land benötigten Kraftwerkskapazitäten in Form von Konzessionsverträgen aus. Auf sogenannten Stromauktionen gewinnt der Anbieter, der bereit ist, den durch den Bau des Kraftwerks - verfügbaren Strom zum niedrigsten Preis anzubieten.

<sup>15</sup> Kissel/Kolks/Aßmann (2013) sehen in den Stromauktionen für die dezentrale Einspeisung von Photovoltaik allerdings kein geeignetes Instrument zur Förderung der Energiequelle. Die Vorbereitungen zur Teilnahme sind mit Zeit- und Kostenaufwand verbunden, was sich für Anlagengrößen der PV ( $\leq 1$  MW) nicht rechnet. Ein weiteres Indiz dafür ist, dass bis jetzt lediglich Anlagengrößen mit einer durchschnittlichen Kapazität von 35 MW den Versteigerungsprozess für sich entscheiden konnten (Kissel/Kolks/Aßmann 2013).

Ein einschneidendes Ereignis im Stromsektor, mit negativen Auswirkungen auf die Produktivität der gesamten Volkswirtschaft, stellten die verordneten Stromeinsparungen Anfang des neuen Jahrtausends dar. Tolmasquim (2012) macht für die Versorgungskrise 2000/2001 vor allem die fehlenden Investitionen in Kraftwerkskapazitäten im Laufe der 1990er Jahre aus, welche das Risiko eines Versorgungsengpasses erhöht hätten (Tolmasquim 2012, 20). Die Privatisierungsbestrebungen hatten nicht zu ausreichenden Investitionen in den brasilianischen Kraftwerkspark geführt, sondern waren ohne einen funktionsfähigen regulatorischen Rahmen erfolgt (Tolmasquim 2012, 7; vgl. Nickel 2003, 29, zit. in Kissel 2008, 41).

Die Versorgungskrise und die damit verbundenen außerordentlichen Strompreiserhöhungen waren mitverantwortlich für den Regierungswechsel zur Regierung Lula. Diese beendete die Privatisierungsentwicklungen der 1990er im Stromsektor und übertrug die Energieplanung wieder dem Staat in Form der Energieplanungsbehörde EPE, die im Jahr 2004 gegründet wurde (Kissel 2008). Das zuvor vorherrschende Strommarktmodell schien den Zweck öffentlicher Versorgungsleistung nicht zu gewährleisten, wozu eine verlässliche Stromversorgung, moderate Stromtarife und der universelle Zugang zu Energieversorgungsleistungen zählen (Tolmasquim 2012, 21). Während in den Jahren 1995 bis 2000 über 20 Verteilungsnetzbetreiber privatisiert wurden, kam es - seit der Etablierung des neuen brasilianischen Strommarktmodells - nur noch zu einer einzigen weiteren Privatisierung (ABRADEE 2012). Die Wertschöpfungskette des Stromsektors ist somit unterschiedlich stark privatisiert. Die Verteilungsebene ist zu etwa 70%, die Stromerzeugungsebene hingegen nur zu ca. 30% in privater Hand. Die staatliche Holding Eletrobras<sup>16</sup> verfügt über 35,5% der Stromerzeugungskapazität (Eletrobras 2013), weshalb der Stromsektor in seiner heutigen Struktur als gemischtwirtschaftlich bezeichnet werden kann (Kissel 2008).

### *Stromhandel*

Die Stufe der Wertschöpfungskette des Stromsektors, auf der es zu den größten Veränderungen nach der Reform 2004 kam, ist der Stromhandel. Dieser ist weitgehend von bilateralen Stromkauf- und Stromverkaufsverträgen geprägt. Die Stromkommerzialisierungskammer (CCEE<sup>17</sup>) überwacht den Stromhandel und erfasst die Unterschiede zwischen der Stromerzeugung, dem Verbrauch sowie den in den Verträgen vorgesehenen

---

<sup>16</sup> Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

<sup>17</sup> Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Strommengen. Diese Registrierung ist das Bindeglied mittel- und langfristiger Verträge zum Spotmarkt. Auf diesem werden die Ungleichgewichte ausgeglichen und der markträumende Preis (PLD<sup>18</sup>) ermittelt. Die marginalen Systembetriebskosten bilden die Grundlage für die wöchentliche Ermittlung des PLDs für die drei Laststufen und die vier Teilmärkte. Das bedeutet, dass es zu unterschiedlichen markträumenden Preisen in der Grund-, Mittel- und Spitzenlast in den vier Gebieten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) kommt. Es erfolgt eine Begrenzung durch einen Minimal- und einen Maximalpreis (Tolmasquim 2012, 113f; Kissel 2008).

Der Stromhandel wird auf zwei Marktebenen betrieben, zum einen auf dem regulierten ACR<sup>19</sup>, zum anderen auf dem freien Strommarkt ACL<sup>20</sup>. Auf dem ACR erfolgt der Handel der Strommengen auf staatlich organisierten Stromauktionen, mit dem Ziel, den Stromverbrauch der unfreien Stromverbraucher<sup>21</sup> im Konzessionsgebiet der Verteilungsnetzbetreiber zu decken. Den Zuschlag erhält das Unternehmen, welches bereit ist, die ausgeschriebenen Strommengen zum niedrigsten Preis zu erzeugen (Kissel 2008). Derzeit werden 72% des Stroms auf der Ebene der regulierten Vertragsabschlüsse (ACR), die restlichen 28% auf der Ebene der freien Vertragsabschlüsse (ACL) gehandelt (Devienne Filho 2011, 6).

### *ACR*

Wesentlich für die vorliegende Untersuchung ist der ACR<sup>22</sup>, da sich auf dieser Ebene die zu untersuchenden Verbraucher des Gewerbebereichs in der Tarifgruppe B3 befinden. Die Verbrauchereinheiten sind nach ihrer Anschlussspannung in Kilovolt (kV) definiert. Die Tarifgruppe B3 befindet sich im Niederspannungsbereich unter 2,3 kV (ANEEL 2012d).

Die Verteilungsnetzbetreiber führen in regelmäßigen Abständen Messungen bei Konsumenten ihres Versorgungsgebietes durch, um in Form von Hochrechnungen auf das gesamte Gebiet Projektionen über zukünftige Kapazitätsengpässe an die Regulierungsbehörde ANEEL weiterzuleiten. Diese nutzt die Informationen zum einen für Ausschreibungen von künftigen Stromversteigerungen und zum anderen, um die Stromtari-

---

<sup>18</sup> Preço de Liquidação de Diferenças

<sup>19</sup> Ambiente de Contratação Regulada

<sup>20</sup> Ambiente de Contratação Livre

<sup>21</sup> Stromkunden, die an den lokalen Verteilungsnetzbetreiber gebunden sind.

<sup>22</sup> Im Gegensatz zum ACR, hat der ACL für die vorliegende Untersuchung keine Relevanz, da auf dieser Marktebene die Strompreise mit Sicherheit nicht im Bereich der Wirtschaftlichkeit liegen. Auf dem ACL handeln Großunternehmen mit den Energieversorgern in bilateralen Verträgen Strompreise aus, die unter den regulierten Preisen von ANEEL liegen.

fe im jeweiligen Versorgungsgebiet der Distributionsunternehmen zu definieren. Jedes Jahr werden diese Tarife überprüft und bei Bedarf eine Anpassung vorgenommen. Auf der einen Seite soll das finanziell-ökonomische Gleichgewicht des Verteilungsnetzbetreibers gewährleistet und auf der anderen Seite eine moderate Stromtarifentwicklung im Auge behalten werden (ANEEL 2011a).

Diese starke Regulierung der Stromtarife ermöglicht es, diese Werte für die Wirtschaftlichkeitsberechnung (siehe Kap. 5) zu nutzen, was z.B. in Deutschland - aufgrund der Liberalisierung dieses Strommarktsegments und infolge einer Fülle unterschiedlicher Tarife - so nicht möglich wäre.

## **2.3 Regulierung für dezentrale Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien**

Der gesetzliche Rahmen zur Einspeisung Erneuerbarer Energien hat sich im April 2012 durch die Resolution 482<sup>23</sup> grundlegend geändert und wird im Folgenden in den energie- und gesamtwirtschaftlichen Kontext eingeordnet. Zuletzt wird der konkrete Einfluss der neuen Gesetzgebung auf die Wirtschaftlichkeit der PV aufgezeigt.

### **2.3.1 Beschreibung des Net-Metering**

Mit der am 17.04.2012 in Kraft getretenen Regulierung „Resolução Normativa N° 482“ wurde die dezentrale Einspeisung Erneuerbarer Energien in Form eines Net-Metering-Mechanismus eingeführt (ANEEL 2012e).

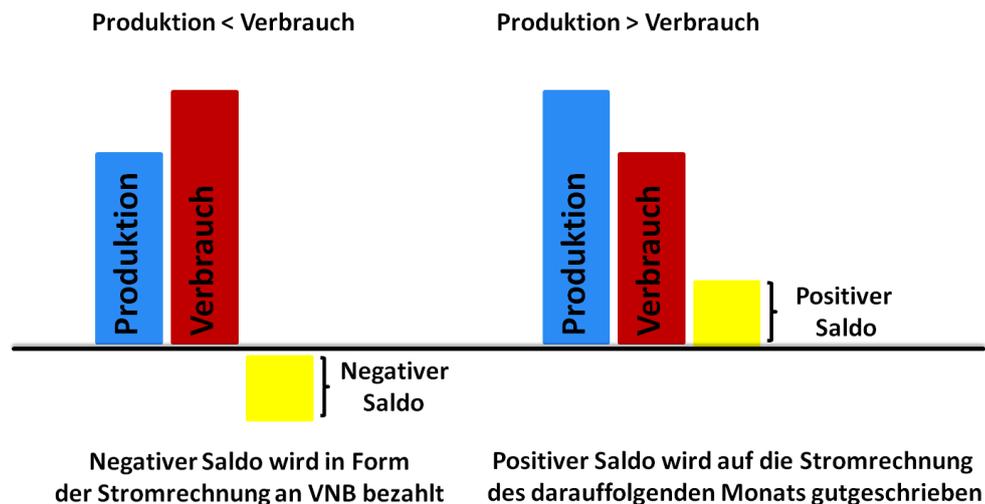
Die Regulierung gilt für Mikro- und Ministromerzeugungsanlagen. Mikro-Stromerzeugungsanlagen sind Anlagen mit einer Kapazität bis zu 100kW, deren Erzeugung aus Erneuerbaren Energien besteht und welche an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Unter Mini-Stromerzeugungsanlagen sind Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien zu verstehen, welche eine Leistung größer 100 kW bis einschließlich 1 MW besitzen und welche an das Nieder- und Mittelspannungsnetz angeschlossen werden. Unter Net-Metering versteht man einen Anreizmechanismus, mit dem die dezentrale Einspeisung Erneuerbarer Energien gefördert wird. Dies geschieht durch die Verrechnung der Energie, die durch die Verbrauchereinheit erzeugt wird, mit dem tatsächlich gemessenen Verbrauch (Kissel/Krenz/Rolffs 2013; ANEEL 2012e).

---

<sup>23</sup> Resolução Normativa N° 482

Das Net-Metering stellt sicher, dass der ökonomische Wert der selbst erzeugten und ins Netz eingespeisten Energie, mit der - vom Verteilungsbetreiber an den Verbraucher zur Verfügung gestellten - Energie übereinstimmt (Varnäs et al. 2012, 34). In Kanada, Australien und vor allem den USA sowie in einigen Ländern der Europäischen Union ist das Net-Metering verbreitet (Varnäs et al. 2012).

**Abbildung 6: Net-Metering-Mechanismus in Brasilien**



**Quelle: Eigene Darstellung**

In Abbildung 6 wird der Net-Metering-Mechanismus visualisiert. In Zeiten überschüssiger Produktion wird die elektrische Energie in das Stromnetz eingespeist und dieses somit als Speicher verwendet. In Momenten, in denen die selbst erzeugte Energie geringer als der eigene Verbrauch ausfällt, besteht die Möglichkeit, diese Energie aus dem Stromnetz des Verteilungsbetreibers zu beziehen. Die erzeugte und ins Netz eingespeiste Energie der Stromerzeugungsanlagen wird mit der Entnahme aus dem Netz verrechnet und über Stromguthaben (in kWh), jedoch nicht in monetären Einheiten abgerechnet. Wenn mehr Strom in einem Abrechnungszeitraum erzeugt als verbraucht wird, wird der Überschuss auf die nächste Monatsrechnung gutgeschrieben. Die Gutschrift gilt maximal für 36 Monate. Sollte die Stromerzeugung der Anlage geringer ausfallen, als der Verbraucher zur Deckung seines eigenen Verbrauchs benötigt, fällt für die Differenz der geltende Stromtarif der Verbrauchereinheit an. Auf der Monatsabrechnung werden dem Konsumenten die Informationen in Bezug auf seinen Saldo zur Verfügung gestellt.

Abgesehen vom Ausgleich negativer Salden zukünftiger Rechnungen durch heute überschüssig eingespeiste Energie gibt es eine weitere Möglichkeit, die ‚Überproduktion‘ zu nutzen. Nach einer Registrierung beim Verteilungsnetzbetreiber kann der Strom einer verbundenen Verbrauchereinheit, welche im Konzessionsgebiet desselben VNB liegen muss, gutgeschrieben werden. Durch die Regulierung ist sowohl die Bildung einer Interessengemeinschaft, beispielsweise unter Privatpersonen, als auch die Verbindung mehrerer Unternehmensfilialen möglich (Kissel/Krenz/Rolffs 2013; Kissel et al. 2013; ANEEL 2012c; ANEEL 2012e).

### **2.3.2 Einordnung der Net-Metering Regulierung**

Die Net-Metering-Regulierung zur Einspeisung Erneuerbarer Energien hat zum Ziel die regulatorischen Barrieren der dezentralen Stromerzeugung zu senken. Sie sorgt durch klare Regeln erstmals für geordnete Rahmenbedingungen bei der dezentralen Einspeisung von Erneuerbaren Energien und führt damit zu einem Sinken der Transaktionskosten. In Verbindung mit anderen Maßnahmen ist die Resolução Normativa N° 482 konform mit den brasilianischen energiepolitischen Zielen einer sicheren, preiswerten und diversifizierten Stromerzeugung.

Darüber hinaus besteht ein grundsätzliches industriepolitisches Interesse an der Entwicklung einer nationalen PV-Wertschöpfungskette sowie am Ausbau angrenzender Sektoren, wie z.B. der Halbleitertechnologie. In Ermangelung geeigneter Technologie besteht in Brasilien derzeit nicht die Möglichkeit, den hohen Reinheitsgrad des für die PV-Modulproduktion notwendigen Solarsiliziums herzustellen (ABINEE 2012, 30).

Ziel der Regulierung ist somit nicht die Einführung einer umfassenden Gesetzgebung, vergleichbar mit der Einspeisegesetzgebung in Deutschland. Nicht zuletzt aufgrund des ca. 80% Wasserkraftanteils an der Stromerzeugung und dem großen Windpotenzial setzt die brasilianische Regierung derzeit beim Ausbau des Kraftwerksparks auf Erzeugungstechnologien, welche bereits am Markt etabliert sind. Der Photovoltaik wird vor allem in der dezentralen Anwendung eine Wachstumsperspektive eingeräumt (EPE 2012a, 22).

### **2.3.3 Implikationen des Net-Metering für die Untersuchung**

Die Ausgestaltung der Net-Metering-Regulierung sorgt für den Anreiz einer Stromeigenversorgung. Dieser Anreiz hat konkrete Auswirkungen auf die Dimensionierung der PV-Anlage, welche zusätzlich durch die solaren Einstrahlungswerte (siehe Kap. 4.4) beeinflusst wird. In Kapitel 5 wird ersichtlich, dass die Anlagengröße auch konkrete Auswirkungen auf die Gesamtkosten der PV-Investition hat.

Entsprechend der Anreizwirkung muss die Photovoltaikanlage in der Größe so dimensioniert sein, dass sie den Verbrauch der jeweiligen Verbrauchereinheit deckt. Wenn sie zu groß dimensioniert wird und dadurch konstant mehr erzeugt als verbraucht wird, würde der Verbraucher dem Verteilungsnetzbetreiber - bei Auslaufen der Gutschriften nach drei Jahren - de facto den überschüssig produzierten Strom schenken. Es kommt nicht zu einer Ausbezahlung der angehäuften Guthaben.

Zudem ist in der Regulierung kein Anreiz zum Stromsparen enthalten. Demnach müssen potentielle Energieeffizienzmaßnahmen bereits bei der Dimensionierung der PV-Anlage berücksichtigt werden. Sobald die PV-Anlage installiert ist, lohnt es sich nicht mehr, Strom zu sparen, da die PV-Anlage trotzdem produziert. Bei gleichbleibender Stromerzeugung und sinkendem Konsum würde wiederum Strom verschenkt werden. Um dies zu vermeiden, wird in der Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsanalyse (Kap. 4.4/Kap. 5) davon ausgegangen, dass die Anlage lediglich 80% des Stromverbrauchs der jeweiligen Verbrauchereinheit decken soll.

## **3 Stromversorgung im Gewerbesektor**

Im folgenden Kapitel wird der Untersuchungsgegenstand Gewerbe abgegrenzt und mit seinen Charakteristika in den Kontext des Strommarktes eingeordnet. Zum einen soll ein repräsentativer Jahresstromverbrauch ermittelt werden, welcher für die PV-Simulation (siehe Kap. 4.4) benötigt wird. Zum anderen werden das Lastverhalten (Kap. 3.2) sowie die Bedeutung anhand seines Stromverbrauchs (Kap. 3.3) dargestellt. In Kapitel 3.4 werden die Stromtarife ermittelt, welche als wichtige Eingangsgröße zur Überprüfung der Wirtschaftlichkeit (siehe Kap. 5) benötigt werden.

### 3.1 Sektoranalyse

In der Richtlinie für brasilianische Verteilungsnetze<sup>24</sup> werden die Verbrauchereinheiten definiert, die in Folge untersucht werden. Die Verbrauchereinheiten werden anhand ihrer Anschlussspannung (Hoch-, Mittel- und Niederspannung) erfasst. Für die Niederspannungsebene werden Messkampagnen auf Basis von Stichproben im Konzessionsgebiet der VNB durchgeführt (ANEEL 2011b, 8f). Die Planung zum Ausbau des Verteilungsnetzes auf Niederspannungsebene wird für einen 5-Jahreszeitraum angesetzt und anhand der Messungen Vorhersagen für die weitere Lastentwicklung getroffen. Die Definition der Stichproben erfolgt anhand folgender Gleichung (ANEEL 2011b, 25).

$$n = \frac{1,96^2 \cdot \left(\frac{CV}{R}\right)^2}{1 + \frac{1,96^2}{N} \cdot \left(\frac{CV}{R}\right)^2}; \text{ CV: Koeffizient durchschnittlicher Variation}^{25}; \text{ R: Stichprobenfehler}^{26}; \text{ N: Bevölkerungsanzahl}^{27}; \text{ n: Stichprobe}^{28} \text{ (ANEEL 2011b, 10).}$$

Die hiesige Untersuchung beschäftigt sich mit den ans Niederspannungsnetz (SDBT<sup>29</sup>) angeschlossenen Verbrauchereinheiten. Diese sind in folgende Klassen eingeteilt:

- a) Private Haushalte: Residencial (B1)
- b) Ländlich: Rural (B2)
- c) Gewerbe, Dienstleistungen und andere Aktivitäten: Comercial, serviços e outras atividades (B3)
- d) Industrie: Industrial (B3)
- e) Öffentliche Beleuchtung: Iluminação Pública (B4)
- f) Sämtliche Klassen, die unterirdisch ans Verteilungsnetz angeschlossen sind: Qualquer classe atendida a partir de sistema subterrâneo de distribuição (AS)

(ANEEL 2011b, 11).

Die Messkampagnen der VNB bilden die Grundlage der Lastprognosen. ANEEL schreibt eine Einteilung der gemessenen Unternehmen a) bis f) in fünf Verbrauchsklas-

---

<sup>24</sup> Procedimentos de Distribuição (PRODIST)

<sup>25</sup> Coeficiente de variação médio

<sup>26</sup> Erro amostral

<sup>27</sup> Tamanho da população

<sup>28</sup> Amostra

<sup>29</sup> Sistema de Distribuição em Baixa Tensão, verkürzt BT.

sen vor. Diese Klassen entsprechen dem durchschnittlichen monatlichen Verbrauch der letzten 12 Monate der gemessenen Verbrauchereinheiten.

- 1) Bis 500 kWh;
- 2) Von 500 kWh bis 1.000 kWh;
- 3) Von 1.000 kWh bis 5.000 kWh;
- 4) Von 5.000 kWh bis 10.000 kWh;
- 5) Von 10.000 kWh.

(ANEEL 2011b, 12).

Die Gruppen 1) bis 5), welche von ANEEL zur Einteilung der Gewerbeunternehmen dienen, geben eine Vorstellung über die Größenordnung des Stromverbrauchs eines derartigen Unternehmens.

Daten über die Verteilung der Unternehmen auf die einzelnen der fünf Stromverbrauchsgruppen besitzen lediglich die 63 VNB, ohne diese allerdings öffentlich zur Verfügung zu stellen. Auch nach Anfrage bei einer Stichprobe der Unternehmen wurden die Informationen in nur unzureichender Form zur Verfügung gestellt, sodass diese nicht als repräsentativ angesehen werden können und im Folgenden von einem Verbrauch in der Höhe von  $5000kWh \cdot 12Monate = 60MWh/Jahr$  ausgegangen wird.

Dieser durchschnittliche jährliche Stromverbrauch eines Gewerbeunternehmens wird als Basis genommen, um die PV-Anlagengröße zu ermitteln, mit der dieser Betrieb seinen Stromverbrauch decken kann.

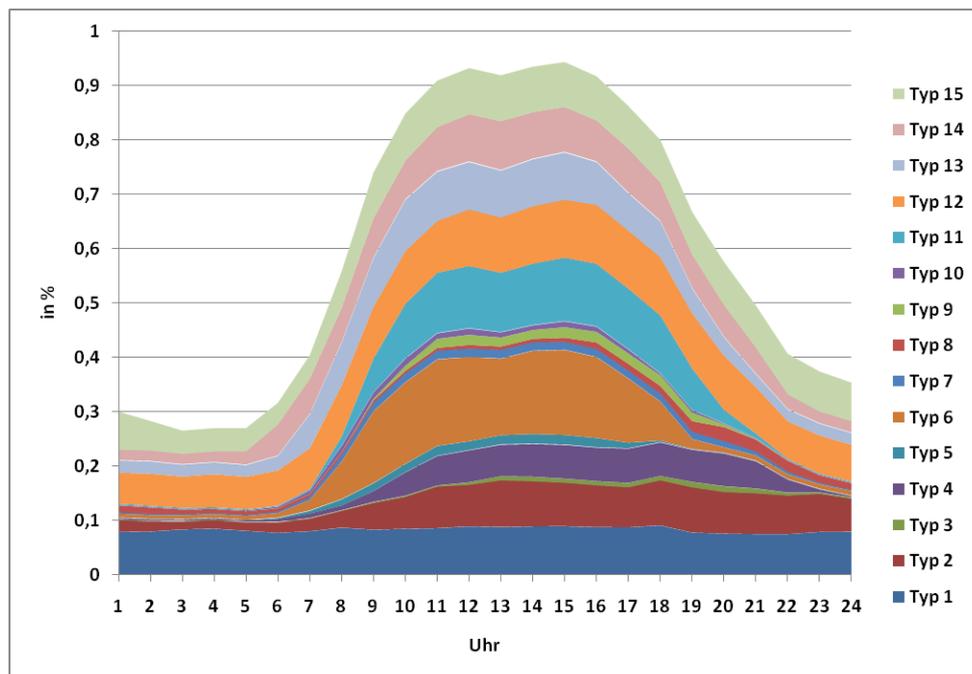
Um, auf das Jahr bezogen, nicht mehr Strom zu erzeugen, als zu verbrauchen und die Möglichkeit für Energieeinsparmaßnahmen aufrechtzuerhalten (Kap. 2.3.3), wird daher angenommen, dass der Gewerbebetrieb lediglich 80% seines eigenen Stromverbrauchs durch die PV-Anlage deckt. Dies hat zur Folge, dass in der Ertragsberechnung die jeweilige Anlagengröße in den 63 Verteilungsnetzgebieten simuliert wird, mit welcher man 48MWh im Jahr erzeugen kann. Diese unterschiedlichen Anlagengrößen haben wiederum Auswirkungen auf die Kosten (Kap. 5).

### **3.2 Lastverhalten**

In Abbildung 7 sind die Lastkurven des Gewerbesektors zu sehen, die der Verteilungsbetreiber Light Energia S.A durch eine Messkampagne in seinem Konzessionsge-

biet Rio de Janeiro erhalten hat. Zur Erstellung der Lastkurven wurden Messungen bei 226 Verbrauchereinheiten durchgeführt. Es wird ersichtlich, dass der Großteil des Stromverbrauchs in der Mittagszeit stattfindet. Die Abbildung zeigt zudem die Gleichzeitigkeit zwischen Sonneneinstrahlung und größtem Verbrauch des Segments. In der Grafik sind verschiedene Verbrauchertypen 1-15 sichtbar. Wie viele der - an der Messkampagne teilnehmenden - Unternehmen in welcher Gruppe enthalten sind, ist nicht ersichtlich. Es wird aber deutlich, wie viel die einzelnen Unternehmensgruppen am Stromverbrauch der Gesamtzahl der Unternehmen ausmachen. Das bedeutet, dass die einzelnen Typen 6 und 11-15 den größten Stromverbrauch der gemessenen Unternehmen ausmachen. Leider ist anhand der Abbildung nicht erkennbar, in welchen Gewerbesektoren die Unternehmen wirtschaften.

**Abbildung 7: Lastverhalten des Gewerbes (BT) in Rio de Janeiro**



**Quelle: Eigene Darstellung nach Light (2012)**

Eine Zuordnung nach Untersektoren - wie in Deutschland - ist in Brasilien nicht vorgesehen.<sup>30</sup>

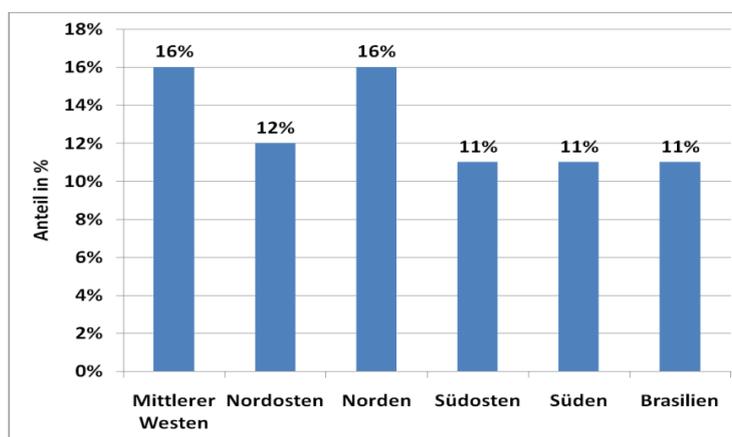
<sup>30</sup> In Deutschland werden zur Prognose des Lastgangs von Unternehmen bis zu einem Jahresverbrauch von 100MWh Standardlastprofile verwendet. Für alle Unternehmen, die mehr verbrauchen, werden genaue Verbrauchsmessungen durch den Netzbetreiber durchgeführt. Der Bereich Gewerbe wird dabei in 6 Untergruppierungen unterschieden: Gewerbe allgemein, Gewerbe werktags 8-18Uhr, Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden, Gewerbe durchlaufend, Laden/Friseur, Bäckerei mit Backstube, Wochenendbetrieb (E.ON Mitte AG 2012).

Wie oben ersichtlich erheben die VNB in Brasilien Standardlastprofile durch Messkampagnen. Diese werden aggregiert und durch statistische Verfahren in Form von Clusteranalysen gruppiert. Die Durchführung erfolgt für sämtliche Niederspannungsgruppierungen, wie Gewerbe, Haushalte und Industrie sowie für die Mittel- und Hochspannungsbereiche. Auf diese - im Vergleich zu Deutschland - weniger detaillierte Weise erhält man auch in Brasilien den Stromverbrauch im Verteilungsnetz (ANEEL 2008). Während der gerade beschriebene Fall insbesondere die tageszeitlichen Unterschiede im Stromverbrauch in den Mittelpunkt stellt, wird im folgenden Kapitel der Stromverbrauch des im Niederspannungsnetz angeschlossenen Gewerbes in den Verteilungsnetzgebieten untersucht.

### 3.3 Stromverbrauch

Zur Untersuchung des Stromverbrauchs im Gewerbesektor der 63 Distributionsgebiete wurden die öffentlich verfügbaren Datensätze auf der Internetpräsenz der Regulierungsbehörde ANEEL einzeln analysiert (ANEEL 2012f). Von den 63 Datensätzen stehen leider 8 nicht zur Verfügung, von denen wiederum 5 in der Nordregion Brasiliens liegen.<sup>31</sup> In der folgenden Grafik (Abb. 8) wird der Anteil des Gewerbes am Stromverbrauch aufgezeigt.

**Abbildung 8: Anteil des Gewerbes mit Anschluss ans Niederspannungsnetz (BT) am Stromverbrauch**



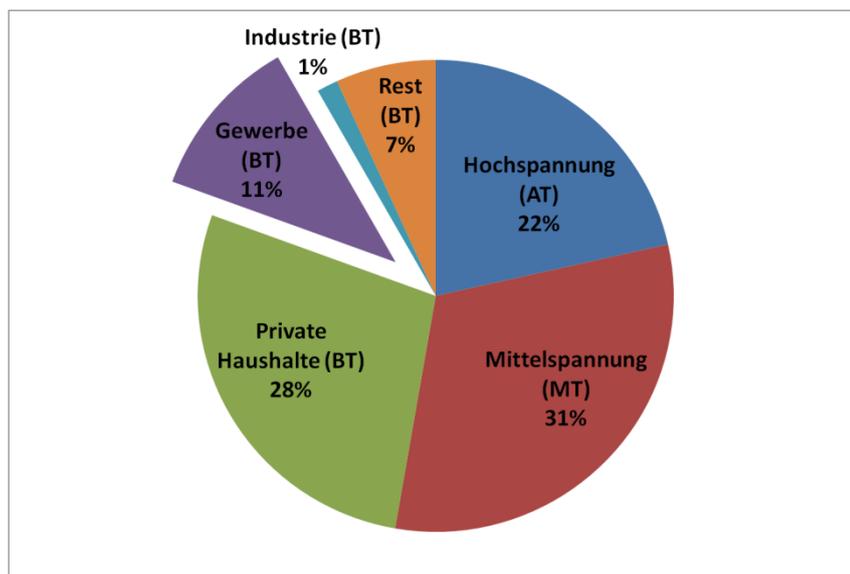
**Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen nach ANEEL (2012f)**

<sup>31</sup> Da der Anteil des Stromverbrauchs im Norden des Landes - aufgrund der niedrigen Bevölkerungsdichte - gering ist, hat dies auf die Ergebnisse nur unbedeutenden Einfluss.

Die Bedeutung des Gewerbes, das ans Niederspannungsnetz angeschlossen ist, variiert in den Regionen Brasiliens zwischen 11% und 16%, wobei - in Ermangelung der Daten für den Norden - die Werte für diese Region wenig aussagekräftig sind. Auffällig ist, dass der Durchschnitt für ganz Brasilien bei 11% liegt, was dem Wert der Regionen Südosten und Süden entspricht. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass dort die wirtschaftlichen Zentren, wie São Paulo und Rio de Janeiro, mit einem hohen Anteil des Stromverbrauchs landesweit liegen.

In Abbildung 9 wird ersichtlich, dass der Stromverbrauch des Gewerbes mit 11% ca. ein Zehntel des gesamten Stromverbrauchs Brasiliens auf dem ACR (Kap. 2.2) ausmacht.<sup>32</sup> Neben dem Haushaltssektor stellt das Gewerbe somit am Stromverbrauch die zweitwichtigste Gruppe dar.

**Abbildung 9: Anteil des Gewerbes (BT) am gesamten Stromverbrauch im regulierten Markt (ACR)<sup>33</sup>**



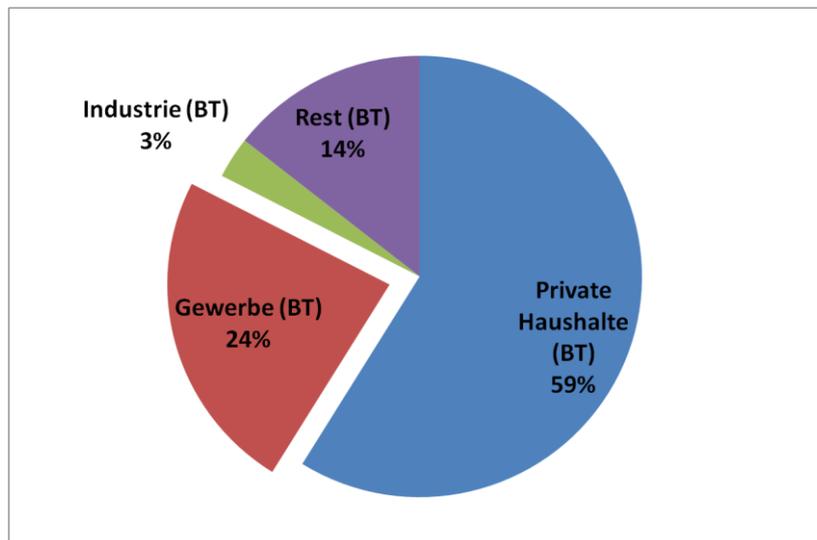
**Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen nach ANEEL (2012f)**

<sup>32</sup>Nicht berücksichtigt sind dabei die Großverbraucher der Ebene der freien Vertragsabschlüsse ACL.  $0,72 * 0,11 + 0,28 * x = 0,154$  ergibt für den Anteil des Stromverbrauchs des Gewerbes am ACL den Wert 0,267, dass heißt mehr als ein Viertel. 72% und 28% entsprechen den Anteilen der gehandelten Strommengen auf den Teilmärkten ACR und ACL (Kap. 2.2).

<sup>33</sup>Mittelspannung (MT) ist in Brasilien definiert zwischen 1kV und 69kV Anschlussspannung (ANEEL 2012c, 42). Teil davon sind die Tarifgruppen A4 (2,3kV bis 25kV) und Tarifgruppe A3a (30kV bis 44kV).

In Abbildung 10 wird deutlich, welche Wichtigkeit das Gewerbe innerhalb der - ans Niederspannungsnetz angeschlossenen - Verbrauchergruppen hat. Knapp ein Viertel des Stromverbrauchs entfällt auf das Gewerbe.

**Abbildung 10: Anteil des Gewerbes am gesamten Niederspannungsstromverbrauch (BT)**



**Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen nach ANEEL (2012f)**

Schwierigkeiten in der Datenerfassung und im Datenvergleich bereitete - neben der Unvollständigkeit der Werte - auch die Systemumstellung vom Messsystem Tardist, das bis einschließlich der zweiten Tarifrevisionsphase verwendet wurde, zum Messsystem CTR, das in der aktuellen dritten Tarifrevisionsphase (siehe Kapitel 3.4) verwendet wird (ANEEL 2011a, 16ff).

Nachdem der Untersuchungsgegenstand Gewerbe und seine Bedeutung am brasilianischen Stromverbrauch dargestellt wurde, werden in Kapitel 3.4 die Stromtarife untersucht. Diese sind ein weiteres zentrales Kriterium für die Wirtschaftlichkeitsanalyse (Kap. 5), da sie die Kosten darstellen, die ein Gewerbeunternehmen bei der Installation einer PV-Anlage vermeiden könnte.

### **3.4 Stromtarife**

Wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln erwähnt wurde, bezieht sich die Untersuchung des Gewerbes auf den ACR, die Marktumgebung für regulierte Vertragsab-

schlüsse. Im Fokus stehen die unfreien Verbraucher<sup>34</sup> (Kap. 2.2). Das bedeutet, dass die Höhe des zu zahlenden Preises nicht frei zwischen den Konsumenten und dem Stromerzeuger ausgehandelt wird, wie dies auf dem ACL für Großverbraucher der Fall ist. Die unfreien Verbraucher sind an den lokalen VNB gebunden, in dessen Konzessionsgebiet sich die Verbrauchereinheit befindet. Die 63 VNB sind in ihren Konzessionsgebieten monopolistische Anbieter, wobei sie ihre Tarife allerdings nicht frei festlegen dürfen. Vielmehr wird die Höhe der Stromtarife durch die Regulierungsbehörde ANEEL alle 4-5 Jahre grundlegend in der periodischen Tarifrevision überarbeitet. Jedes Jahr kommt es zu einer Inflationsanpassung der Tarife, wobei in Ausnahmefällen auch eine außerordentliche Tarifüberprüfung möglich ist, wenn das ökonomisch-finanzielle Gleichgewicht des VNB in Gefahr sein sollte. Jedes der 63 Distributionsunternehmen verfügt über Stromtarife in unterschiedlicher Höhe, was sich im Gewerbesektor in 63 unterschiedlichen Stromtarifen widerspiegelt (ANEEL 2005, 21ff)

Die unfreien Verbraucher können auf der Mittel- und Hochspannungsebene zwischen unterschiedlichen Tarifen wählen, welche sich nach Tages- und Jahreszeit unterscheiden können. In Zeiten großer Last ist bei manchen Tarifen der zu zahlende Preis/kWh höher als in Zeiten niedriger Last. Somit kann ein Gewerbeunternehmen, wenn es seinen Stromverbrauch flexibel gestalten kann, einen Tarif auswählen, der eine Vermeidung genereller Peakzeiten<sup>35</sup> mit niedrigeren Tarifen in Off-Peak-Zeiten<sup>36</sup> honoriert. Dadurch kann das Unternehmen einen finanziellen Vorteil erzielen.

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird in den 63 Konzessionsgebieten der Verteilungsnetzbetreiber von den konventionellen Stromtarifen<sup>37</sup> für den Gewerbesektor (BT) ausgegangen. Es handelt sich dabei um einen tageszeitlich nicht variierenden Verbrauchstarif, um die Berechnung nicht unnötig zu komplizieren. Die Endtarife wurden von Silva (2012) in einer Studie durch Telefoninterviews bei den Distributionsunternehmen erfragt, weil die genauen Werte der Tarifgruppe B3 (Gewerbe) nicht öffentlich vorlagen. Die Resultate finden in der hiesigen Untersuchung Verwendung.

Der Endpreis des Stroms, eine wichtige Berechnungsgrundlage der Wirtschaftlichkeitsanalyse (Kap. 5), setzt sich aus verschiedenen Segmenten zusammen, wie in der Abbildung 11 zu erkennen ist. Die bundesstaatlich erhobene Steuer ICMS<sup>38</sup> variiert nach Hö-

---

<sup>34</sup> Die unfreien Verbraucher auf dem ACL sind hier die Gewerbeunternehmen.

<sup>35</sup> Spitzenlastzeiten

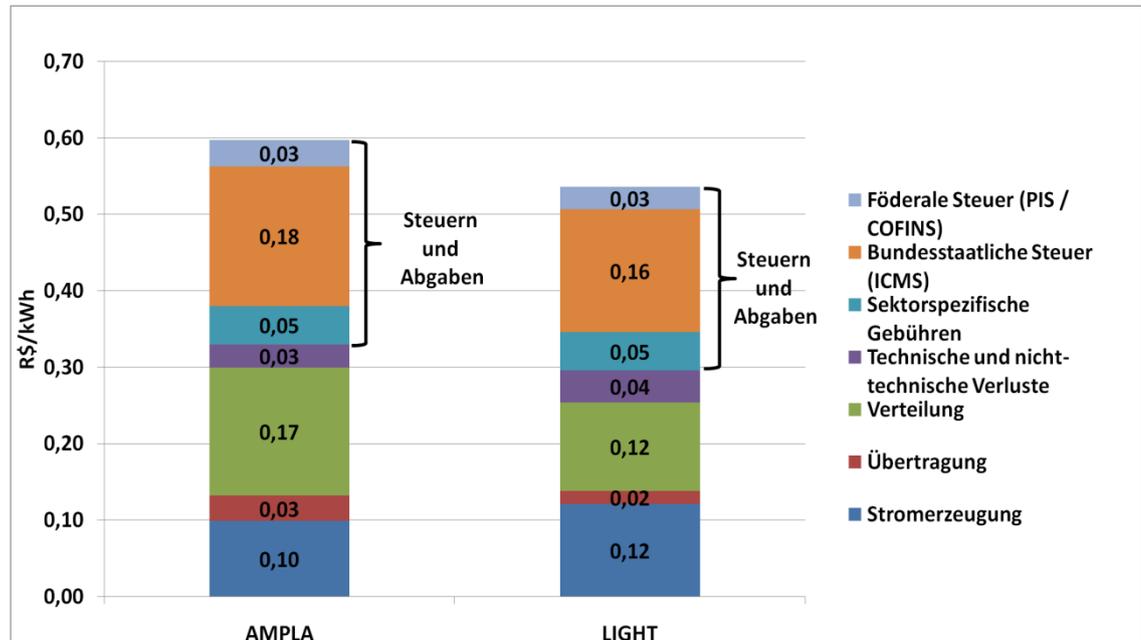
<sup>36</sup> Alle Tageszeiten ohne die Spitzenlastzeit.

<sup>37</sup> Tarifa convencional

<sup>38</sup> Imposto sobre as Mercadorias e Circulação de Serviços

he des Stromverbrauchs des Konsumenten. Die föderalen Steuern PIS<sup>39</sup> und COFINS<sup>40</sup> variieren jeden Monat nach Umsatz des Verteilungsnetzbetreibers und Kosten der Stromerzeugung (ANEEL 2011a).

**Abbildung 11: Gewerbe-Endtarife (BT) im Bundesstaat Rio de Janeiro**



**Quelle: Eigene Darstellung nach Silva (2012)**

Die Stromtarife sind von Bedeutung, da sie die Kosten des Gewerbeunternehmens determinieren, welche durch eine Investition in eine PV-Anlage vermieden werden könnten. In der Abbildung 11 wird an den zwei großen Distributionsunternehmen des Bundesstaats Rio de Janeiro beispielhaft die genaue Zusammensetzung des Stromtarifs für den Gewerbesektor (BT) dargestellt. Es wird ersichtlich, dass knapp die Hälfte des Endtarifs aus Steuern und Abgaben besteht.<sup>41</sup>

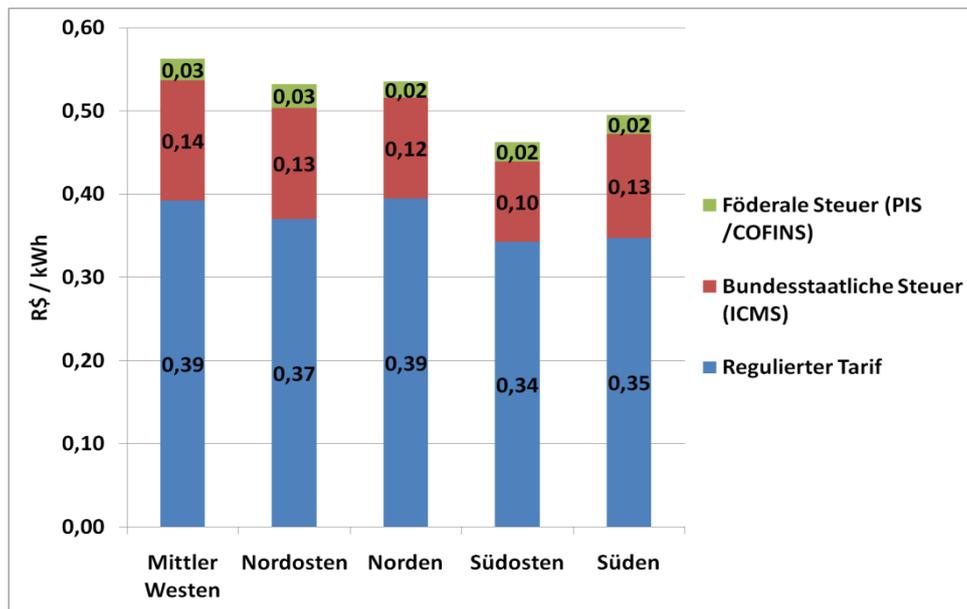
In Abbildung 12 ist die durchschnittliche Tarifhöhe des Gewerbesektors mit den höchsten Tarifen im Mittleren Westen und den niedrigsten im Südosten des Landes zu sehen. Die Tarife im Gewerbe zählen neben den Haushaltstarifen zu den höchsten des Landes und wirken sich unter Umständen positiv auf die Wirtschaftlichkeit der PV in Brasilien in diesem Segment aus. Eine Aufschlüsselung der Tarifhöhen in den einzelnen Konzessionsgebieten befindet sich im Anhang 2.

<sup>39</sup> Programa de Integração Social

<sup>40</sup> Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

<sup>41</sup> Weitere Gründe für die Strompreishöhe sind - neben dem Stromdiebstahl - die Kosten, die infolge von Leitungsverlusten durch große Entfernungen zwischen Erzeugungsort und Verbrauchszentren entstehen.

**Abbildung 12: Stromtarife Gewerbe (BT) in den fünf Regionen**



**Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen nach Silva (2012)**

In Kapitel 3 wurde die Bedeutung des brasilianischen Gewerbes im Niederspannungsbereich mit ca. einem Zehntel des Stromverbrauchs im ACR festgestellt. Es wurde ein durchschnittlicher Jahresverbrauch in Höhe von 60MWh ermittelt, der jedoch - infolge der Net-Metering spezifischen Annahmen (siehe Kap. 2.3.3 und 3.1) - auf 80% reduziert wird und im weiteren Verlauf der Arbeit daher nur noch mit einer Höhe von 48MWh Verwendung findet.

Mit den Stromtarifen und dem Jahresverbrauch stehen nun zwei zentrale Eingangsgrößen der Wirtschaftlichkeitsrechnung (Kap. 5) fest.

#### **4 Charakteristika der PV-Nutzung in Brasilien**

Im folgenden Kapitel soll auf die bisherigen Erfahrungen mit der PV in Brasilien (Kap. 4.1) sowie auf das solare Potenzial des Landes (Kap. 4.2) eingegangen werden. Des Weiteren werden in Kapitel 4.3 die technischen Grundlagen für die solaren Ertragsberechnungen (Kap. 4.4) gelegt. In diesen Berechnungen werden zum einen die PV-Anlagen an den einzelnen Standorten in den brasilianischen Verteilungsnetzgebieten - auf Grundlage der in Kapitel 3 gewonnen Erkenntnisse - simuliert. Zum anderen werden Einflussfaktoren diskutiert (Kap. 4.5), welche sich auf die Wirtschaftlichkeit der PV-

Anlagen auswirken können. Auf Basis dieser Ergebnisse wird die Einnahme- und Kostenstruktur von PV-Anlagen entwickelt (Kap. 4.6) und daraus die Formel zur Berechnung der maximal möglichen spezifischen Investitionskosten hergeleitet.

#### 4.1 Nutzung der Photovoltaik

Die PV ist eine von mehreren Formen zur Nutzung solarer Strahlung. Abzugrenzen ist sie von thermischen Solaranlagen und Solarthermischen Kraftwerken, bei denen die Wärme zur Stromerzeugung genutzt wird. Diese sind jedoch nicht Forschungsgegenstand dieser Arbeit. Bei der Photovoltaik kommt es hingegen zur direkten Umwandlung der Solarstrahlung in elektrische Energie durch Solarzellen (Konrad 2007, 3).

Des Weiteren werden bei der Photovoltaik im Wesentlichen zwei Arten der Nutzung unterschieden. Zum einen besteht die Möglichkeit, abseits vom elektrischen Verbundnetz für den Eigenbedarf Strom zu erzeugen<sup>42</sup> und diese intermittierende Art der Stromerzeugung durch Akkumulatoren konstant nutzbar zu machen (Quaschnig 2008, 112ff). Diese Art der Nutzung der PV ist in Brasilien in netzfernen Gebieten bereits heute verbreitet (IEA 2011, 21). Zum anderen besteht die Möglichkeit, die PV-Anlagen an das Stromnetz zu koppeln und dieses als Speicher zu verwenden (Quaschnig 2008, 115ff). Diese Nutzungsart wird in der vorliegenden Arbeit betrachtet.

##### *Erfahrungen mit der PV in Brasilien*

Die Anfänge der PV in Brasilien gehen in die 1990er Jahre zurück, als die damalige brasilianische Regierung versuchte, durch protektionistische Maßnahmen die nationale Industrie vor billigeren ausländischen Importen im Bereich Informationstechnologie zu schützen. Dies galt auch für den angrenzenden Industriebereich der PV-Industrie, da auch hier die Verwendung von monokristallinem Silizium eine wesentliche Rolle spielt. Bei der nationalen Entwicklung der Photovoltaik brachte dies kaum Erfolge.<sup>43</sup> (ABI-NEE 2012, 23f).

Das Programm zur energetischen Entwicklung der Bundesstaaten und Kommunen PRODEEM<sup>44</sup> führte ab 1994 zu einer weiteren Nutzung der PV in Brasilien. Infolgedessen wurde durch internationale Ausschreibungen insgesamt eine Kapazität von 5MWp,

---

<sup>42</sup> In Form sogenannter Off-grid-Anlagen.

<sup>43</sup> Es entstand lediglich das Unternehmen Heliodinâmica.

<sup>44</sup> Programa para o Desenvolvimento dos Estados e Municípios

verteilt auf 7000 Kommunen, in Brasilien installiert. Weitergeführt wurde das Programm in der Initiative der brasilianischen Regierung „Luz para Todos“<sup>45</sup>, welches eines der wesentlichen Ziele brasilianischer Energiepolitik erfüllen sollte, nämlich den Zugang aller Menschen Brasiliens zu elektrischer Energie zu ermöglichen. Seit 2004 führte dies zur Installation weiterer 2046 PV-Systeme. Im Mittelpunkt stand die Stromversorgung netzferner Gebiete, die aufgrund von sehr hohen Netzausbaukosten nicht ans nationale Verbundnetz SIN<sup>46</sup> angeschlossen waren bzw. sind. Eine weitere bedeutende Verwendung der PV in Brasilien ist die Stromversorgung von Wasserpumpen (ABINEE 2012, 23f; Kissel 2008).

Jedoch sind die Erfahrungen, die mit den isolierten Systemen gemacht wurden, von denen netzgekoppelter Systeme zu unterscheiden, vor allem in Bezug auf technische und regulatorische Aspekte. Netzgekoppelte Anlagen sind in Brasilien bisher kaum zu finden. Die erste Anlage wurde zwar bereits 1995 in Betrieb genommen, jedoch kam es seither nicht zu einem umfassenden Ausbau. Heute ist in Tauá die Anlage des Unternehmens MPX Energia S.A. mit 1MW die größte PV-Anlage Brasiliens. Ihre Leistung wird derzeit verdoppelt (ABINEE 2012, 26). Die Kapazität der netzgebundenen PV-Anlagen insgesamt liegt bei 2500kW (ANEEL 2012a). Im Jahr 2011 ging man von einer installierten PV-Leistung in der Größenordnung von 20MW aus, von denen der überwiegende Teil, d.h. über 90%, in netzfernen Gebieten liegt (ABINEE 2012).

Zum Vergleich: In Deutschland wurden alleine im Jahr 2012 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 7,6 GW (7600 MW) neu installiert (BSW 2013). Die installierte Leistung der Photovoltaik in Deutschland beträgt derzeit rund 30 GW<sup>47</sup> (BNetzA 2012a). Im Vergleich dazu ist die Ausbreitung der PV in Brasilien bisher begrenzt, obgleich das Land über vorteilhafte klimatische und geographische Bedingungen verfügt, welche im folgenden Unterkapitel thematisiert werden.

## 4.2 Solares Potenzial Brasiliens

In Abbildung 13 wird die in Brasilien vorhandene jahresdurchschnittliche Globalstrahlung, gemessen über einen Zeitraum von 10 Jahren<sup>48</sup>, erfasst. Die Daten setzen sich zum einen aus Satellitendaten und zum anderen aus Datensätzen von 95 Messstationen zu-

---

<sup>45</sup> Auf Deutsch: Licht für Alle

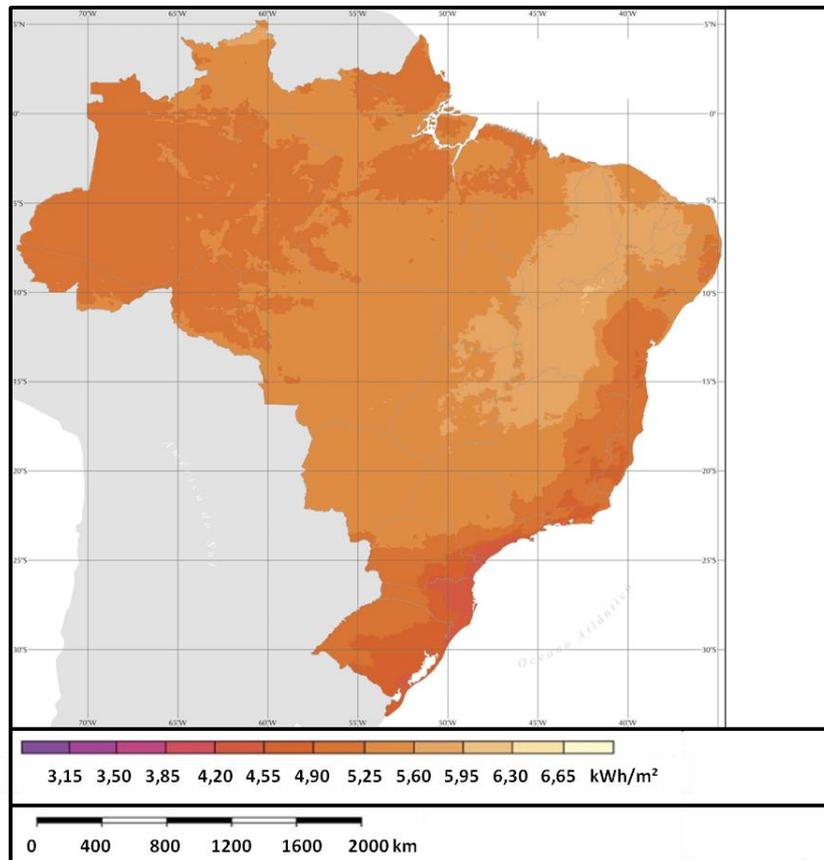
<sup>46</sup> Sistema Interligado Nacional

<sup>47</sup> Laut BSW (2013) sind bis Ende 2012 32,4 GW PV in Deutschland installiert gewesen.

<sup>48</sup> Zeitraum: Juli 1995-Dezember 2005

sammen, welche über ganz Brasilien verteilt sind. Die Gebiete, in denen keine Messstationen vorhanden sind, wurden interpoliert (Pereira et al. 2006, 19ff).

**Abbildung 13: Durchschnittliche tägliche Globalstrahlung auf einer horizontalen Fläche**



**Quelle: Bearbeitete Darstellung nach Pereira et al. (2006, 34)**

Als tägliche Globalstrahlung bezeichnet man die auf eine horizontale Fläche von Sonnenaufgang bis -untergang treffende Energiemenge (Wagner 2010, 22). Diese setzt sich aus direkter und diffuser Strahlung sowie Reflektionen zusammen. Während unter Direktstrahlung die direkte Solarstrahlung zu verstehen ist, handelt es sich bei der diffusen Strahlung um die - durch Partikel und Wolken geminderte - solare Strahlung. Unter Reflektionen ist der Teil der Globalstrahlung zu verstehen, der durch helle Oberflächen reflektiert wird und dann auf die Solarmodule trifft. Alle drei Bestandteile der Globalstrahlung können durch die PV in elektrische Energie umgewandelt werden (Wagemann/Eschrich 2007).

Aufgrund der geographischen Größe variiert die Globalstrahlung in Brasilien zwischen den verschiedenen Regionen deutlich. Im Bundestaat Bahia, welcher im Nordosten Bra-

siliens in der Nähe des Äquators liegt, besteht die größte Sonneneinstrahlung mit 6,5 kWh/m<sup>2</sup>\*Tag täglicher Globalstrahlung. Im Süden des Landes, im Bundesstaat Santa Catarina ist der niedrigste Wert globaler Strahlung mit 4,25kWh/m<sup>2</sup>\*Tag zu verzeichnen (Pereira et al. 2006, 31). In Brasilien werden somit Globalstrahlungswerte zwischen 1200-2400 kWh/m<sup>2</sup> erreicht, während diese in Deutschland bei 900-1250 kWh/m<sup>2</sup> liegen. Das bedeutet, dass die höchsten Globalstrahlungsmesswerte Deutschlands in etwa den niedrigsten Messwerten Brasiliens entsprechen (EPE 2012c, 89).

Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit (siehe Kap. 5) ist die Globalstrahlung ein wesentliches Entscheidungskriterium für die Vorteilhaftigkeit eines Standortes. An den Orten mit einer sehr hohen Globalstrahlung können die PV-Anlagen kleiner dimensioniert werden, als an Orten mit geringeren Globalstrahlungswerten, um einen feststehenden Stromverbrauch zu decken. Der Karte aus dem Solaratlas Brasilien zufolge (siehe Abb. 13) ist dies vor allem im Mittleren Westen, insbesondere aber im Nordosten des Landes der Fall. Neben der geographischen Lage wurde in Kapitel 3.4 die Höhe der Stromtarife der 63 VNB Brasiliens als ein weiteres wesentliches Kriterium der Wirtschaftlichkeitsanalyse dargestellt. Zur Überprüfung der Vorteilhaftigkeit einzelner Standorte werden in Kapitel 4.4 Ertragsanalysen vorgenommen, zu welchen im folgenden Unterkapitel die Grundlagen näher beleuchtet werden.

### **4.3 Technische Grundlagen**

Nachfolgend sollen die technischen Grundlagen zur optimalen Anlagendimensionierung und die beeinflussenden Größen des solaren Ertrags kurz erläutert werden.

Die hiesige Untersuchung sieht, wie bereits erwähnt, eine Analyse netzgekoppelter Anlagen im Gewerbesektor vor. Der wesentliche Unterschied zu den bisher in Brasilien weiter verbreiteten ‚Off-grid‘ PV-Anlagen (siehe Kap. 4.1), ist die Nichtnutzung von Batterien, anstelle derer das Stromnetz als Speicher fungiert (Quaschnig 2008, 118). Die Solarmodule, welche als aneinandergereihte Solarzellen zu verstehen sind, erzeugen Gleichstrom. Bevor die elektrische Energie in das Verbundnetz übertragen werden kann, muss dieser Gleichstrom durch einen Wechselrichter in den Wechselstrom des Stromnetzes umgewandelt werden. Darüber hinaus erfüllt der Wechselrichter die Funktion, die PV-Anlage in ihrem optimalen Betriebspunkt zu betreiben. Er garantiert die optimale Leistung, welche sich aus der idealen Kombination von Strom und Spannung ergibt (Quaschnig 2008, 115ff; Dr. Valentin EnergieSoftware GmbH 2012, 12).

Die Ertragsberechnung für die 63 Standorte in Brasilien (Kap. 4.4) erfolgt mit der kostenpflichtigen Simulationssoftware PV\*Sol Expert 5.5, der Firma Dr. Valentin Energie Software GmbH für netzgekoppelte PV-Anlagen<sup>49</sup> (Dr. Valentin EnergieSoftware GmbH 2012).

Neben der Auswahl der Solarmodule ist vor allem auch deren Ausrichtung und Neigung von Bedeutung für die Stromerzeugung. Am Äquator werden aufgrund der senkrechten Solarstrahlung die besten Ertragswerte durch eine horizontale Konstruktion erzielt. Auf der Nordhalbkugel wird die Anlage Richtung Süden ausgerichtet, auf der Südhalbkugel Richtung Norden, um die besten Werte zu erreichen. Zur Maximierung des Ertrags sollte der Neigungsgrad der PV-Anlage dem Breitengrad des Standortes entsprechen (RETScreen® International 2005, 28-29).

Dies hat beispielsweise für den Standort Rio de Janeiro eine Ausrichtung der PV-Anlage nach Norden sowie eine Neigung der Solarmodule in einem Winkel von ca. 23° zur Folge, da die Stadt in der Nähe des 23. Breitengrades, südlich des Äquators liegt.

Für einen optimalen Energieertrag muss zudem auch der Wechselrichter, welcher sich an der Kapazität der Module (in kWp) ausrichtet, korrekt dimensioniert werden.

Mehrere Bewertungsgrößen ermöglichen es, PV-Anlagen, bei denen unterschiedliche Komponenten verbaut sind, an verschiedenen Standorten miteinander zu vergleichen.

Im Zuge der vorliegenden Untersuchung kommt die Kenngröße *spezifischer Jahresertrag*

$$trag = \frac{kWh}{kWp}$$
 zum Einsatz. Sie zeigt das Verhältnis nutzbarer Energie zur installierten

Leistung (Dr. Valentin EnergieSoftware GmbH 2012, 16).

Für weitere Details bzgl. der Anlagendimensionierung und idealen Ausrichtung sei an dieser Stelle auf die Literatur u.a. (Konrad 2007), Softwarehandbücher (Dr. Valentin EnergieSoftware GmbH 2012; RETScreen® International 2005) sowie auf die bereits für den brasilianischen Haushaltssektor von der GIZ durchgeführte technische Machbarkeitsstudie verwiesen (Kulakow 2012).

---

<sup>49</sup> Bestandteil der Software sind am Markt erhältliche Module und Wechselrichter mit ihren spezifischen Eigenschaften. Des Weiteren werden Plausibilitätsprüfungen in Bezug auf Kompatibilität der ausgewählten Komponenten durchgeführt. Verschiedene Parameter beeinflussen den Ertrag der simulierten Solaranlagen. Dazu zählen die Außentemperatur, die Betriebstemperatur der Module, die Wärmekapazität sowie die solare Einstrahlung. Die Simulationssoftware verwendet dafür das Modul Meteosyn. Die Klimadaten sind in W/m<sup>2</sup> dargestellt (Dr. Valentin EnergieSoftware GmbH 2012).

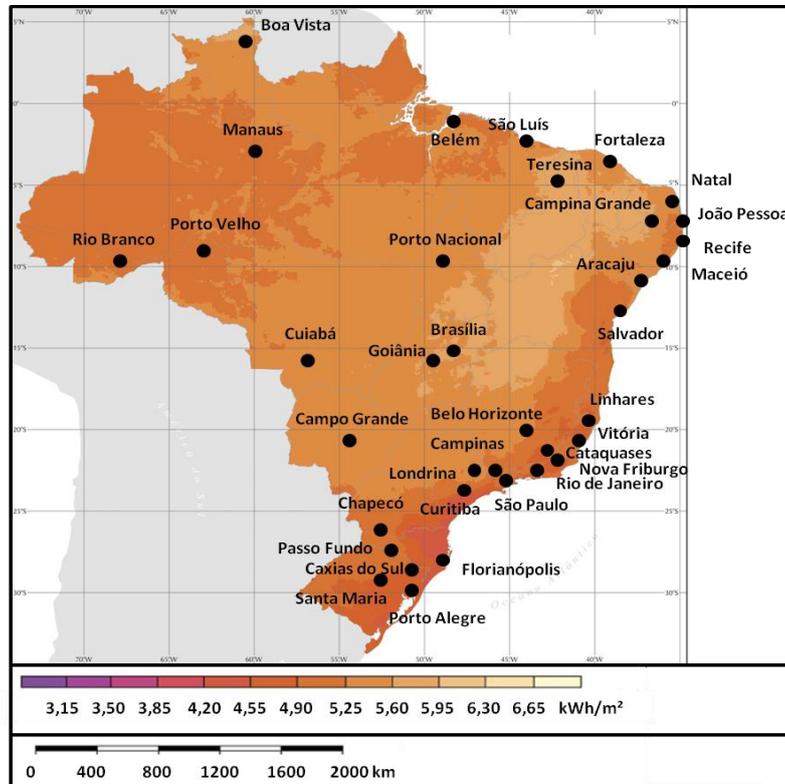
#### 4.4 Simulation von PV-Anlagen

Auf Grundlage der Sektoranalyse (siehe Kap. 3.1) wurde der durchschnittliche Jahresstromverbrauch eines typischen Gewerbebetriebs ermittelt. Ziel der Solarsimulation ist es - unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen in den 63 brasilianischen Konzessionsgebieten - die Anlagengröße zu errechnen, mit welcher Gewerbebetriebe ihren Jahresstromverbrauch decken würden.

Die ermittelte Anlagengröße wird im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (siehe Kap. 5) benötigt, um die maximalen spezifischen Investitionskosten in R\$/kWp zu errechnen. Diese Kenngröße ermöglicht es, einen Vergleich der einzelnen Investitionen in den unterschiedlichen Konzessionsgebieten Brasiliens durchzuführen.

Die Ertragssimulationen werden mit der kommerziellen Simulationssoftware PV\*Sol durchgeführt (siehe Kap. 4.3). In Abbildung 14 sind die Orte abgebildet, an denen die PV-Simulationen durchgeführt wurden.

**Abbildung 14: Durchschnittliche tägliche Globalstrahlung auf einer horizontalen Fläche an den Messpunkten in den einzelnen Konzessionsgebieten<sup>50</sup>**



Quelle: Bearbeitete Darstellung nach Pereira et al. (2006, 34)

<sup>50</sup> Zeitraum: Juli 1995-Dezember 2005

Die Stichproben für die einzelnen Konzessionsgebiete werden aufgrund der einfacheren Verfügbarkeit der Daten an den Orten durchgeführt, an denen die Verteilungsnetzbetreiber ihren Geschäftssitz haben. In der Regel befindet sich der Hauptsitz in einem zentralen Bereich ihres Konzessionsgebiets. Wenn der Standort, an dem die Unternehmen ihren Geschäftssitz haben, nicht in PV\*Sol verfügbar war, wurde an dessen Stelle der räumlich nächste Messpunkt verwendet.<sup>51</sup>

Ein Überblick der Ergebnisse der Ertragssimulationen, welche mit dem Programm PV\*Sol durchgeführt wurden, befindet sich in den Anhängen 3 und 5. Darin sind die spezifischen Jahreserträge (kWh/kWp) sowie die Anlagengrößen der PV-Anlagen (kWp) an den einzelnen Standorten aufgeführt. Die detaillierten Simulationsergebnisse sind in Anhang 11 enthalten.

Deutlich wird anhand der Resultate, dass die Messpunkte des Nordostens mit 1500-1650 kWh/kWp über einen höheren spezifischen Jahresertrag verfügen als sämtliche andere Regionen des Landes. Der Mittlere Westen verfügt über ebenfalls hohe Erträge von 1400-1500 kWh/kWp. In der Region Südosten ist die größte Streuung bei den Erträgen zu verzeichnen, wobei sich die meisten Werte eher im unteren Teil des brasilianischen Spektrums befinden. Die relativ breite Streuung der Ertragswerte bedeutet, dass zur PV-Stromproduktion in der Höhe des Jahresstromverbrauchs eines Gewerbeunternehmens unterschiedliche Anlagengrößen erforderlich sind. In Gebieten geringerer Einstrahlung muss eine höhere Kapazität an PV-Modulen installiert werden als an einem Ort mit höherer Einstrahlung, um die gleiche Menge Strom zu produzieren.

Die Höhe der Einstrahlungswerte sowie der Erträge stellt somit einen wesentlichen Faktor für die Erreichung der Netzparität in Brasilien dar. Darüber hinaus gibt es weitere Faktoren, die sich auf die Wirtschaftlichkeit der PV in Brasilien auswirken. Dazu zählen neben makroökonomischen auch politische Einflussfaktoren, welche im Folgekapitel thematisiert werden.

#### **4.5 Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit**

Eine Investitionsentscheidung ist ein sehr komplexer Entscheidungsprozess, auf den sowohl subjektive als auch objektive Einflussgrößen einwirken. Ein gewinnmaximie-

---

<sup>51</sup> Im Besonderen in Bundesstaaten mit großer territorialer Ausdehnung variieren die Globalstrahlungswerte in nicht unerheblichem Ausmaß. Durch die Nutzung eines Messpunktes pro Konzessionsgebiet wird dies nicht berücksichtigt und führt zu entsprechenden Ungenauigkeiten.

render Investor wählt einen Kalkulationszinssatz unter Berücksichtigung der Opportunitätskosten des Kapitals sowie der subjektiven Risikoeinschätzung der Investition (Thommen/Achleitner 2012, 680)<sup>52</sup>. Der Kalkulationszinssatz hat wiederum Einfluss auf die Einnahmen- und Kostenstruktur des Investitionsprojekts (Kap. 4.6). Wie ermittelt man den Kalkulationszinssatz in dem in dieser Forschungsarbeit betrachteten konkreten Sektor?

Einen Hinweis auf die Opportunitätskosten einer langfristigen Investition, im untersuchten Fall die Investition in eine PV-Anlage, gibt die Höhe der Kapitalmarktzinsen, da diese die Rentabilität alternativer Investments aufzeigen. Somit entsprechen die Opportunitätskosten der Investition den entgangenen Zinsgewinnen aus anderen Wertanlagen. Hinzu kommt ein Risikoaufschlag dafür, dass der Investor - anstatt in ein alternatives Finanzprodukt - in die PV-Anlage investiert.

Entscheidende Wirkung auf das Kapitalmarktzinsniveau und damit auf den Wert alternativer Anlagen haben wiederum verschiedene makroökonomische Faktoren.

Die Inflationsrate und die Höhe der Leitzinsen üben wechselseitig Einfluss aufeinander aus. Besonders relevant für die hiesige Untersuchung ist die Entwicklung der Leitzinsen, da sie die Höhe der Kapitalmarktzinsen und somit die Höhe alternativer Investitionsmöglichkeiten beeinflussen.

#### **4.5.1 Makroökonomische Faktoren**

##### *Leitzinsen*

Die Zentralbank kann inflationären<sup>53</sup> Tendenzen mittels einer restriktiven Geldpolitik durch die Erhöhung des Leitzinses entgegenwirken. Auch in Brasilien ist das höchste Ziel der Zentralbank die Inflationsbekämpfung, die sie durch die Wahl des Leitzinssatzes Taxa Selic steuert (BACEN 2012). In den Jahren 2007-2012 lag der Leitzins im Jahresdurchschnitt bei knapp unter 11%. Wenn bedacht wird, dass sich die privaten Geschäftsbanken bei der Zentralbank finanzieren, wird ersichtlich, dass die Endkundenkredite - im Vergleich zu entwickelten Volkswirtschaften - als relativ hoch zu bezeichnen sind. Die Leitzinsentwicklung der letzten Jahre sorgt allerdings für leichte Zuversicht, dass es zu einer Verbesserung der Zinssituation und damit der Kreditvergabe

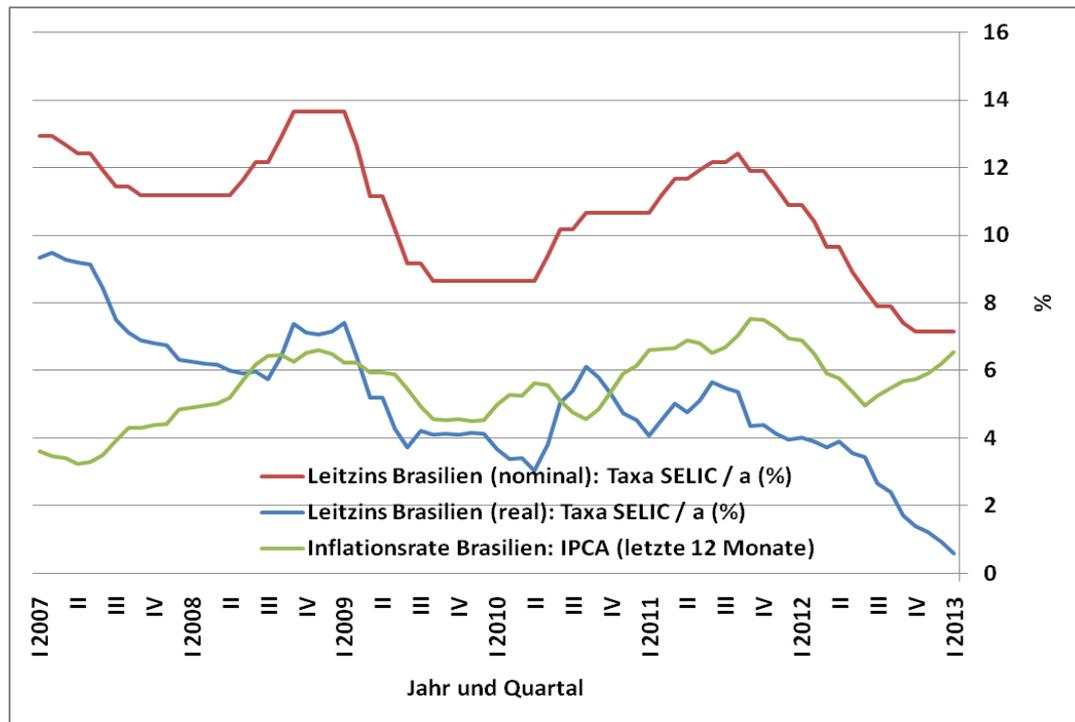
---

<sup>52</sup> Siehe auch Kap. 1.2

<sup>53</sup> Die Verbraucherpreise Brasiliens sind zwischen 2007 und 2012 im Durchschnitt um 5,4% jährlich gestiegen, während die Inflationsrate in den Jahren 2002-2007 bei durchschnittlich 7-8% pro Jahr lag.

kommt. Im Jahr 2012 kam es zu einer Senkung des Leitzinses auf 7,25%. Dass sich dies positiv auf die Kreditvergabe auswirkt, setzt allerdings voraus, dass die Geschäftsbanken die Leitzinssenkung auch an die Endkunden weiterreichen. In der folgenden Abbildung 15 ist die Leitzinsentwicklung dargestellt.

**Abbildung 15: Entwicklung des brasilianischen Leitzinses (real und nominal) in Zusammenhang mit der Inflationsentwicklung**



**Quelle: Eigene Darstellung nach Ipeadata (2013)**

### *Wechselkurse*

Da der brasilianische Photovoltaik-Markt bisher wenig entwickelt ist, muss der Großteil der Module und Wechselrichter aus dem Ausland importiert werden. Infolgedessen könnten mit einem starken Real (R\$) die Komponenten aus den entwickelten PV-Märkten wie Deutschland, China und USA günstiger nach Brasilien importiert werden. Somit wirken sich die Wechselkurse auf der Kostenseite der PV-Anlagen und damit auf die spezifischen Investitionskosten (in R\$/kWp) aus.

## 4.5.2 Politisch-regulatorischer Einfluss

### *Handelsbarrieren*

Brasilien verfügt über eine in verschiedenen Bereichen protektionistische Handelspolitik. Diese äußert sich u.a. durch Importzölle und Steuern auf Kernkomponenten der Photovoltaiknutzung. Aufgrund des - wie bereits erwähnt - geringen brasilianischen Angebots müssen zu Beginn der Marktentwicklung die PV-Module und Wechselrichter jedoch aus dem Ausland eingeführt werden. Die Einfuhrzölle und Steuern, knapp 28% auf Module und ungefähr 81% auf Wechselrichter (Erwes/Forli/Devienne Filho 2013, 9), wirken sich preissteigernd auf die Produkte aus und führen infolgedessen zu erhöhten spezifischen Investitionskosten.

### *Staatlicher Einfluss auf den Stromsektor*

Der brasilianische Stromsektor ist politischem Einfluss unterworfen. Dies äußert sich beispielsweise durch Staatsbeteiligungen an großen brasilianischen Energieunternehmen, wie Eletrobras oder aber durch die Regulierung der Stromtarife seitens ANEEL (Kap. 3.4).

Ende Januar 2013 trat die von der brasilianischen Regierung veranlasste Stromtarifsenkung in Kraft. Ziel war es, die Haushalte und Unternehmen zu entlasten, da die brasilianischen Strompreise zu den höchsten weltweit gehörten. Die negativen Auswirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit, gerade in energieintensiven Branchen, wurden auch von Industrieverbänden immer wieder angemahnt (FIRJAN, 2011; Presidência da República 2012).

Durch zwei Maßnahmen versuchte die Regierung die Stromtarifsenkung zu erreichen. Erstens wurde den Stromerzeugern und Übertragungsnetzbetreibern seitens der Regierung angeboten, die Konzessionen vor Ablauf - jedoch zu wesentlich geringerer Vergütung - zu verlängern. Gerechtfertigt wurde die Maßnahme durch die Regierung, dadurch dass die Investitionsobjekte bereits zum größten Teil amortisiert seien. Für noch nicht amortisierte Kraftwerke und Übertragungsleitungen sollen Entschädigungen gezahlt werden (MME, 2012; Presidência da República 2012). Da in den kommenden Jahren Konzessionsverträge in Erzeugung und Transmission ausgelaufen wären, hatte die Regierung ein Druckmittel, die Konzessionen möglicherweise nicht zu verlängern, falls an dieser Stelle keine Kostensenkung erfolgen würde.

Zweitens wurden die sektorspezifischen Gebühren gesenkt, die im brasilianischen Durchschnitt 10,9% des Endtarifs ausmachten (ANEEL 2011a, 11; MME 2012). Diese beiden Maßnahmen führten zu Kostensenkungen, die sich seit Februar 2013 in den Stromtarifen widerspiegeln (ANEEL 2013a).

Diese genannten Veränderungen der Rahmenbedingungen haben direkten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen, sowohl bei der Investitionsentscheidung als auch bei bereits sich in Betrieb befindlichen Anlagen, da die Opportunitätskosten in Form sinkender Strompreise steigen. Mit anderen Worten: Die Kostenersparnis durch das Net-Metering im Verlauf der Betriebsphase ist bei fallenden Strompreisen immer geringer. Es ist allerdings auch davon auszugehen, dass diese von der Regierung beschlossene Strompreissenkung ein außergewöhnlicher und in dem Umfang nicht wiederholbarer Vorgang ist. Anlass zu dieser Annahme geben zum einen die Strompreisentwicklung der letzten Jahre und zum anderen die Tatsache, dass die Kostensenkung durch die Neuaushandlung der Konzessionsverträge<sup>54</sup> kurz- und mittelfristig nicht nochmal erfolgen kann.

### **4.5.3 Stromtarife und Globalstrahlung**

Im folgenden Unterkapitel werden die zentralen Einflussgrößen der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen neben dem Kalkulationszinssatz<sup>55</sup> - in Form der Tarife und der simulierten Erträge - dargestellt. In Abbildung 16 werden die Höhe der Stromtarife (siehe Kap. 3.4) und die Ertragsberechnungen (siehe Kap. 4.4) in den Verteilungsnetzgebieten grafisch gegenübergestellt.

Es werden dabei nachfolgend nur die VNB dargestellt, für die sowohl der spezifische Jahresertrag als auch die Stromtarife ermittelt werden konnten.<sup>56</sup> Somit reduziert sich die Anzahl der untersuchten Gebiete von 63 auf 56. Abbildung 16 zeigt außerdem Tendenzen der Wirtschaftlichkeit der PV in den fünf Großregionen Brasiliens auf, die ab Kapitel 5 berechnet werden. Je höher die Stromtarife der einzelnen Konzessionsgebiete

---

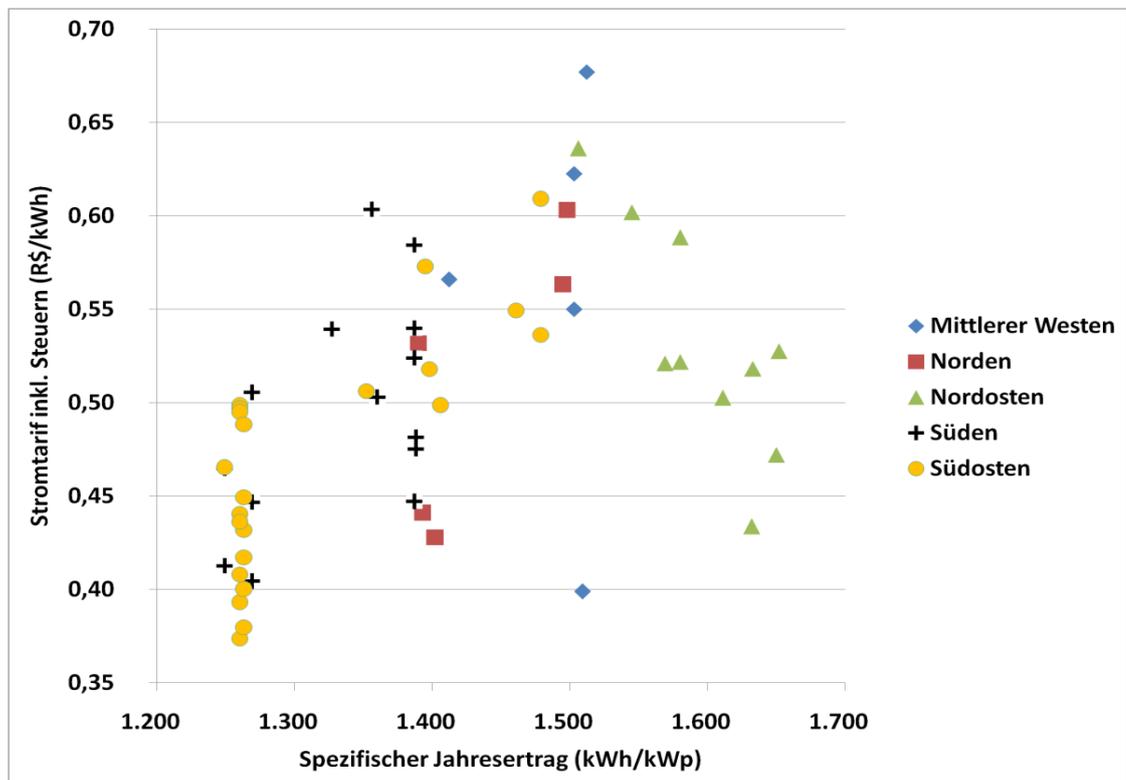
<sup>54</sup> Die Konzessionsverträge haben Laufzeiten von mindestens 15 Jahren.

<sup>55</sup> Die Bedeutung des Kalkulationszinssatzes wird in der Sensitivitätsanalyse nochmal verdeutlicht (Kap 5.3).

<sup>56</sup> Bei 6 VNB konnten keine Stromtarife ermittelt werden (Silva 2012). Sie wurden deshalb aussortiert. Der VNB im Bundesstaat Acre wurde ebenfalls nicht berücksichtigt, weil die Simulation der Solarerträge am Standort Rio Branco offensichtlich fehlerhaft war und die Resultate weit über den realistischen - in Brasilien erzielbaren - Werten lagen.

und je höher die solaren Erträge an den Standorten sind, desto wirtschaftlicher ist die PV in den Gebieten.

**Abbildung 16: Spezifischer Jahresertrag und Stromtarife in Brasilien im Gewerbesektor (BT) – Stand 12/2012**



**Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen**

Über die höchsten Jahreserträge verfügen die Regionen Mittlerer Westen und Nordosten. In den genannten Regionen sind auch die Stromtarife am höchsten. Sie liegen im Durchschnitt im Mittleren Westen bei 0,56R\$/kWh und im Nordosten bei 0,53R\$/kWh. Die niedrigsten Tarife liegen hingegen im Südosten des Landes (0,47R\$/kWh) (Silva 2012). Allerdings ist die Streuung der Stromtarife in den meisten Regionen groß (Anhang 2/Anhang 4).

In Kapitel 4.6 wird nun die Einnahme- und Kostenstruktur der PV-Anlagen erörtert, mit dem Ziel, die maximal möglichen Investitionskosten in den Konzessionsgebieten herzu-leiten. Daraufhin werden die Ergebnisse durch die jeweilige Anlagengröße geteilt, um die maximal möglichen spezifischen Investitionskosten (in R\$/kWp) zu errechnen.

#### 4.6 Einnahme- und Kostenstruktur von PV und Netzparität

Für die Umsetzung der Wirtschaftlichkeitsanalyse (Kap. 5) wird von der folgenden Kostenstruktur einer PV-Anlage ausgegangen:

$$K_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{\text{Einzahlungen} - \text{Auszahlungen}}{(1+i)^t} + \frac{L}{(1+i)^n} \quad (1)$$

$$K_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{(1-t \cdot \alpha) G_1 \cdot (1+\beta)^t T_1 - OM_t}{(1+i)^t} + \frac{L}{(1+i)^n} \quad (2)$$

Wobei:

$K_0$	: Kapitalwert [R\$]
$I_0$	: Investition [R\$]
$\alpha$	: Effizienzverlust des Systems [%]
$G_1$	: Stromerzeugung des Systems im 1. Jahr [kWh/a]
$\beta$	: Stromtarifänderung [%]
$T_1$	: Stromtarif im 1. Jahr [R\$/kWh]
$OM_t(\gamma; I_0)$	: Jährliche Betriebs- und Wartungskosten [R\$]
$L$	: Liquidationserlös [R\$]
$\gamma$	: Jährlicher Betriebs- und Wartungskostenanteil abhängig vom Investitionsvolumen $I_0$ [%]
$i$	: Diskontrate [%]
$n$	: Minimale Anlagenbetriebsdauer [a]
$t$	: Jahr [a]
$I_{\text{Spez,max}}$	: Maximale Spezifische Investitionskosten [R\$/kWp]
$I_{\text{Spez,est}}$	: Geschätzte Spezifische Investitionskosten [R\$/kWp]

Um die Wirtschaftlichkeit des Investitionsprojekts PV-Anlage bewerten zu können, werden den Auszahlungen die Einzahlungen gegenübergestellt und über den Betrachtungszeitraum, welcher der minimalen Anlagenbetriebsdauer  $n$  entspricht, diskontiert.  $I_0$  gibt die Anfangsinvestition wieder, die in Periode 0 durchgeführt wird. Wie bereits durch die Erklärung des brasilianischen Net-Metering in Kapitel 2.3 bekannt ist, wird die überschüssig eingespeiste Energie nicht in monetären Einheiten vergütet. Allerdings vermeidet der Investor durch die eigene, dezentrale Stromerzeugung die Kosten in R\$/kWh, die durch den Konsum des Stroms aus dem Verteilungsnetz anfallen würden. Diese eingesparten Kosten werden als ‚Einnahmen‘ der PV-Anlage betrachtet und fin-

den sich infolge bei den Einzahlungen wieder. Eine potentielle PV-Anlage produziert  $(1 - t \cdot \alpha)G_1$  Einheiten Strom.  $G_1$  entspricht der Stromproduktion im 1. Betriebsjahr, während  $(1 - t \cdot \alpha)$  der Effizienzverlust der Anlage im Laufe des Betriebs ist. Bei Mitscher/Rüther (2012) wird dieser als konstanter jährlicher Verlust in Bezug auf die ursprüngliche Produktion beschrieben, was hier ebenfalls vorausgesetzt wird<sup>57</sup>.  $(1 + \beta)^t T_1$  entspricht dem Stromtarif  $T_1$  im 1. Betriebsjahr und seiner Veränderung  $(1 + \beta)^t$  im Laufe des Anlagenbetriebs, bezogen auf das Vorjahr. Bonini (2011) hat die Stromtarifentwicklung in Brasilien u.a. für die Jahre 2003-2010 untersucht und einen exponentiellen Verlauf festgestellt, was hier durch  $(1 + \beta)^t$  seine Berücksichtigung findet. Bei  $OM_t$  handelt es sich um die Betriebs- und Wartungskosten, welche über den gesamten Zeitverlauf  $n$  jährlich in gleicher Höhe anfallen. Nachfolgend werden sie als  $OM_t = \gamma \cdot I_0$  anteilig am Investitionsvolumen  $I_0$  dargestellt, wobei  $\gamma$  einem konstanten Faktor entspricht. Dies stellt ebenfalls eine übliche Vorgehensweise in der Fachliteratur dar (Mitscher/Rüther 2012, 690).

Mit  $(1 + i)^t$  erfolgt die Diskontierung auf den Moment der Investitionsentscheidung.  $i$  ist der Diskontsatz, der in der Höhe einer alternativen Investition in ein Finanzprodukt mit Risikoäquivalenz entspricht und die Vergleichbarkeit zwischen den einzelnen Zeitperioden möglich macht.<sup>58</sup>  $L$  drückt den Liquidationserlös der PV-Anlage aus, der - in der letzten Periode des Betrachtungszeitraums - in Form eines Verschrottungserlöses oder für etwaige Rückbaukosten anfällt und dadurch nur einmalig mit  $(1 + i)^n$  diskontiert wird.

#### *Herleitung der maximal möglichen Anfangsinvestition $I_0$*

Ein primäres Ziel dieser Arbeit ist die Berechnung der maximalen Investitionskosten  $I_0$ , bei denen - unter der gegebenen Sonneneinstrahlung und den variierenden Tarifen der 56 Konzessionsgebiete - ein wirtschaftlicher Betrieb einer PV-Anlage für einen Gewerbebetrieb in Brasilien möglich wäre.

---

<sup>57</sup> Von Prof. Dr. Krauter wurde dies ebenso für eine valide lineare Schätzung gehalten (Krauter 2012).

<sup>58</sup> Ein Finanzprodukt des Kapitalmarktes findet Verwendung als Mindestverzinsung, zu welcher ein Risikozuschlag addiert wird. Dieser Aufschlag ist notwendig, da der potentielle Investor, anstatt in eine PV-Anlage zu investieren, auch mit weniger Aufwand und möglicherweise geringerem Risiko am Geld- oder Kapitalmarkt investieren könnte. Es wird von einer Eigenfinanzierung in der Berechnung ausgegangen.

Die Ergebnisse für  $I_0$  erhält man, wenn in Gleichung (2) der Kapitalwert  $K_0 = 0$  gesetzt wird und somit die Auszahlungen den Einzahlungen entsprechen. Anschließend soll die Gleichung nach  $I_0$  aufgelöst werden:

$$\Rightarrow I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{OM_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{(1-t \cdot \alpha)G_1 \cdot (1+\beta)^t T_1}{(1+i)^t} + \frac{L}{(1+i)^n} \quad (3)$$

Die Betriebs- und Wartungskosten  $OM_t$  werden, wie bereits beschrieben, anteilig am Investitionsvolumen  $I_0$  ausgedrückt:

$$OM_t = \gamma \cdot I_0 \quad (4)$$

Im nächsten Schritt wird der Liquidationserlös  $L = 0$  gesetzt, da man in der Fachliteratur davon ausgeht, dass sich Verschrottungserlös und Rückbaukosten gegenseitig neutralisieren (Arge Monitoring PV-Anlagen 2007, 102).

Daraus folgt:

$$I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{\gamma \cdot I_0}{(1+i)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{(1-t \cdot \alpha)G_1 \cdot (1+\beta)^t T_1}{(1+i)^t} \quad (5)$$

$$I_0 + \gamma \cdot I_0 \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{(1-t \cdot \alpha)G_1 \cdot (1+\beta)^t T_1}{(1+i)^t} \quad (6)$$

$$I_0 \left( 1 + \gamma \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t} \right) = \sum_{t=1}^n \frac{(1-t \cdot \alpha)G_1 \cdot (1+\beta)^t T_1}{(1+i)^t} \quad (7)$$

$$I_0 = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(1-t \cdot \alpha)G_1 \cdot (1+\beta)^t T_1}{(1+i)^t}}{1 + \gamma \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t}} \quad (8)$$

Auf Basis der Gleichung (8) werden die Berechnungen in Excel für einen Base Case<sup>59</sup> und verschiedene Szenarien durchgeführt. Für jeden der Fälle ergeben sich jeweils 56 Werte für  $I_0$  (in R\$). Diese Werte für  $I_0$  (R\$) werden durch die errechneten Anlagengrößen (kWp) (Kap. 4.4 bzw. Anhang 3) in den Verteilungsnetzgebieten geteilt, um die maximalen spezifischen Investitionskosten  $I_{Spez,max}$  (in R\$/kWp) zu erhalten.

D.h.

$$\frac{I_0}{\text{Anlagengröße}} = I_{Spez,max} \quad (9)$$

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit wird hier eine Studie des brasilianischen Verbands für Elektrizitäts- und Elektronikindustrie ABINEE<sup>60</sup> herangezogen, in welcher die

<sup>59</sup> Der Base Case entspricht dem Fall vor der Stromtarifsenkung Ende Januar 2013

<sup>60</sup> Die Verfügbarkeit belastbarer Kostendaten in Brasilien in Bezug auf die Photovoltaiknutzung ist begrenzt, da die Technologie außer bei Pilotprojekten für netzgekoppelte Anlagen noch wenig verbreitet ist

spezifischen Investitionskosten  $I_{Spez,est}$  geschätzt wurden. Dieser Wert ist mit den in dieser Arbeit errechneten Werten vergleichbar, da die Schätzung auf einer Anlagengröße von 30kWp beruht, welche den simulierten Anlagengrößen der hiesigen Arbeit von 29-39 kWp (siehe Kapitel 4.4 bzw. Anhang 3) in etwa entsprechen.

Die in dieser Arbeit kalkulierten 56 Werte für  $I_{Spez,max}$  werden ins Verhältnis zur spezifischen Investitionskostenschätzung der ABINEE  $I_{Spez,est}$  gesetzt und bilden somit die Wirtschaftlichkeitsschwelle.

Es werden die folgenden Fälle in Tabelle 1 für  $\frac{I_{Spez,max}}{I_{Spez,est}} - 1$  unterschieden.

**Tabelle 1: Abstufungen der Wirtschaftlichkeit**

Abweichung von der Wirtschaftlichkeitsschwelle	Grad der Wirtschaftlichkeit
$0,10 < \frac{I_{Spez,max}}{I_{Spez,est}} - 1$	Wirtschaftlich
$0,05 < \frac{I_{Spez,max}}{I_{Spez,est}} - 1 \leq 0,10$	Knapp wirtschaftlich
$-0,05 < \frac{I_{Spez,max}}{I_{Spez,est}} - 1 \leq 0,05$	Wirtschaftlichkeitsschwelle
$-0,10 < \frac{I_{Spez,max}}{I_{Spez,est}} - 1 \leq -0,05$	Knapp Unwirtschaftlich
$\frac{I_{Spez,max}}{I_{Spez,est}} - 1 \leq -0,1$	Unwirtschaftlich

**Quelle: Eigene Darstellung**

## 5 Wirtschaftlichkeitsanalyse der PV-Anlagen im Gewerbe

In diesem Kapitel werden die Erkenntnisse aus den bisherigen Kapiteln zusammengetragen und in die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung mit einbezogen. Neben dem Base Ca-

---

(siehe Kapitel 4.1). Aus diesem Grund sind Annahmen besonders im Hinblick auf die Investitionskosten nur sehr aufwändig zu ermitteln und starken Schwankungen unterworfen. Eine genauere Untersuchung bezüglich der Importkosten von Solarmodulen und Wechselrichtern sowie Planungs- und Installationskosten war im Rahmen dieser Forschungsarbeit nicht möglich.

se werden 3 Szenarien erstellt, welche den in Kapitel 4.5 dargestellten Einflussfaktoren Rechnung tragen. Darüber hinaus wird eine Sensitivitätsanalyse (Kap. 5.3) der in Gleichung (8) vorkommenden Parameter durchgeführt. Das Kapitel schließt mit den wirtschaftspolitischen Implikationen ab (Kap. 5.4), die aus den Ergebnissen der Analyse (Kap. 5.2) gezogen werden.

## 5.1 Darstellung der Szenarien

In Tabelle 2 sind der Base Case sowie die einzelnen Szenarien der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung erfasst. In den untersuchten Fällen werden diese Werte verwendet und in Gleichung (8) eingesetzt, um die Resultate für die 56 verbliebenen Distributionsgebiete zu erhalten.

**Tabelle 2: Inputwerte für die Excel-Kalkulation**

Index	Fall	$I_{\text{Spez,max,Sz}}$	$I_{\text{Spez,est}}$	$n$	$i$	$G_1$	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$	$T_1$
Einheit	-	R\$/kWp	R\$/kWp	a	%	MWh/a	%	%	%	R\$/kWh
BC	Base Case <sup>61</sup>	?	6270	20	10	48	0,5	2,5	0,5	$T_{1,BC}$
1	Tarifsenkung	?	6270	20	10	48	0,5	2,5	0,5	$(1 - x) \cdot T_{1,BC} = T_{1,R}$
2a/b	$I_{\text{Spez,est}}$ fällt	$I_{\text{Spez,max,1}}$	?	20	10	48	0,5	2,5	0,5	$T_{1,R}$
3a/b	Kalkzins <sup>62</sup> $i$ fällt	?	6270	20	?	48	0,5	2,5	0,5	$T_{1,R}$

**Quelle: Eigene Darstellung**

### *Base Case: Vor Tarifsenkung*

Im Base Case entspricht  $\alpha = 0,005$  dem Effizienzverlust einer PV-Anlage (Krauter 2012).  $\beta = 0,025$  drückt den Mittelwert des jährlichen Anstiegs der Verbrauchertarife der Verbraucherklassen Private Haushalte und Gewerbe der Jahre 2003-2010<sup>63</sup> aus (Bonini 2011, 24). Der Faktor  $\gamma$  für die Betriebs- und Wartungskosten  $OM_t$  wird in Hö-

<sup>61</sup> Vor Stromtarifsenkung

<sup>62</sup> Kalkzins = Abk. für Kalkulationszins

<sup>63</sup>Die Untersuchung der Tarife (Kapitel 3.4) hat gezeigt, dass die Gewerbetarife im Niederspannungsbereich eher den Haushaltstarifen als den Gewerbetarifen höhere Spannungen entsprechen. Somit wird hier ein Wert für die Stromtarifentwicklung gewählt, der leicht über denen der Haushalte, jedoch unter denen des von Bonini (2011) erfassten Gewerbes liegt.

he von  $\gamma = 0,005$  angenommen (Mitscher/Rüther 2012, 690f). Der Betrachtungszeitraum wird mit  $n = 20$  gewählt, da der Regelgarantiezeitraum von PV-Modulen mindestens 20 Jahre beträgt (Solarexpert 2013) und diese ein Kernelement der PV-Anlage darstellen.<sup>64</sup> Da in dieser Arbeit von einer Eigenfinanzierung ausgegangen wird, wird vorausgesetzt, dass die Höhe des Kalkulationszinssatzes  $i$  in erster Linie von zwei Faktoren abhängig ist. Der erste Faktor ist die Mindestverzinsung, die ein potentieller Investor aus dem Gewerbesektor für eine Investition fordert. Der zweite Faktor ist der Risikoaufschlag. Er belohnt den Investor dafür, dass er die Investition in eine PV-Anlage einem Finanzinvestment vorzieht. Im Base Case wird  $i = 10$  gesetzt, was einer Annahme der Energieplanungsbehörde bzgl. der Eigenkapitalkosten bei deren PV-Wirtschaftlichkeitsberechnung entspricht (EPE 2012, 29f).<sup>65</sup>

$G_1$  variiert annahmegemäß an den einzelnen Standorten nicht, da vereinfachend ein Einheitsverbrauch der Gewerbeunternehmen in Brasilien angenommen wird, welchen die PV-Anlage zu 80% decken soll<sup>66</sup> (Kap. 2.3/3.1). Dies entspricht einem Wert von 48MWh/Jahr. Allerdings variiert  $T_{1,BC}$  in seiner Höhe, je nach Distributionsgebiet der Verteilungsnetzbetreiber.  $T_{1,BC}$  entspricht dem Endtarif, der die Steuern ICMS, PIS und COFINS (Kap. 3.4) umfasst. Ziel des Base Case ist es, die maximalen spezifischen Investitionskosten  $I_{spez,max}$  zu ermitteln, die die PV in den einzelnen Konzessionsgebieten kosten darf, um wirtschaftlich zu sein. Um eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit zu treffen, werden die Ergebnisse dann ins Verhältnis zur Kostenschätzung von ABINEE  $I_{spez,est}$  gesetzt.

### *Szenario 1: Stromtarifreduktion 2013*

In diesem Szenario gilt es herauszufinden, wie sich die Stromtarifsenkung im Januar 2013 auf die maximal möglichen spezifischen Investitionskosten und somit auf die Netzparität auswirkt. Die Tarifreduktion variiert zwischen ca. 6% und 45%, je nach Verteilungsnetzgebiet (siehe Kap. 4.5.2 bzw. Anhang 2). Die Tarifreduktion verändert den Ausgangstarif  $T_1$ , obgleich für die darauffolgenden Jahre weiterhin von einer jährlichen Stromtarifsteigerung von  $\beta = 0,025$  ausgegangen wird. Der Stromtarif entspricht

---

<sup>64</sup> Zudem entspricht die 20-jährige Dauer dem Vergütungszeitraum des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Deutschland (BMU 2011).

<sup>65</sup> Der Betrachtungszeitraum beträgt in der EPE-Studie ebenfalls 20 Jahre.

<sup>66</sup> De facto variiert  $G_1$  aus technischen Gründen in der Anlagendimensionierung bei den Ertragssimulationen minimal (Kap. 4.4/Anhang 11).

infolge  $T_{1,R} = (1 - x) \cdot T_{1,BC}$ , wobei  $x = \{0,06; 0,45\}$ . Die restlichen Parameter bleiben unverändert.

### *Szenario 2: Sinken der Spezifischen Investitionskosten*

Es ist anzunehmen, dass sich die Stromtarifsenkung aus Szenario 1 negativ auf die Wirtschaftlichkeit der PV auswirken wird. Aus diesem Grund wird in diesem Szenario aufgezeigt, wie stark die geschätzten spezifischen Investitionskosten  $I_{spez,est}$  für die simulierten Anlagen fallen müssten, damit nach der Stromtarifsenkung ein Viertel (2a) bzw. die Hälfte (2b) aller untersuchten Konzessionsgebiete wirtschaftlich würden. Diese Senkung könnte beispielsweise durch weiterhin kontinuierlich fallende Solarmodulpreise zustande kommen. Eine weitere Möglichkeit bestünde in der Aufhebung oder teilweisen Senkung der Importzölle auf PV-Komponenten.

### *Szenario 3: Sinken des Kalkulationszinssatzes*

In Szenario 3 wird ebenfalls der Stromtarifsenkung im Januar 2013 Rechnung getragen. Hier soll errechnet werden, wie niedrig der Kalkulationszinssatz angesetzt werden müsste, um ein Viertel (3a) bzw. die Hälfte (3b) aller Konzessionsgebiete in die Wirtschaftlichkeitszone zu bringen. Wie durch die Sensitivitätsanalyse (siehe Kap. 5.3) deutlich wird, reagiert die Netzparität sehr sensibel auf die Wahl und Variation des Kalkulationszinssatzes.

In den letzten Jahren ist es in Brasilien zu einer anhaltenden Senkung des Leitzinssatzes der Zentralbank gekommen (siehe Kap. 4.5.1). Eine weiterhin stabile konjunkturelle Lage sowie eine dauerhaft fallende Entwicklung des brasilianischen Leitzinses könnte eine Senkung des Kalkulationszinssatzes bewirken.

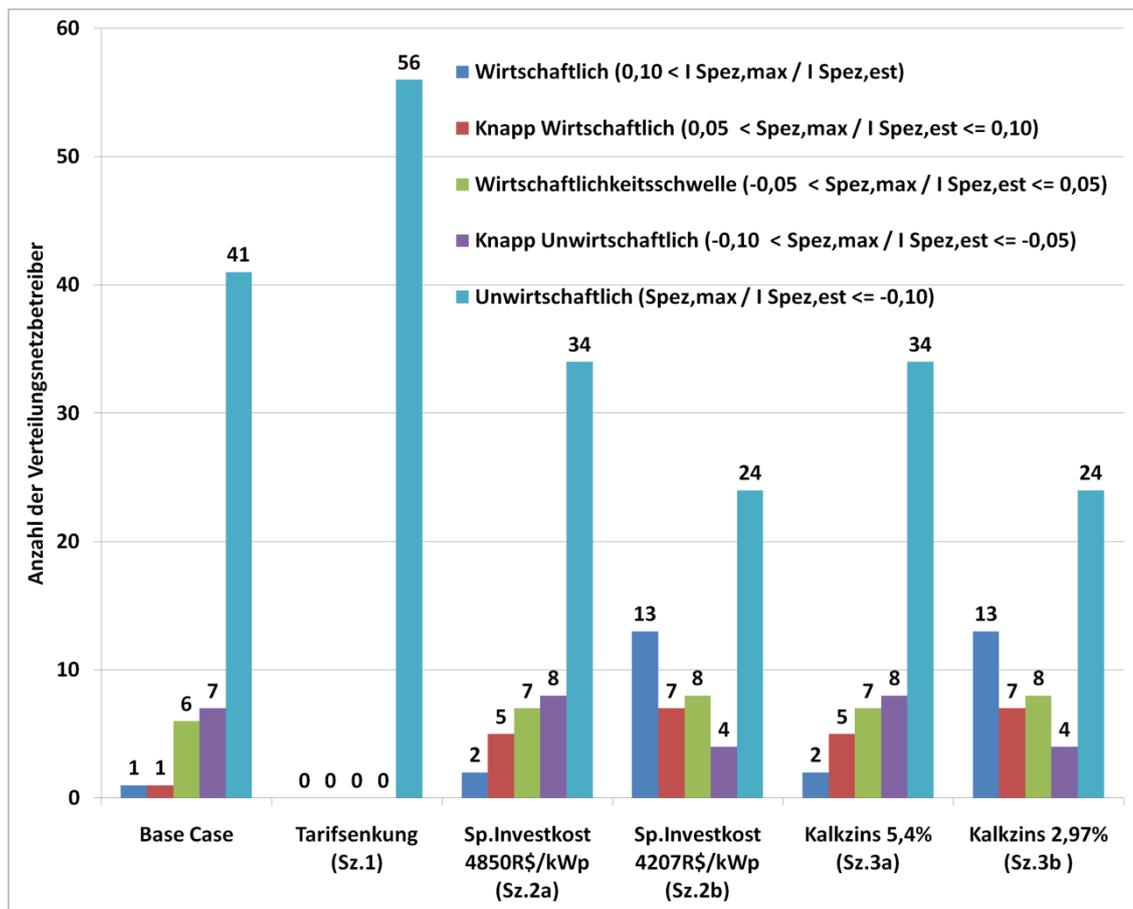
## **5.2 Ergebnisse**

In folgender Grafik (Abb. 17) soll ein Überblick über die Ergebnisse<sup>67</sup> der Wirtschaftlichkeitsberechnung aus dem Base Case und der 3 Szenarien gegeben werden, welche in diesem Unterkapitel dargestellt sind.

---

<sup>67</sup> In Anhang 6 stehen die Ergebnisse in Tabellenform zur Verfügung.

**Abbildung 17: Resultate der Wirtschaftlichkeitsanalyse**



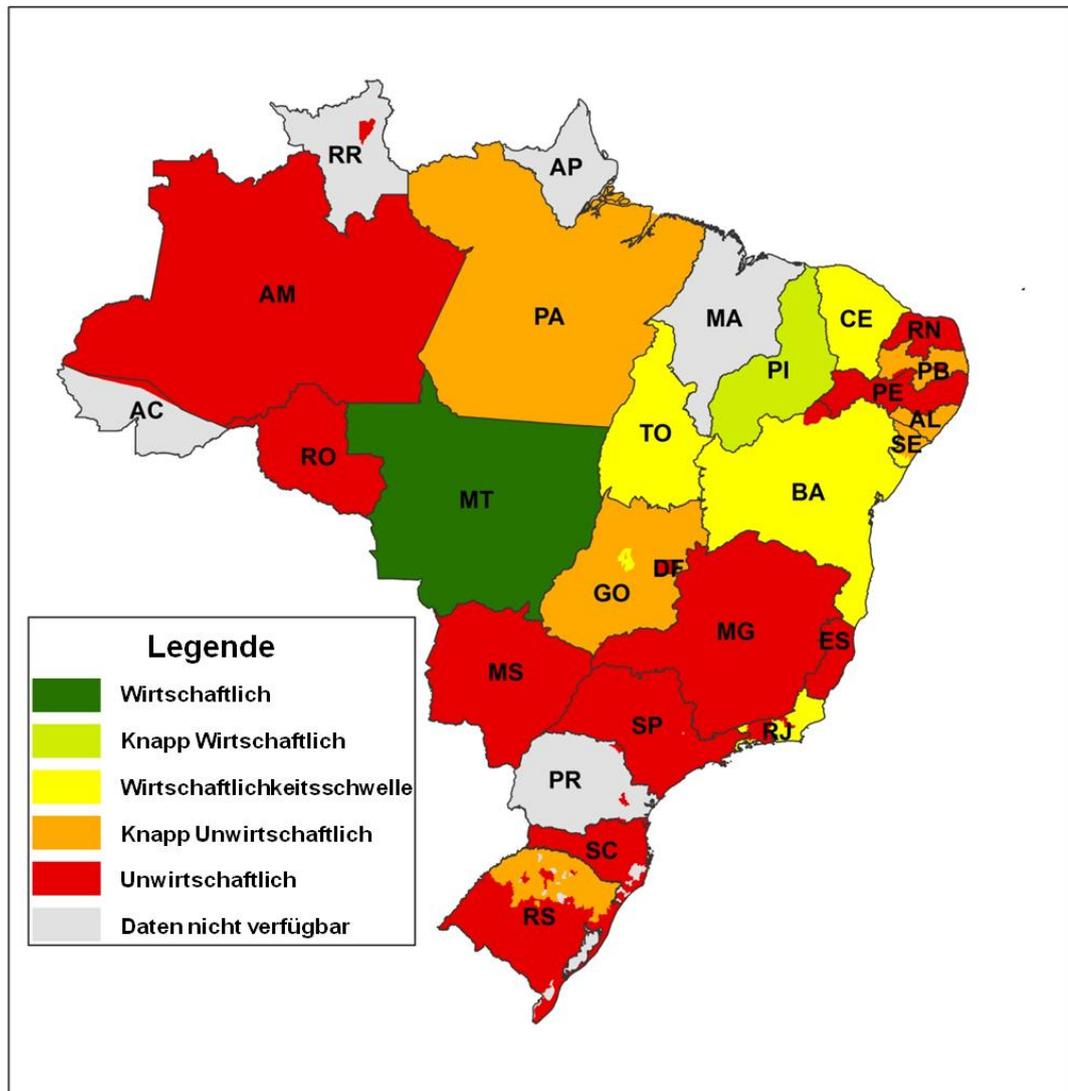
**Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen**

*Ergebnis Base Case<sup>68</sup>*

Auf Grundlage der Base Case Annahmen, welche die Rahmenbedingungen bis Januar 2013 beschreiben, ist eine Wirtschaftlichkeit der PV (Abb. 18) in Brasilien in zwei Konzessionsgebieten gegeben, wobei davon in einem Verteilungsnetzgebiet lediglich eine knappe Wirtschaftlichkeit zu verzeichnen ist. 6 weitere Konzessionsgebiete befinden sich an der Wirtschaftlichkeitsschwelle während 7 Konzessionsgebiete knapp unwirtschaftlich sind. In knapp  $\frac{3}{4}$  der Konzessionsgebiete ist die PV im Gewerbesektor unwirtschaftlich.

<sup>68</sup> Die detaillierten Ergebnisse befinden sich in den Anhängen 6 und 7.

**Abbildung 18: Base Case (vor Tarifsenkung)**



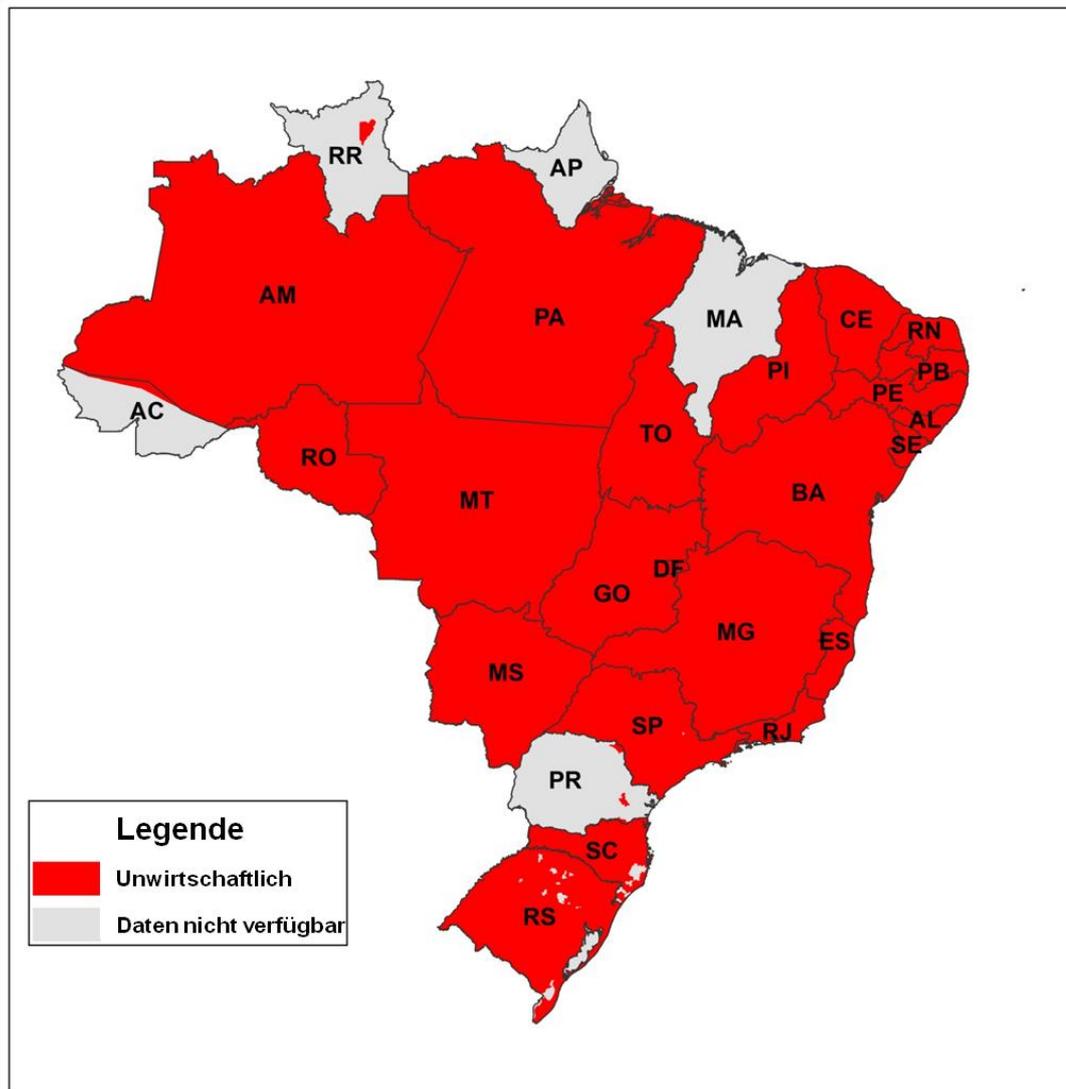
**Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen**

*Ergebnis Szenario 1: Stromtarifreduktion 2013<sup>69</sup>*

Es wird aus den Ergebnissen ersichtlich, dass die Wirtschaftlichkeit der PV in Brasilien durch die Stromtarifreduzierung sehr negativ beeinflusst wird. Der Anreiz, bei niedrigeren Stromtarifen in eine PV-Anlage zu investieren und dabei den Strombezug aus dem Verteilungsnetz zu vermeiden, fällt umso geringer aus, je stärker die Stromtarife sinken. Die Resultate zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit bzw. das Erreichen der Wirtschaftlichkeitsschwelle, welche im Base Case in 8 Konzessionsgebieten noch vorhanden war, durch die Stromtarifreduktion nun nicht mehr gegeben ist. Dies wird durch die Grafik in Abbildung 19 deutlich untermalt.

<sup>69</sup> Die detaillierten Ergebnisse befinden sich in den Anhängen 6 und 8.

Abbildung 19: Stromtarifreduktion 2013 (Szenario 1)



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen

*Ergebnis Szenario 2: Sinken der Spezifischen Investitionskosten<sup>70</sup>*

Wenn die spezifischen Investitionskosten in Zukunft von derzeit 6270 R\$/kWp auf 4850 R\$/kWp sänken, würde ein Viertel aller Konzessionsgebiete wirtschaftlich werden (2a). Wenn gar die Hälfte aller Konzessionsgebiete wirtschaftlich werden sollte, müssten die spezifischen Investitionskosten auf 4207 R\$/kWp sinken (2b).

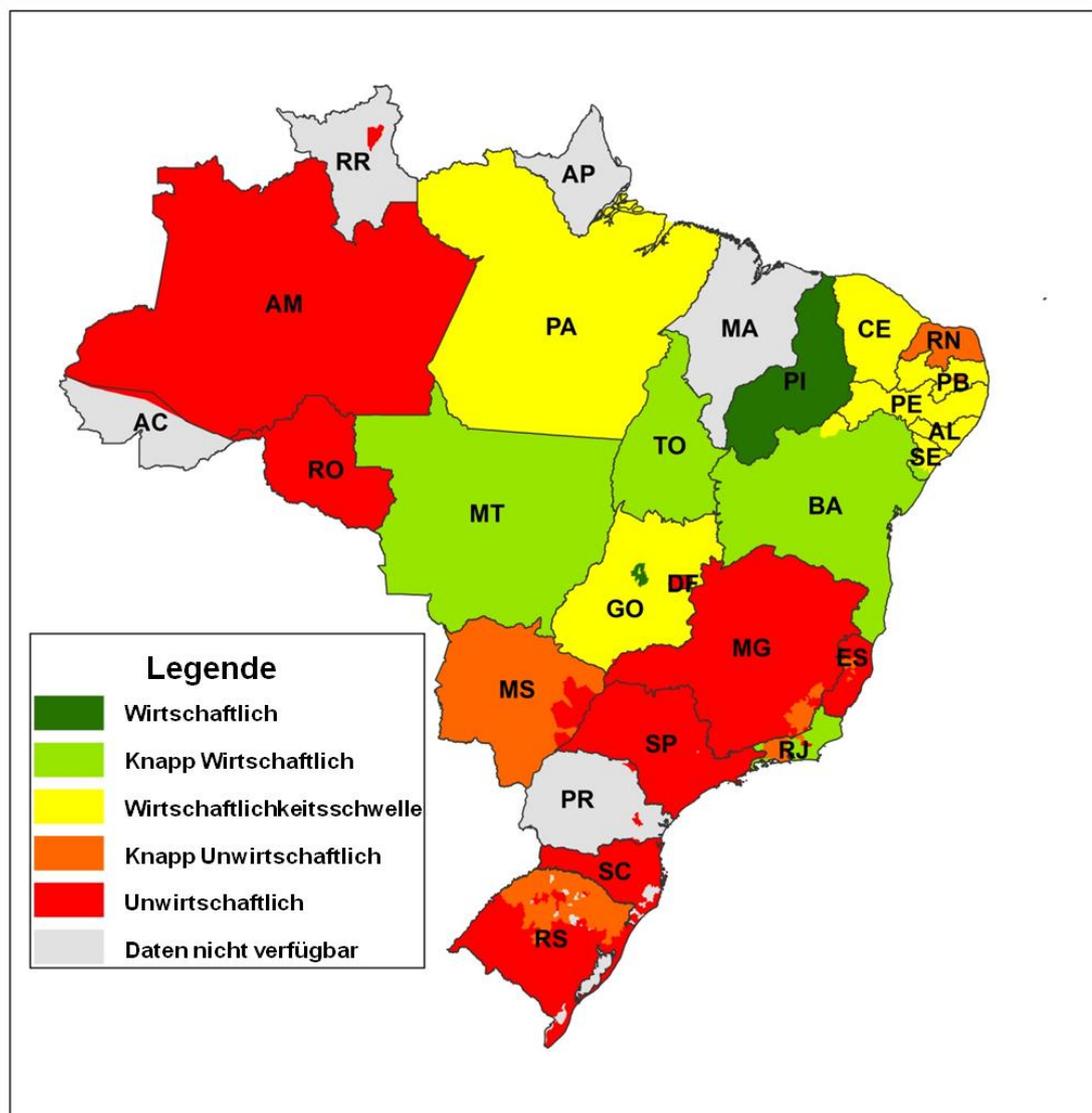
<sup>70</sup> Die detaillierten Ergebnisse befinden sich in den Anhängen 6 und 8.

### Ergebnis Szenario 3: Sinken des Kalkulationszinssatzes<sup>71</sup>

Ein niedrigerer Kalkulationszinssatz würde sich sehr positiv auf die Wirtschaftlichkeit der PV auswirken. Bei einem Kalkulationszinssatz von 5,4% (3a) wäre ein Viertel, bei einer Höhe von 2,97% (3b) sogar die Hälfte aller Konzessionsgebiete als wirtschaftlich einzustufen.

Damit würden - sowohl bei Sinken der spezifischen Investitionskosten von 6270 R\$/kWp auf 4850 R\$/kWp (2a) als auch bei einem von 10% auf 5,4% fallenden Kalkulationszinssatz (3a) - 25% aller Konzessionsgebiete wirtschaftlich. Dies wird in folgender Grafik (Abb. 20) dargestellt.

**Abbildung 20: Stromtarifreduktion 2013 (Szenario 2a/3a)**

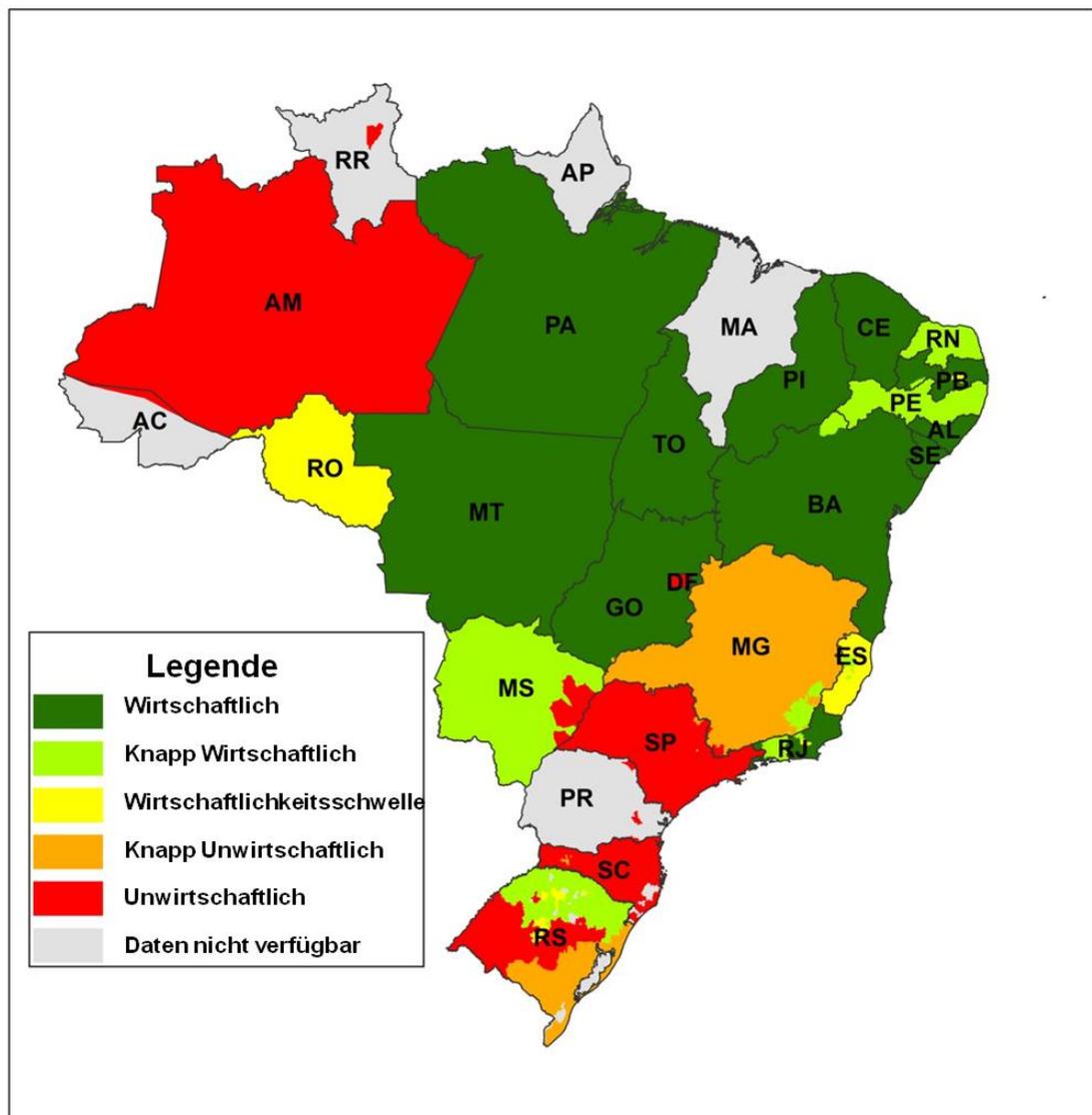


**Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen**

<sup>71</sup> Die detaillierten Ergebnisse befinden sich in den Anhängen 6, 9 und 10.

Darüber hinaus würde in 50% aller Konzessionsgebiete die Nutzung der PV im Gewerbe wirtschaftlich, wenn die spezifischen Investitionskosten von 6270 R\$/kWp auf 4207 R\$/kWp sanken. Dieselben Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit hat das Fallen des Kalkulationszinssatzes von 10% auf 2,97%. Dies wird in der folgenden Grafik (Abb. 21) dargestellt.

**Abbildung 21: Stromtarifreduktion 2013 (Szenario 2b/3b)**



**Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen**

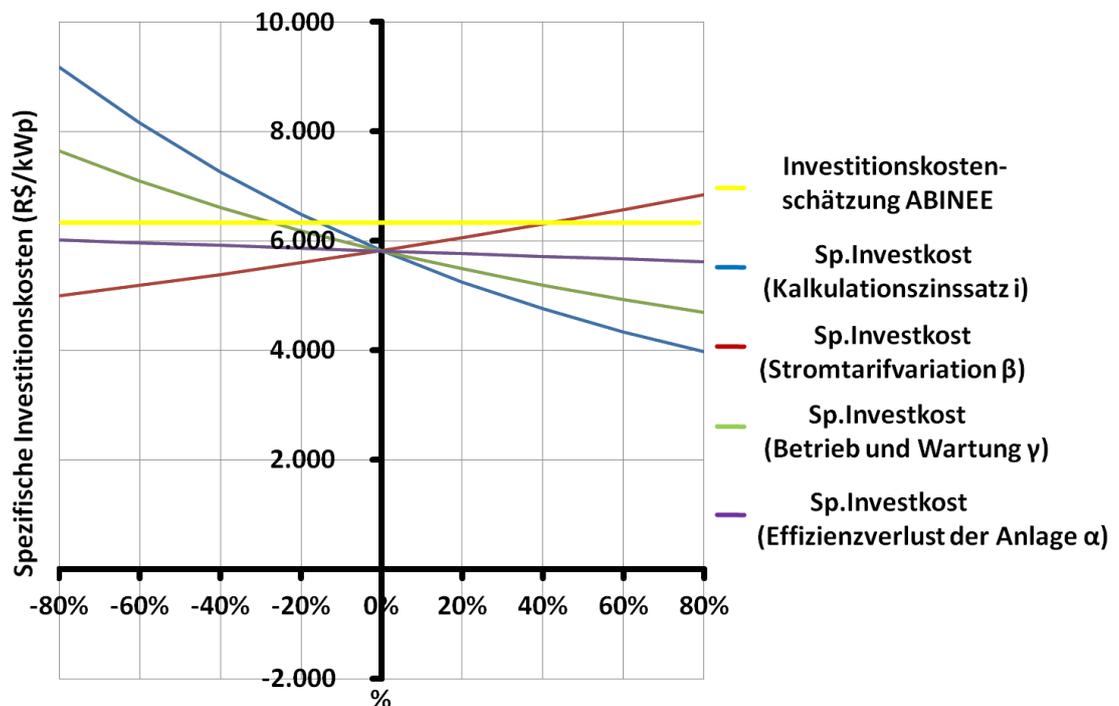
In der nun folgenden Sensitivitätsanalyse wird ersichtlich, wie stark das Erreichen der Netzparität der PV von der Wahl verschiedener Faktoren in Gleichung 8 (siehe Kap. 4.6) abhängt.

### 5.3 Sensitivitätsanalyse

Nachfolgend wird die Wirkung der Parameter in Gleichung (8) überprüft, indem die Eingangsparameter zwischen -80% und 80% in 20%-Schritten variiert werden.

In Abbildung 22 sind die maximal möglichen spezifischen Investitionskosten  $I_{Spez,max}$  in Abhängigkeit der Parameter für den VNB Centrais Elétricas Matogrossenses S/A. (CEMAT) dargestellt. Dieser verfügt im Base Case, also vor der Stromtarifreduktion, über die höchsten Stromtarife im brasilianischen Gewerbesektor. Anhand der Grafik wird vor allem die besondere Bedeutung der Höhe des Kalkulationszinssatzes ersichtlich.

Abbildung 22: Sensitivitätsanalyse der Gleichung (8)



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen

### 5.4 Wirtschaftspolitische Implikationen

In den Unterkapiteln 5.2 und 5.3 wurden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeits- und Sensitivitätsanalyse präsentiert. Ziel dieses Unterkapitels ist die Diskussion der Resultate und die Ableitung wirtschaftspolitischer Implikationen.

Die Beantwortung der zentralen Frage, ob und in welchen Konzessionsgebieten die Photovoltaik infolge der Einführung der Net-Metering-Regulierung wirtschaftlich ist, hat sich Ende Januar 2013 stark verändert.

Während bis dahin in 8 von 56 Distributionsgebieten eine Wirtschaftlichkeit bzw. das Erreichen der Wirtschaftlichkeitsschwelle konstatiert werden konnte, ist die PV nunmehr in keinem Verteilungsnetzgebiet mehr wirtschaftlich.

Um eine Wirtschaftlichkeit bzw. das Erreichen der Wirtschaftlichkeitsschwelle in 25% bzw. 50% aller untersuchten Gebiete herzustellen, müssten die spezifischen Investitionskosten  $I_{Spez,est}$  von derzeit 6270 R\$/kWp auf 4850R\$/kWp bzw. 4207 R\$/kWp (Szenario 2a/b) sinken.

Um in 25% bzw. 50% aller Gebiete einen wirtschaftlichen Betrieb der PV durch einen niedrigeren Kalkulationszinssatz  $i$  zu ermöglichen, müsste dieser von derzeit 10% auf 5,4% bzw. 2,97% (Szenario 3a/b) sinken.

Eine Kombination aus sinkenden spezifischen Investitionskosten und fallendem Kalkulationszinssatz würde sich ebenfalls positiv auf die Wirtschaftlichkeit in den Verteilungsnetzgebieten auswirken.

Auf dem Weltmarkt besteht eine Tendenz zu niedrigeren PV-Komponentenpreisen und in Brasilien weisen die Leitzinsen eher einen fallenden Verlauf auf. Sollten sich diese Entwicklungen fortsetzen, würde dies zu sinkenden spezifischen Investitionskosten bzw. zu einem niedrigeren Kalkulationszinssatz führen.

Gegenwärtig ist es allerdings fraglich, ob ohne eine weitere Verbesserung der inländischen Rahmenbedingungen für die PV die Wirtschaftlichkeit in absehbarer Zeit hergestellt werden kann.

Die Net-Metering-Regulierung allein wird es vermutlich nicht schaffen, wesentliche Impulse für die Entstehung einer PV-Industrie oder aber für die Nachfrageentwicklung zu geben.<sup>72</sup> Auch die Beschränkung des Net-Metering auf Anlagengrößen von bis zu 1MW könnte dabei hemmend wirken, da die Skaleneffekte auf die Investitionskosten, die bei Großanlagen bestehen, nicht genutzt werden können.

---

<sup>72</sup> Zudem sind vom südamerikanischen Markt kurzfristig keine wesentlichen Wachstumsimpulse für die PV-Industrie in Brasilien zu erwarten, da die regulatorischen Rahmenbedingungen in den umliegenden Ländern bisher kaum zu einer wesentlichen Entwicklung eines PV-Marktes beigetragen haben (EPIA 2012, 58).

Demzufolge werden voraussichtlich die spezifischen Investitionskosten aufgrund des relativ kleinen PV-Marktes und der geringen Anbieterzahl nicht wesentlich sinken. Deshalb ist derzeit anzunehmen, dass wegen der fehlenden Wirtschaftlichkeit im Gewerbesektor lediglich Unternehmen in PV-Anlagen investieren werden, welche sich aus unternehmenspolitischen Gründen als Vorreiter auf dem Markt etablieren wollen oder Wert auf ein umweltbewusstes Erscheinungsbild legen.

### *Staatliche Handlungsoptionen*

Im Folgenden wird diskutiert, in welcher Weise die Nachfrageseite durch staatliche Maßnahmen stimuliert werden könnte, vorausgesetzt, es besteht weiterhin ein Interesse seitens der brasilianischen Energiepolitik an einer fortwährenden Diversifizierung der Stromerzeugung unter stärkerer Berücksichtigung der Photovoltaik.

Die Sensitivitätsanalyse (Kap. 5.3) zeigt die besondere Bedeutung des Kalkulationszinssatzes für die PV-Wirtschaftlichkeit. In dieser Arbeit wurde bei den Berechnungen eine Eigenfinanzierung zugrunde gelegt, um die Kalkulation bei der Vielzahl der Fälle und den unterschiedlichen Szenarien möglichst einfach zu halten.

Es ist allerdings davon auszugehen, dass Gewerbeunternehmen für eine Investition, wie die in eine PV-Anlage, zumindest teilweise auch Fremdmittel in Anspruch nehmen würden, wenn es adäquate Finanzierungsoptionen gäbe.

Die Schaffung oder Veränderung bestehender Finanzierungsoptionen durch die brasilianischen Entwicklungsbanken CAIXA und BNDES würde zu einer Senkung der Finanzierungskosten beitragen. Diese nachfrageseitige Förderung könnte sich positiv auf die Entwicklung der PV in Brasilien auswirken. Derzeit sind die Opportunitätskosten eines PV-Investments für Investoren mit Gewinnerzielungsabsicht zu hoch. Die potentiellen Zinsgewinne aus anderen Investments sind infolge hoher Leitzinsen finanziell attraktiver. Das hohe Zinsniveau wirkt sich auch auf die Finanzierungskosten langlebiger Güter wie Photovoltaikanlagen aus. Angepasste Finanzierungslinien für PV-Kleinanlagen würden sich somit positiv auf deren wirtschaftliche Nutzung auswirken.

Bereits bestehende Finanzierungsprogramme für Erneuerbare Energien, wie der „Fundo Clima“, könnten auch auf Investitionen in kleinere PV-Anlagen ausgeweitet werden. Eine zusätzliche Barriere besteht in der eingeschränkten Kreditvergabe bei Verwendung ausländischer Produkte und Dienstleistungen. Ein 60% Anteil inländischer Produkte und Dienstleistungen ist dabei in der Regel vorgeschrieben (BNDES 2013).

Ein weiteres Hemmnis für die PV-Entwicklung in Brasilien sind die Importzölle auf PV-Komponenten. Die geringen nationalen Produktionskapazitäten haben zur Folge, dass die Nutzung der PV im Wesentlichen auf dem Import der Hauptkomponenten beruht, welche zum Teil stark mit Einfuhrsteuern belastet sind (Erwes/Forli/Devienne Filho 2013) (Kap. 4). Bisher scheinen die protektionistischen Maßnahmen noch nicht für eine wesentliche Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der nationalen PV-Industrie gesorgt zu haben. Vielmehr ist diese Politik mitverantwortlich für das hohe Niveau der spezifischen Investitionskosten.

Die Verbesserung der Finanzierungsoptionen sowie die Senkung bzw. Abschaffung von Importzöllen für PV-Komponenten stellen relativ kurzfristig umsetzbare Maßnahmen dar, die sich senkend auf die Finanzierungskosten und die spezifischen Investitionskosten der PV auswirken würden.<sup>73</sup>

## **6 Fazit und Ausblick**

Brasilien verfügt vor allem in den Großregionen Nordosten und Mittlerer Westen über eine sehr vorteilhafte Globalstrahlung zur Nutzung der Photovoltaik. Selbst in der Großregion mit den schwächsten Einstrahlungswerten liegen die Werte noch knapp über den besten Einstrahlungsgebieten Deutschlands, dem weltweit größten Photovoltaikmarkt.

Die Einführung einer Net-Metering-Regulierung im Jahr 2012 entfernte die regulatorischen Barrieren und ermöglichte erstmalig die dezentrale Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien in das brasilianische Verteilungsnetz. Der Forschungsschwerpunkt dieser Arbeit lag in der Überprüfung der Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen im brasilianischen Gewerbesektor nach Einführung des Net-Metering. Im Niederspannungsbereich hat der Gewerbesektor einen Verbrauchsanteil von 24% und spielt somit eine gewichtige Rolle.

Die Untersuchung des Lastverhaltens des Gewerbes zeigte, dass die vermehrte Nutzung der Photovoltaik vor allem in den brasilianischen Ballungsgebieten wie Rio de Janeiro und São Paulo zu einer Entlastung der Verteilungsnetze führen und damit Leitungsverluste verringern würde. Neben diesen Vorteilen passt eine vermehrte Nutzung der Photovoltaik zu dem energiepolitischen Ziel einer diversifizierten Stromerzeugung.

---

<sup>73</sup> Darüber hinaus treiben infrastrukturelle Defizite, besonders im Transportwesen, die Preise in die Höhe. Das 2007 lancierte Infrastrukturprogramm PAC (Programa de Aceleração do Crescimento) hat zum Ziel, diese Missstände mittel- bis langfristig zu beheben.

Mit der Einführung des Net-Metering wurden für die Einspeisung ins Niederspannungsnetz klare Rahmenbedingungen definiert. Dies wird die Transaktionskosten für die dezentrale Stromerzeugung voraussichtlich deutlich verringern, allerdings nicht die Wirtschaftlichkeit der Investition in Photovoltaikanlagen garantieren.

Die Resultate der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung haben gezeigt, dass die Photovoltaik, infolge der Einführung der Net-Metering-Regulierung, in ca. 14%<sup>74</sup> der Verteilungsnetzgebiete bereits wirtschaftlich war bzw. sich an der Wirtschaftlichkeitsschwelle befand. Durch eine durchschnittlich knapp 23-prozentige außerordentliche Stromtarifsenkung im Gewerbesektor Ende Januar 2013 ist allerdings in keinem der Konzessionsgebiete eine wirtschaftliche Nutzung der PV im Gewerbe mehr möglich. Es müssten sich demnach für eine wirtschaftliche Nutzung der Photovoltaik die Rahmenbedingungen ändern.<sup>75</sup>

Um in einem Viertel bzw. der Hälfte aller Konzessionsgebiete Netzparität herzustellen, müssten die spezifischen Investitionskosten um 23% bzw. 33% fallen.

Eine ähnliche Wirkung in Richtung Netzparität, wie die Senkung der spezifischen Investitionskosten, hätte ein niedrigerer Kalkulationszinssatz. Dieser müsste von 10% auf 5,4% bzw. knapp 3% sinken, um - unter den derzeitigen Gegebenheiten - für ein Viertel bzw. die Hälfte aller Gebiete Netzparität herzustellen.

Ohne Veränderung der Rahmenbedingungen ist also derzeit davon auszugehen, dass sich die Größe des brasilianischen PV-Marktes nicht substantiell verändern wird. Derzeit werden infolge der fehlenden Wirtschaftlichkeit voraussichtlich nur wenige Gewerbeunternehmen in die PV-Anlagen investieren.

Verschiedene Maßnahmen könnten jedoch kurz- oder mittelfristig für eine Veränderung der Rahmenbedingungen sorgen. Dazu zählen zum einen die Abschaffung bzw. Senkung von Importzöllen und Steuerbelastung auf ausländische PV-Produkte. Diese handelspolitischen Schranken stehen einer weiteren Etablierung der Technologie in Brasilien im Wege. Eine derartige Maßnahme würde zu fallenden spezifischen Investitionskosten führen.

Zum anderen ist die Schaffung bzw. Anpassung bestehender Finanzierungsoptionen eine Möglichkeit, um die wirtschaftliche Nutzung von PV-Investitionen zu gewährleisten, da sich dies senkend auf die Finanzierungskosten auswirken würde.

---

<sup>74</sup> Die Untersuchung konnte aufgrund nicht verfügbarer Daten nicht für alle 63 Konzessionsgebiete durchgeführt werden (siehe Kapitel 4.5.2).

<sup>75</sup> Die solaren Einstrahlungswerte blieben selbstverständlich unverändert.

Die Einführung von speziellen Fördermechanismen für die dezentrale Nutzung von Photovoltaik im brasilianischen energiepolitischen Kontext ist hingegen unwahrscheinlich.

Die vorliegende Forschungsarbeit ist die erste Analyse, die sich mit der Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik im brasilianischen Gewerbesektor umfassend beschäftigt.

Diese Arbeit liefert einen Ansatz, die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik in einem Markt zu analysieren, in dem die Datenverfügbarkeit aufgrund der frühen Entwicklungsphase sehr begrenzt ist. Mittels weiterer Forschungsarbeiten könnte die Datenlage zum Gewerbesektor und zum Nutzungspotential der Photovoltaik im Gewerbesektor verbessert werden.

In diesem Zusammenhang wäre eine Untersuchung sinnvoll, die eine Klassifizierung der Unternehmen ermöglicht, welche in der Tarifgruppe Gewerbe im Niederspannungsnetz (B3) zusammengefasst sind. Dafür werden Statistiken zu Stromverbrauchsdaten oder detaillierte Standardlastprofile benötigt. Zur Erfassung des Nutzungspotentials der Photovoltaik im Gewerbesektor sind Daten zur Gebäude- und Dachbeschaffenheit und der Verschattung notwendig.

Da die Höhe des Kalkulationszinssatzes eine wesentliche Bedeutung für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung hat, wären darüber hinaus Unternehmensbefragungen im Gewerbesektor hilfreich. Dadurch könnte eine empirische Annäherung an die Einflussgrößen des Kalkulationszinssatzes erreicht werden. Darüber hinaus würde dies die tatsächliche Bereitschaft hinsichtlich einer Investition in PV-Anlagen in verschiedenen Gewerbesegmenen aufzeigen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass unter den derzeitigen Gegebenheiten eine Investition in die Photovoltaik für den brasilianischen Gewerbesektor keine wirtschaftliche Option darstellt. Die hier diskutierten Rahmenbedingungen müssten sich signifikant ändern, damit die Photovoltaik in Brasilien in diesem Sektor unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten attraktiv werden könnte.

## 7 Literaturverzeichnis

**ABINEE (2012):** Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Brasileira. Brasília: ABINEE.

**ABRADEE (2012):** Privatizações no Setor Elétrico Brasileiro. Online:  
[http://www.abradee.org.br/setor\\_eletrico.asp](http://www.abradee.org.br/setor_eletrico.asp) [Stand: 19.11.2012].

**América do Sol (2012):** Estádios Solares. Online:  
<http://www.americadosol.org/estadios-solares/> [Stand: 21.11.2012].

**ANEEL (2005):** Cadernos Temáticos ANEEL: Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica. Brasília: ANEEL.

**ANEEL (2008):** Nota Técnica nº 0228/2008-SRD/ANEEL. Online:  
[http://www.aneel.gov.br/Arquivos/PDF/NT02282008SRDANEEL\\_06112008\\_LIGHT.pdf](http://www.aneel.gov.br/Arquivos/PDF/NT02282008SRDANEEL_06112008_LIGHT.pdf) [Stand: 23.02.2013].

**ANEEL (2011a):** Por dentro da conta de luz: Informação de utilidade pública. 5.Auflage. Brasília: ANEEL.

**ANEEL (2011b):** Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição; Revisão 3. Online:  
[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo2\\_Revisao\\_3.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo2_Revisao_3.pdf) [Stand: 11.12.2012].

**ANEEL (2012a):** Banco de Informações de Geração. Online:  
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=12&fase=3> [Stand: 17.12.2012].

**ANEEL (2012b):** Matriz de Energia Elétrica. Online:  
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp> [Stand 23.02.2013].

**ANEEL (2012c):** Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Online:  
[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo1\\_Revisao\\_6.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo1_Revisao_6.pdf) [Stand: 14.12.2012].

**ANEEL (2012d):** Resolução Normativa Nº 414, de 9 de Setembro de 2010. Online:  
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf> [Stand: 23.02.2013].

**ANEEL (2012e):** Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012. Online:  
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> [Stand: 04.03.2013].

**ANEEL (2012f):** Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição. Online:  
<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=96&idPerfil=2&idiomaAtual=0> [Stand: 12.12.2012].

- ANEEL (2013a):** ANEEL anuncia redução das tarifas de energia elétrica. Online: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=6426&id\\_area=90](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=6426&id_area=90) [Stand: 06.02.2013].
- ANEEL (2013b):** Consumidores, Consumo, Receita e Tarifa Média – Por Classe de Consumo. Online: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550> [Stand: 24.02.2013].
- ANEEL (2013c):** Indicadores de Qualidade. Online: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores\\_de\\_qualidade/pesquisaGeral.cfm](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/pesquisaGeral.cfm) [Stand: 10.01.2013].
- ARGE Monitoring PV-Anlagen ( 2007):** Monitoring zur Wirkung des novellierten EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Solarenergie, insbesondere der Photovoltaik-Freiflächen. Hannover: ARGE Monitoring PV-Anlagen.
- BACEN: (2012):** Funções do Banco Central do Brasil. Online: <http://www4.bcb.gov.br/pec/gci/port/focus/FAQ%2011-Fun%C3%A7%C3%B5es%20do%20Banco%20Central%20do%20Brasil.pdf> [Stand: 23.02.2013].
- Baer, W. (2008):** The Brazilian Economy: Growth and Development. 6. Auflage. Boulder: Rienner.
- BMU (2009):** Neues Denken – Neue Energie: Roadmap Energiepolitik 2020. Berlin: BMU.
- BMU (2011):** Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 04. August 2011 („EEG 2012“). Online: [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_2012\\_verguetungsd degression\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_verguetungsd degression_bf.pdf) [Stand: 19.11.2012].
- BNDES (2013):** Fundo Clima - Energias Renováveis. Online: [http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/Apoio\\_Financieiro/Programas\\_e\\_Fundos/Fundo\\_Clima/energias\\_renovaveis.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financieiro/Programas_e_Fundos/Fundo_Clima/energias_renovaveis.html) [Stand: 04.03.2013].
- BNetzA (2012a):** Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Online: [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html) [Stand: 03.12.2012].
- BNetzA (2012b):** Versorgungsqualität - Übersicht SAIDI-Werte Strom 2006 - 2011. Online: [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/SAIDIWerteStrom/SAIDIWerteStrom\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/SAIDIWerteStrom/SAIDIWerteStrom_node.html) [Stand: 10.01.2013].
- Bonini, M. R. (2011):** Tarifas de Energia Elétrica: Evolução nos Últimos Anos e Perspectivas. In: Boletim de Economia, Jg. 10/2011, H.8, S.19-36.

- Bost, M.; Hirschl, B.; Aretz, A. (2011):** Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik: Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt? Hamburg: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung.
- Braun, P.; Rüter, R. (2010):** The role of grid-connected, building-integrated photovoltaic generation in commercial building energy and power loads in a warm and sunny climate. In: Energy Conversion and Management, Jg. 51, H. 12, S. 2457-2466.
- Brealey, R. A.; Myers, S. C. (2003):** The Principles of Corporate Finance. 7. Auflage. New York: The McGraw–Hill Companies.
- Breyer, C.; Gerlach, A.; Mueller, J.; Behacker, H.; Milner, A. (2009):** Grid-Parity Analysis for EU and US Regions and Market Segments - Dynamics of Grid-Parity and Dependence on Solar Irradiance, Local Electricity Prices and PV Progress Ratio. Bitterfeld-Wolfen: Q-Cells SE.
- BSW (2012):** Preisindex Photovoltaik. Online:  
[http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/Grafiken/pdf/BSW\\_Preisindex\\_1204.pdf](http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/Grafiken/pdf/BSW_Preisindex_1204.pdf) [Stand: 16.12.2012].
- BSW (2013):** Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Online:  
[http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2013\\_2\\_BSW\\_Solar\\_Faktenblatt\\_Photovoltaik.pdf](http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2013_2_BSW_Solar_Faktenblatt_Photovoltaik.pdf) [Stand: 28.02.2013].
- Devienne Filho, R. (2011):** Survey of the Electricity Market Focusing on Distributed Generation. Rio de Janeiro: GIZ.
- Dr. Valentin EnergieSoftware GmbH (2012):** PV\*SOL® Expert Version 5.5: Auslegung und Simulation von Photovoltaikanlagen. Handbuch. Berlin: Dr. Valentin EnergieSoftware GmbH.
- Eletrobras (2013):** Geração. Online:  
<http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMIS59BAE5EBPTBRIE.htm> [Stand: 04.03.2013].
- E.ON Mitte AG (2012):** Standardlastprofilverfahren. Online: <http://www.eon-mitte.com/index.php?parent=8564> [Stand: 23.02.2013].
- EPE (2012a):** Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Online:  
[http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos\\_23/NT\\_EnergiaSolar\\_2012.pdf](http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf) [Stand: 23.02.2013].
- EPE (2012b):** Balanço Energético Nacional 2012. Brasília: EPE.
- EPE (2012c):** Plano Decenal de Expansão de Energia 2021. Brasília: EPE.
- EPIA (2012):** Global Market Outlook. For Photovoltaics until 2016. Online:  
[http://www.epia.org/index.php?eID=tx\\_nawsecured1&u=0&file=/uploads/tx\\_epia\\_publications/Global-Market-Outlook-](http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecured1&u=0&file=/uploads/tx_epia_publications/Global-Market-Outlook-)

2016.pdf&t=1362497031&hash=5c68117dd28c4388c2ee90118b6781c6a9b93901 [Stand: 04.03.2013].

**Erwes, H.; Forli, C.; Devienne Filho, R. (2013):** Condições de Importação de Equipamentos de Mini & Micro-Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil. Rio de Janeiro: AHK Rio de Janeiro. Unveröffentlicht.

**FIRJAN (2011):** Quanto custa a energia elétrica para a indústria no Brasil? In: Estudos para o Desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro, Jg. 08/2011, H. 8, S.1-31.

**Götze, U. (2008):** Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. 6. Auflage. Berlin Heidelberg: Springer.

**IEA (2009):** Technology Roadmap: Solar photovoltaic energy. Online: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv\\_roadmap.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap.pdf) [Stand: 23.02.2013].

**IEA (2011):** Trends in Photovoltaic Applications - Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010. Online: [http://www.australiansolarinstitute.com.au/SiteFiles/australiansolarinstitute.com.au/Trends\\_in\\_PV\\_Applications,\\_Survey\\_report\\_IEA\\_countries\\_1992\\_to\\_2010.pdf](http://www.australiansolarinstitute.com.au/SiteFiles/australiansolarinstitute.com.au/Trends_in_PV_Applications,_Survey_report_IEA_countries_1992_to_2010.pdf) [Stand: 23.02.2013].

**IPEA (2013):** Dados macroeconômicos e regionais. Online: <http://www.ipeadata.gov.br/> [Stand: 30.01.2013].

**Jannuzzi, G.; de Melo, C. (2012):** Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. In: Energy Sustainable Development, Jg. 17, H. 1, S. 40-46.

**Kissel, J. (2008):** Adaption von Stromeinspeisegesetzgebungen (Feed-In Laws) an die Rahmenbedingungen in Schwellenländern am Beispiel Brasiliens. Berlin: Technische Universität Berlin.

**Kissel, J.; Krenz, P.; Rolffs, P. (2013):** Regulierung Nr. 482 vom 17. April 2012 der Nationalen Energieagentur – ANEEL (inkl. Modifikationen der Resolution SRD/ANEEL Nr. 517, vom 11.12.2012). Rio de Janeiro: GIZ. Unveröffentlicht.

**Kissel, J.; Kolks, C.; Abmann, D. (2013):** Stromeinspeisegesetze als Generalkonzept zur Förderung erneuerbarer Energien? - Fallbeispiel Brasilien. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 62, H.1/2, S. 115-120.

**Kissel, J.; Krenz, P.; Kulakow, H. ; Rolffs, P. (2013):** Verfahrensregeln zur Stromversorgung im nationalen Stromnetz (PRODIST) der Nationalen Energieagentur – ANEEL: Modul 3 – Zugang zum Verteilnetz: Sektion 3.7 – Netzanschluss dezentraler „Mikro- und Ministromerzeugungsanlagen“. Rio de Janeiro: GIZ. Unveröffentlicht.

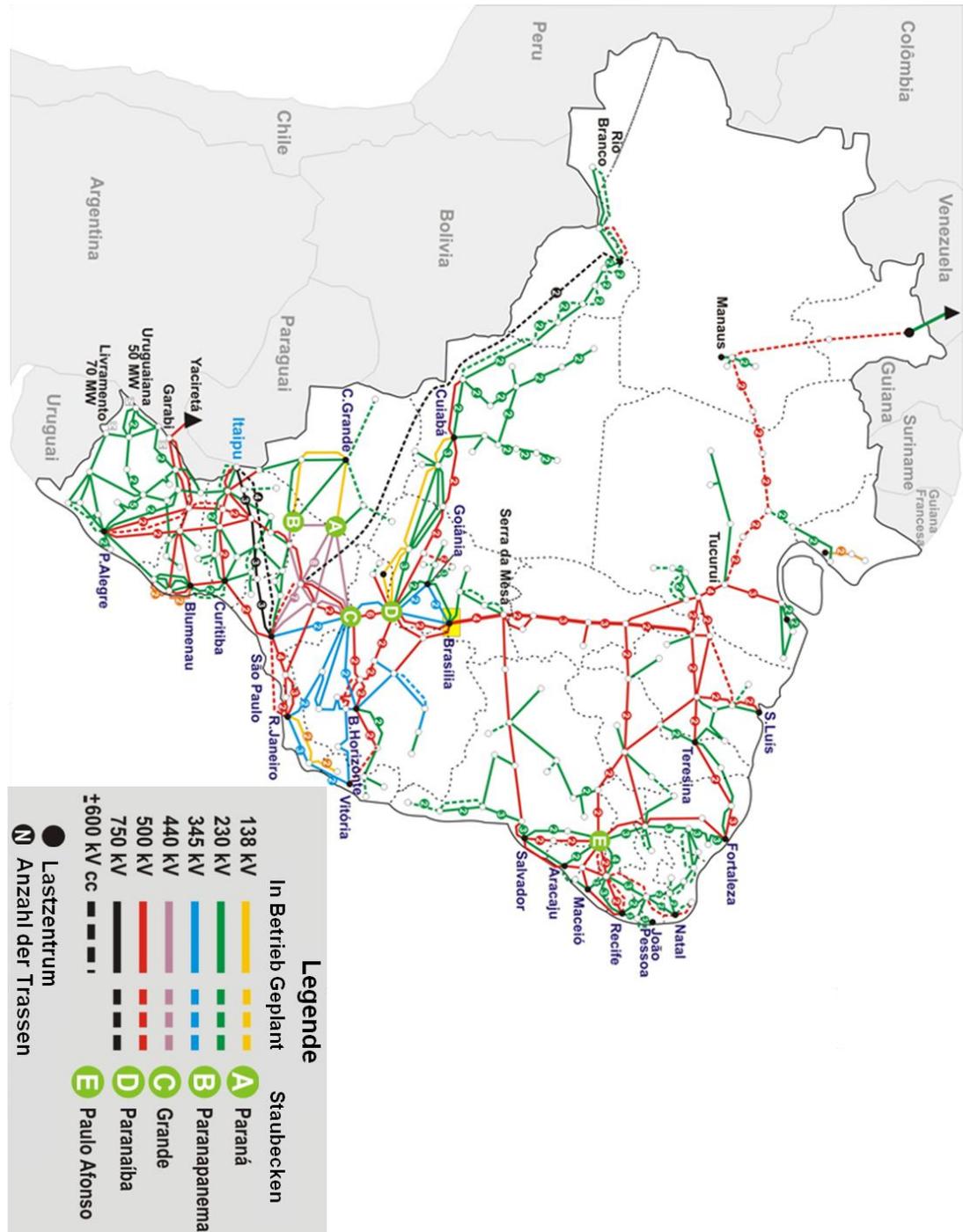
**Konrad, F. (2007):** Planung von Photovoltaik-Anlagen: Grundlagen und Projektierung. 1. Auflage. Wiesbaden: Vieweg.

- Konstantin, P. (2009):** Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 2. Auflage. Berlin Heidelberg: Springer.
- Kost, C.; Schlegl, T.; Thomsen, J.; Nold, S.; Mayer, J. (2012):** Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- Krauter, S. (2012):** Lehrstuhlinhaber für Nachhaltige Energiekonzepte am Institut für Elektro- und Informationstechnik der Fakultät für Elektrotechnik, Informatik und Mathematik an der Universität Paderborn. Informationen per E-Mail. [Stand: 27.12.2012].
- Kulakow, H. (2012):** Optionen zur technischen Realisierung von Photovoltaik-Anlagen gemäß der neuen Regulierung in Brasilien. Bachelorarbeit EB 9, S. 1-52. Unveröffentlicht.
- Lacchini, C.; Dos Santos, J. C. (2013):** Photovoltaic energy generation in Brazil: Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. In: Renewable Energy Jg. 52, S. 183-189.
- Light (2012):** Messkampagnen der Light Energia S.A. im Konzessionsgebiet Rio de Janeiro im Jahr 2008. Informationen per E-Mail. [Stand: 12.12.2012].
- Luna, D.; Vettorazzo, L. (2013).** Custo de térmicas já ultrapassa R\$ 1 bi e ameaça redução de tarifa. Folha de S.Paulo, B1.
- Martins, F. R.; Rütther, R.; Pereira, E. B.; Abreu, S.L. (2008):** Solar energy scenarios in Brazil. Part two: Photovoltaics applications. In: Energy Policy Jg. 36, H. 8, S. 2865-2877.
- Mitscher, M.; Rütther, R. (2012):** Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. In: Energy Policy, Jg. 49, S. 688-694.
- MME (2012):** Concessões de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica: Perguntas e Respostas. Online: [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2012/Perguntas\\_e\\_respostas\\_-\\_Concessoes\\_10\\_09\\_12\\_final.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2012/Perguntas_e_respostas_-_Concessoes_10_09_12_final.pdf) [Stand: 24.02.2013].
- Nickel (2003):** Die Reform des brasilianischen Elektrizitätssektors. In der Reihe: C. Wentzlaff-Eggebert, M. Traine: Arbeitspapiere zur Lateinamerikaforschung, Köln.
- Olson, A.; Jones, R. (2012):** Chasing Grid Parity: Understanding the Dynamic Value of Renewable Energy. In: The Electricity Journal, Jg. 25, H. 3, S. 17–27.
- ONS (2013):** Sistema de Transmissão: Horizonte – 2013. Online: [http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/mapas\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx) [Stand: 26.02.2013].
- Pereira, E. B.; Martins, F. R.; de Abreu, S. L.; Rütther, R. (2006):** Atlas Brasileiro da Energia Solar. 1. Auflage. São José dos Campos: Swera.

- Presidência da República (2012):** Medida Provisória Nº 579, de 11 de Setembro de 2012. [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm)  
Online: [Stand: 15.10.2012].
- Quaschnig, V. (2008):** Erneuerbare Energien und Klimaschutz. 1. Auflage. München: Hanser.
- RETScreen® International (2005):** RETScreen® Software Online User Manual: Photovoltaic Project Model. Handbuch. Online: <http://publications.gc.ca/site/eng/272716/publication.html> [Stand: 24.02.2013].
- Rüther, R. (2004):** Edifícios Solares Fotovoltaicos. 1. Auflage. Florianópolis: UFSC-LABSOLAR.
- Rüther, R.; Zilles, R. (2011):** Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. Energy Policy Jg. 39, H. 3, S. 1027-1030.
- Silva, F.G.R da (2012):** Análise e levantamento da composição tarifária brasileira. Florianópolis: GIZ. Unveröffentlicht.
- Solarexpert (2013):** Häufig gestellte Fragen. Online: <http://www.solarexpert.de/faq.html> [Stand: 04.03.2013].
- The Economist (2012):** Facing headwinds, Dilma changes course. Online: <http://www.economist.com/node/21560565> [Stand: 31.01.2013].
- Thommen, J. P.; Achleitner, A. K. (2012):** Allgemeine Betriebswirtschaftslehre. Umfassende Einführung aus managementorientierter Sicht. 7. Auflage. Wiesbaden: Springer Gabler.
- Tolmasquim, M. T. (2012):** Power Sector Reform in Brazil. 1. Auflage. Rio de Janeiro: EPE.
- Urbanetz, J.; Braun, P.; Rüther, R. (2012):** Power quality analysis of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil. In: Energy Conversion and Management Jg. 64, S. 8-14.
- Varnäs, A.; Fahnestock, J.; Nykvist, B.; Chandler, C.; Erickson, P.; Nilsson, M.; Han, G.; Lazarus, M.; Hallding, K. (2012):** Driving Technological Innovation for a Low-Carbon Society: Case Studies for Solar Photovoltaics and Carbon Capture and Storage. Stockholm: Stockholm Environment Institute.
- Wagemann, H. G.; Eschrich H. (2007):** Photovoltaik: Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften, Solarzellenkonzepte und Aufgaben. 1. Auflage. Wiesbaden: Teubner.
- Wagner, A. (2010).** Photovoltaik Engineering: Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung. 3. Auflage. Berlin Heidelberg: Springer.

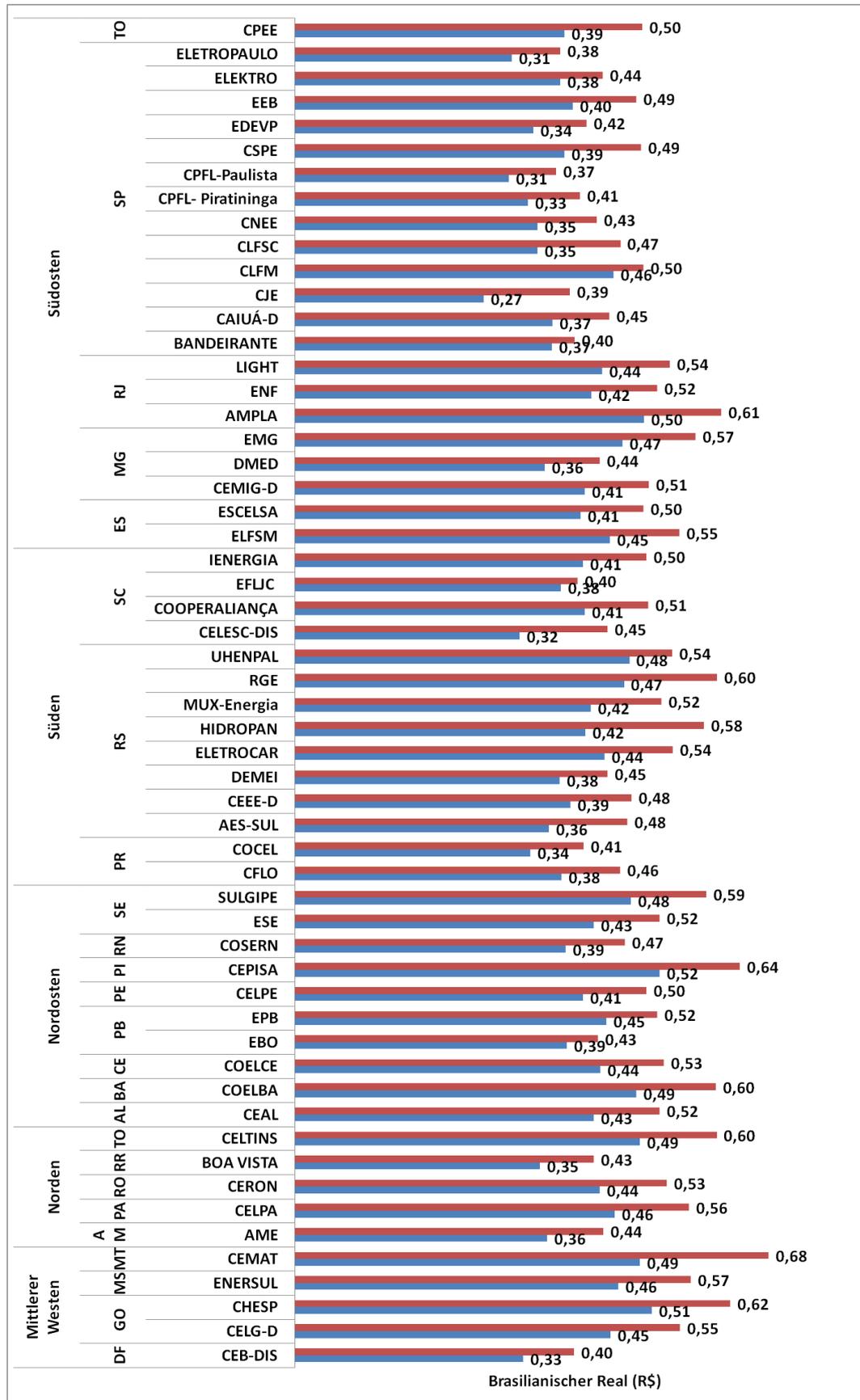
## 8 Anhang

### Anhang 1: Plan des brasilianischen Übertragungsnetzes im Jahr 2013



Quelle: Bearbeitete Darstellung nach ONS (2013)

## Anhang 2: Stromtarife inkl. Steuern vor und nach Tarifsenkung (in R\$/kWh)



Quelle: Eigene Darstellung nach Silva (2012)

### Anhang 3: Basisdaten für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung

VNB	Bundesstaat	Region	Solarer Simulationsort	Spezifischer Jahresertrag (kWh/kWp)	Anlagengröße (kWp)	Endtarif (R\$/kWh)	Endtarif nach TS (R\$/kWh)
CEMAT	MT	MW	Cuiabá	1.512	31,92	0,68	0,49
ENERSUL	MS	MW	Campo Grande	1.412	34,20	0,57	0,46
CEB-DIS	DF	MW	Brasília	1.509	31,35	0,40	0,33
CELG-D	GO	MW	Goiânia	1.503	31,35	0,55	0,45
CHESP	GO	MW	Goiania	1.503	31,35	0,62	0,51
CELTINS	TO	N	Porto Nacional	1.498	31,35	0,60	0,49
CELPA	PA	N	Belém	1.495	31,92	0,56	0,46
BOA VISTA	RR	N	Boa Vista	1.402	34,20	0,43	0,35
AME	AM	N	Manaus	1.393	34,20	0,44	0,36
CERON	RO	N	Porto Velho	1.390	34,20	0,53	0,44
EBO	PB	NO	Campina Grande	1.632	29,64	0,43	0,39
COELBA	BA	NO	Salvador	1.545	31,35	0,60	0,49
COELCE	CE	NO	Fortaleza	1.652	29,64	0,53	0,44
COSERN	RN	NO	Natal	1.650	29,64	0,47	0,39
ESE	SE	NO	Aracaju	1.580	29,92	0,52	0,43
CELPE	PE	NO	Recife	1.611	29,64	0,50	0,41
CEAL	AL	NO	Maceió	1.569	29,92	0,52	0,43
CEPISA	PI	NO	Teresina	1.506	31,35	0,64	0,52
EPB	PB	NO	João Pessoa	1.633	29,64	0,52	0,45
SULGIPE	SE	NO	Aracaju	1.580	29,92	0,59	0,48
AES-SUL	RS	S	Porto Alegre	1.388	34,20	0,48	0,36
UHENPAL	RS	S	Santa Maria	1.327	36,48	0,54	0,48
RGE	RS	S	Caxias do Sul	1.356	35,91	0,60	0,47
COCEL	PR	S	Curitiba	1.249	37,62	0,41	0,34
CFLO	PR	S	Curitiba	1.249	37,62	0,46	0,38
DEMEI	RS	S	Passo Fundo	1.387	34,20	0,45	0,38
ELETROCAR	RS	S	Passo Fundo	1.387	34,20	0,54	0,44
HIDROPAN	RS	S	Passo Fundo	1.387	34,20	0,58	0,42
MUX-Energia	RS	S	Passo Fundo	1.387	34,20	0,52	0,42
CELESC-DIS	SC	S	Florianópolis	1.269	37,05	0,45	0,32
IENERGIA	SC	S	Chapecó	1.360	35,91	0,50	0,41
EFLJC	SC	S	Florianópolis	1.269	37,05	0,40	0,38
COOPERALIANÇA	SC	S	Florianópolis	1.269	37,05	0,51	0,41
CEEE-D	RS	S	Porto Alegre	1.388	34,20	0,48	0,39
CJE	SP	SO	Campinas	1.260	37,62	0,39	0,27
CLFM	SP	SO	Campinas	1.260	37,62	0,50	0,46
CLFSC	SP	SO	Londrina	1.249	37,62	0,47	0,35
CPEE	TO	SO	Campinas	1.260	37,62	0,50	0,39
CSPE	SP	SO	Campinas	1.260	37,62	0,49	0,39
ELFSM	ES	SO	Linhares	1.461	32,49	0,55	0,45
AMPLA	RJ	SO	Rio de Janeiro	1.479	32,49	0,61	0,50
CEMIG-D	MG	SO	Belo Horizonte	1.352	35,91	0,51	0,41
CPFL-Paulista	SP	SO	Campinas	1.260	37,62	0,37	0,31
CAIUÁ-D	SP	SO	São Paulo	1.263	38,47	0,45	0,37
CNEE	SP	SO	São Paulo	1.263	38,47	0,43	0,35
EDEVF	SP	SO	São Paulo	1.263	38,47	0,42	0,34
EEB	SP	SO	São Paulo	1.263	38,47	0,49	0,40
EMG	MG	SO	Cataguases	1.395	34,20	0,57	0,47
ENF	RJ	SO	Nova Friburgo	1.398	34,20	0,52	0,42
ELETROPAULO	SP	SO	São Paulo	1.263	38,47	0,38	0,31
ESCELSA	ES	SO	Vitória	1.406	34,20	0,50	0,41
ELEKTRO	SP	SO	Campinas	1.260	37,62	0,44	0,38
BANDEIRANTE	SP	SO	São Paulo	1.263	38,47	0,40	0,37
CPFL- Piratininga	SP	SO	Campinas	1.260	37,62	0,41	0,33
DMED	MG	SO	Campinas	1.260	37,62	0,44	0,36
LIGHT	RJ	SO	Rio de Janeiro	1.479	32,49	0,54	0,44

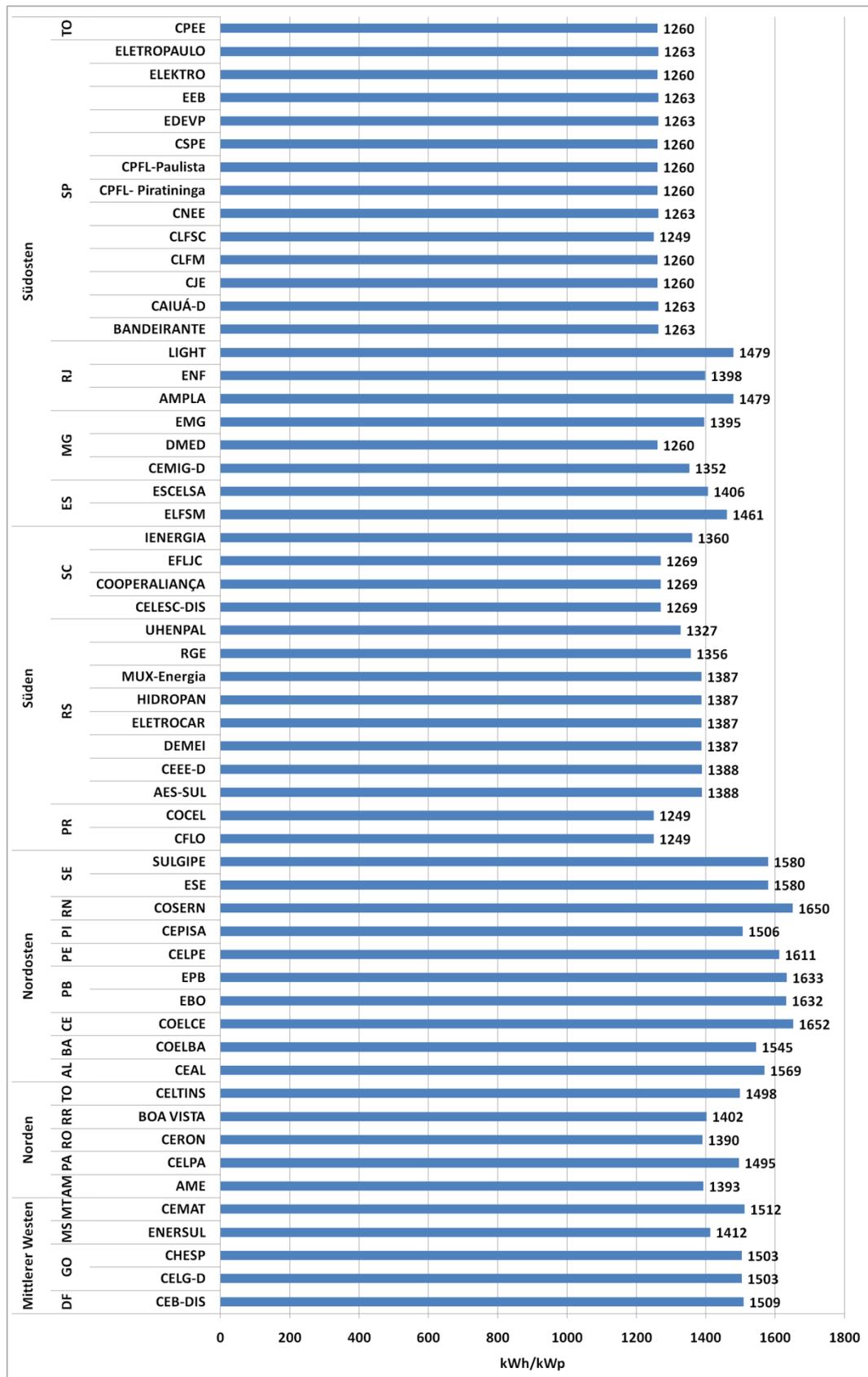
Quelle: Eigene Darstellung

#### Anhang 4: Stromtarife im brasilianischen Gewerbe (Niederspannung)

	<b>Mittlerer Westen</b>	<b>Norden</b>	<b>Nordosten</b>	<b>Süden</b>	<b>Südosten</b>
<b>Mittelwert (R\$/kWh)</b>	<b>0,5629</b>	<b>0,5134</b>	<b>0,5323</b>	<b>0,4951</b>	<b>0,4711</b>
<b>Standardabweichung (R\$/kWh)</b>	<b>0,1044</b>	<b>0,0765</b>	<b>0,0609</b>	<b>0,0594</b>	<b>0,0641</b>
<b>Varianz</b>	<b>0,0109</b>	<b>0,0059</b>	<b>0,0037</b>	<b>0,0035</b>	<b>0,0041</b>

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen

## Anhang 5: Spezifischer Jahresertrag der 56 brasilianischen Konzessionsgebiete



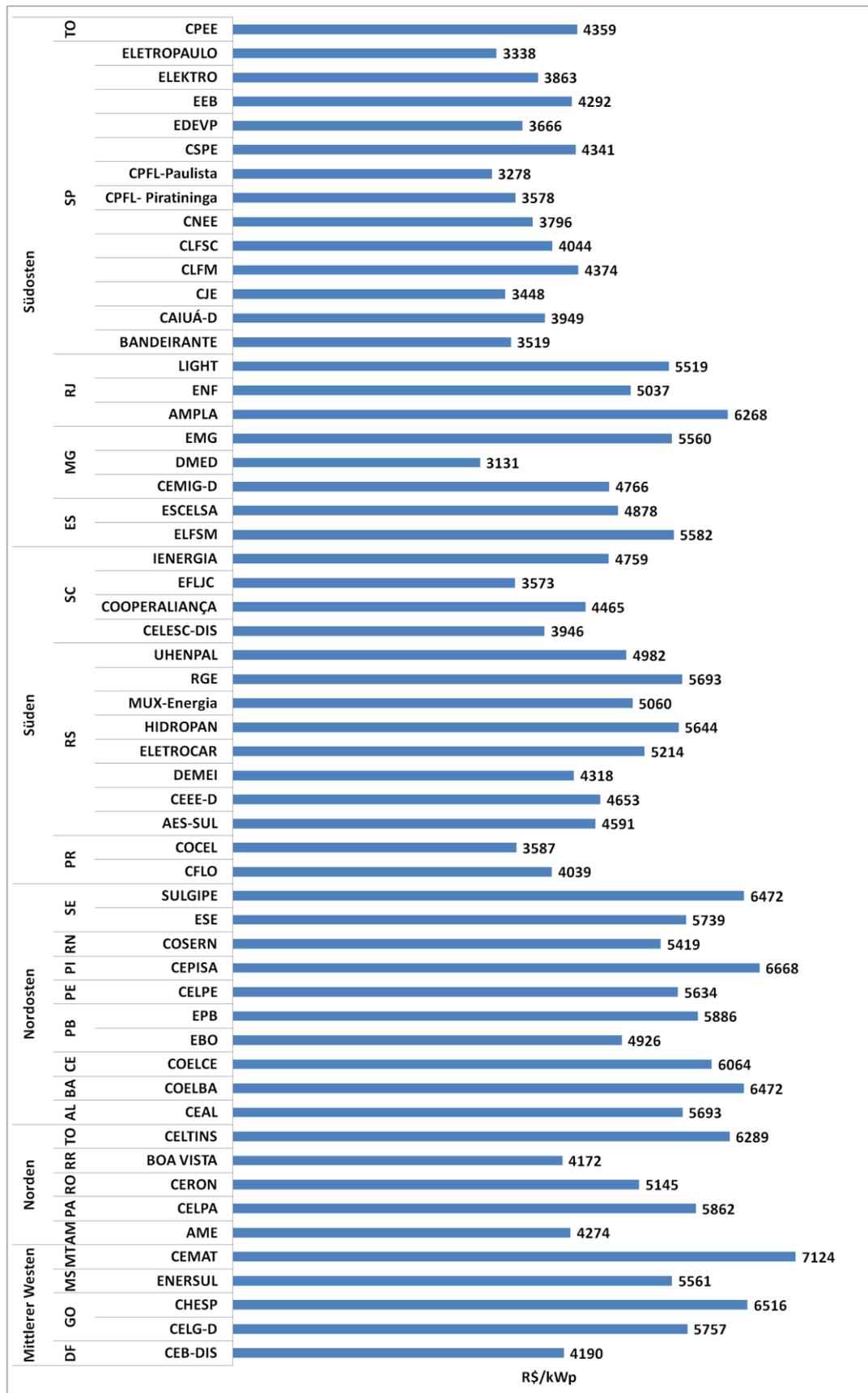
Quelle: Eigene Darstellung und Ertragsberechnungen mit PV\*Sol

## Anhang 6: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung

VNB	Base Case	Tarifsenkung (Sz.1)	Sp.Investkost 4850R\$/kWp (Sz.2a)	Sp.Investkost 4207R\$/kWp (Sz.2b)	Kalkzins 5,4% (Sz.3a)	Kalkzins 2,97% (Sz.3b)
CJE	- 0,45	0,62	0,51	0,44	0,51	0,44
CLFM	- 0,30	0,36	0,18	0,05	0,18	0,05
CLFSC	- 0,35	0,52	0,38	0,28	0,38	0,28
CPEE	- 0,30	0,46	0,30	0,20	0,30	0,20
CSPE	- 0,31	0,46	0,30	0,20	0,30	0,20
EBO	- 0,21	0,30	0,09	0,05	0,09	0,05
ELFSM	- 0,11	0,27	0,06	0,09	0,06	0,09
AMPLA	- 0,00	0,18	0,06	0,22	0,06	0,22
CEMAT	0,14	0,17	0,07	0,23	0,07	0,23
CEMIG-D	- 0,24	0,38	0,20	0,07	0,20	0,07
CPFL-Paulista	- 0,48	0,57	0,45	0,36	0,45	0,36
ENERSUL	- 0,11	0,27	0,06	0,08	0,06	0,08
AES-SUL	- 0,27	0,44	0,28	0,17	0,28	0,17
UHENPAL	- 0,21	0,30	0,09	0,05	0,09	0,05
COELBA	0,03	0,16	0,08	0,25	0,08	0,25
COELCE	- 0,03	0,20	0,03	0,19	0,03	0,19
COSERN	- 0,14	0,29	0,08	0,06	0,08	0,06
ESE	- 0,08	0,25	0,03	0,12	0,03	0,12
CELPE	- 0,10	0,26	0,05	0,10	0,05	0,10
CAIUÁ-D	- 0,37	0,48	0,33	0,23	0,33	0,23
CNEE	- 0,39	0,51	0,37	0,28	0,37	0,28
EDEVF	- 0,42	0,52	0,38	0,29	0,38	0,29
EEB	- 0,32	0,44	0,28	0,17	0,28	0,17
EMG	- 0,11	0,27	0,06	0,08	0,06	0,08
ENF	- 0,20	0,34	0,15	0,02	0,15	0,02
RGE	- 0,09	0,29	0,08	0,06	0,09	0,05
COCEL	- 0,43	0,53	0,40	0,30	0,40	0,30
CFLO	- 0,36	0,47	0,32	0,21	0,32	0,21
DEMEI	- 0,31	0,42	0,25	0,13	0,25	0,13
ELETROCAR	- 0,17	0,32	0,12	0,02	0,12	0,02
HIDROPAN	- 0,10	0,36	0,17	0,05	0,17	0,05
MUX-Energia	- 0,19	0,35	0,16	0,03	0,16	0,03
CELTINS	0,00	0,18	0,06	0,22	0,06	0,22
ELETROPAULO	- 0,47	0,56	0,44	0,35	0,44	0,35
CELESC-DIS	- 0,37	0,55	0,41	0,33	0,42	0,33
CELPA	- 0,07	0,24	0,02	0,13	0,02	0,13
ESCELSA	- 0,22	0,36	0,18	0,05	0,18	0,05
IENERGIA	- 0,24	0,38	0,20	0,07	0,20	0,07
EFLJC	- 0,43	0,46	0,31	0,20	0,31	0,20
COOPERALIANÇA	- 0,29	0,42	0,25	0,13	0,25	0,13
CEB-DIS	- 0,33	0,45	0,29	0,18	0,29	0,18
ELEKTRO	- 0,38	0,47	0,31	0,21	0,31	0,21
CEAL	- 0,09	0,26	0,04	0,11	0,04	0,11
CEPISA	0,06	0,13	0,13	0,30	0,13	0,30
EPB	- 0,06	0,19	0,04	0,20	0,04	0,20
CELG-D	- 0,08	0,25	0,03	0,12	0,03	0,12
CHESP	0,04	0,15	0,10	0,27	0,10	0,27
BANDEIRANTE	- 0,44	0,48	0,33	0,23	0,33	0,23
CPFL- Piratininga	- 0,43	0,53	0,40	0,31	0,40	0,31
CEEE-D	- 0,26	0,39	0,21	0,09	0,22	0,10
DMED	- 0,39	0,50	0,35	0,26	0,35	0,26
BOA VISTA	- 0,33	0,46	0,30	0,19	0,30	0,19
AME	- 0,32	0,44	0,28	0,17	0,28	0,17
LIGHT	- 0,12	0,28	0,07	0,07	0,07	0,07
CERON	- 0,18	0,33	0,13	0,00	0,13	0,00
SULGIPE	0,03	0,16	0,09	0,26	0,09	0,26

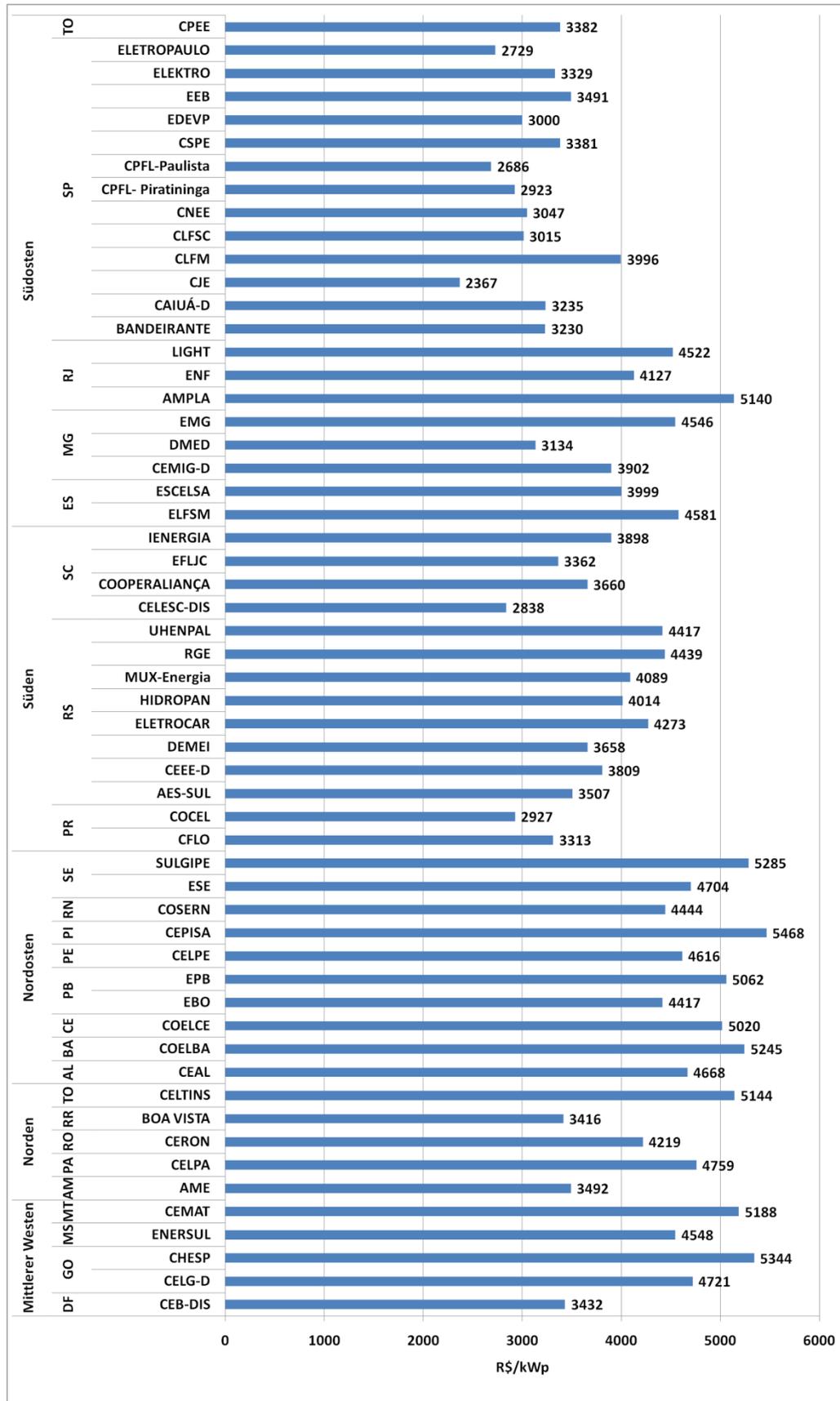
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen

## Anhang 7: Base Case - Spez. Investitionskosten / vor Tarifsenkung



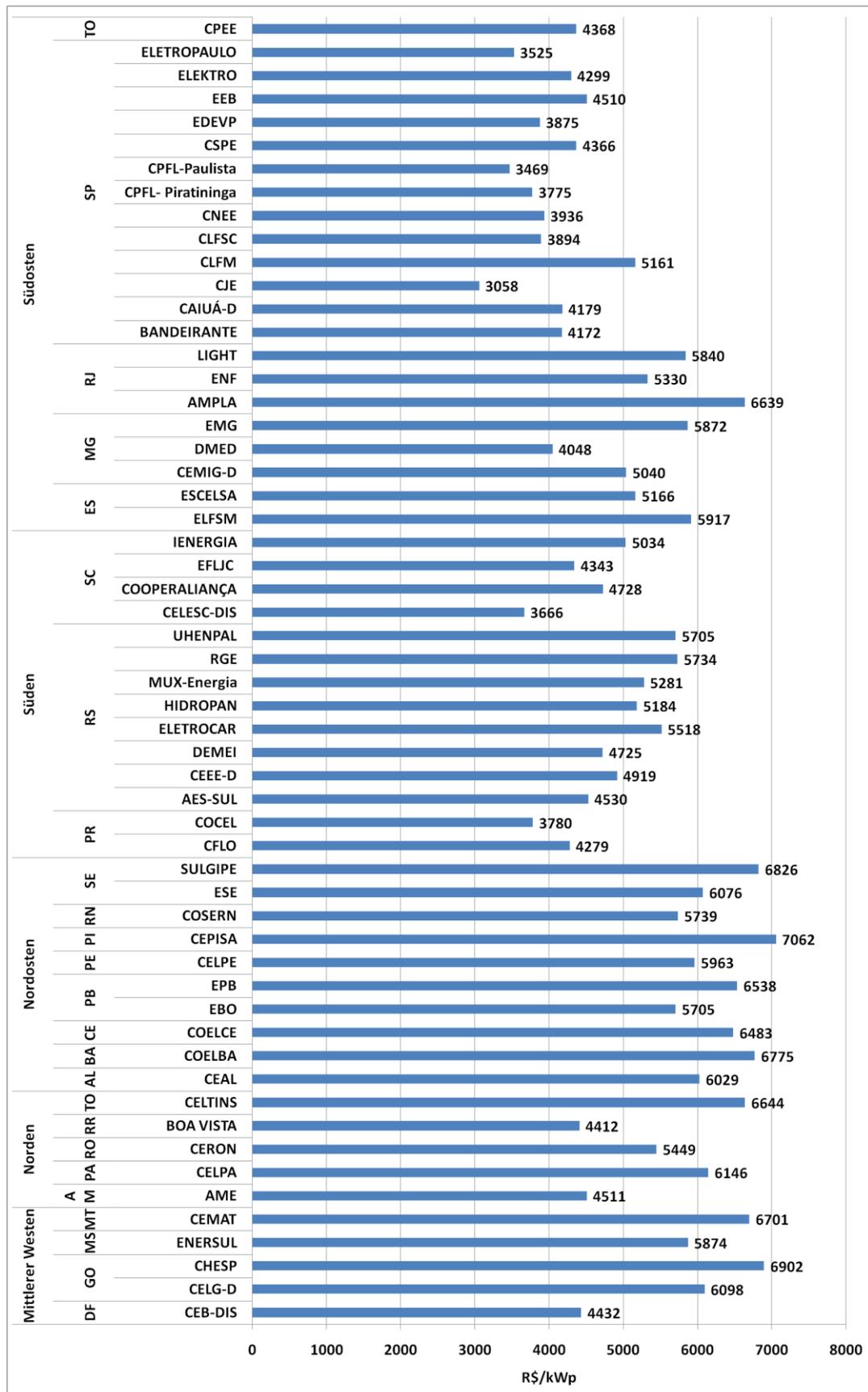
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen

## Anhang 8: Szenario 1/2a/2b - Spez. Investitionskosten / nach Tarifsenkung



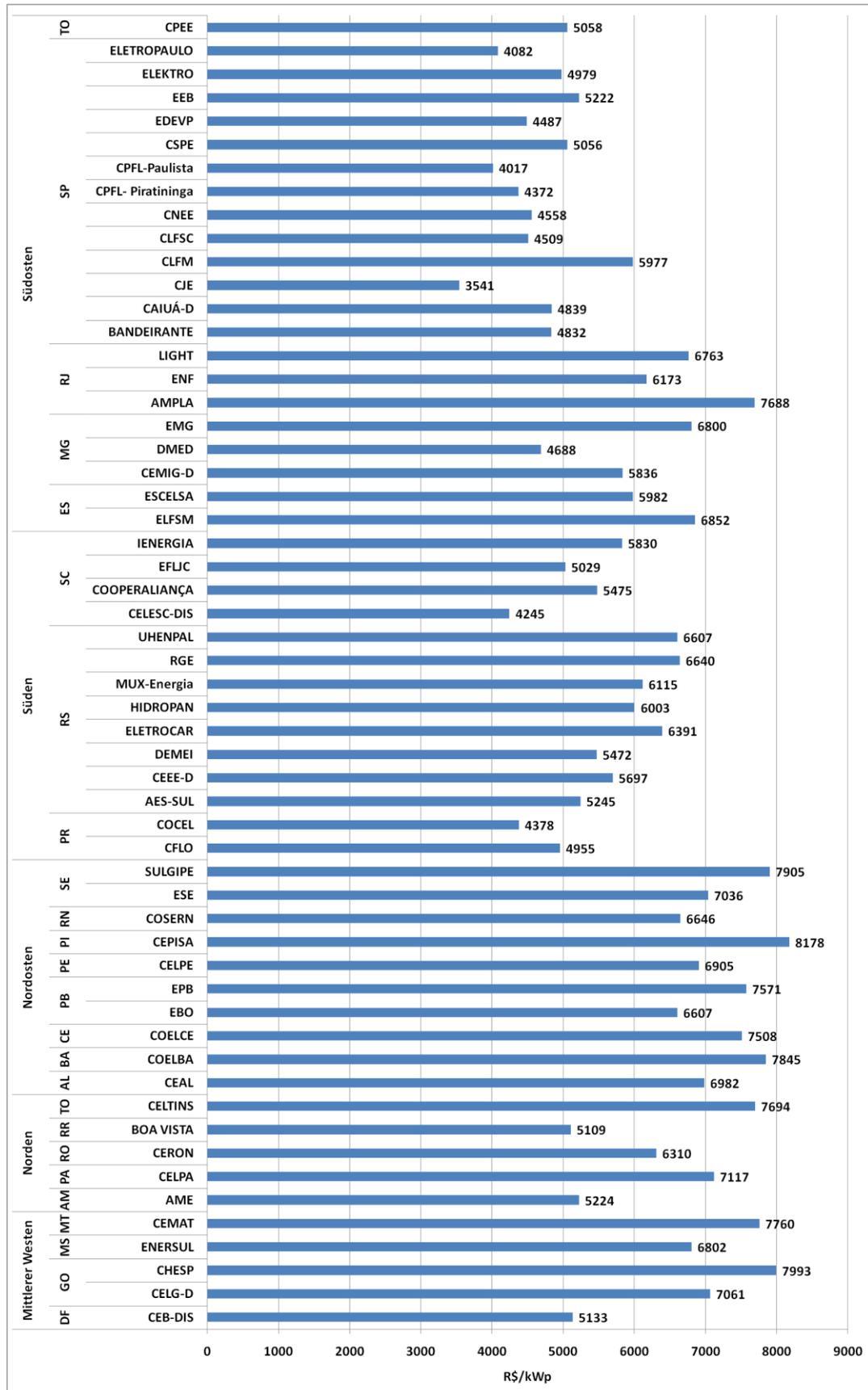
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen

## Anhang 9: Szenario 3a - Spez. Investitionskosten / Kalkulationszinssatz 5,4%



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen

## Anhang 10: Szenario 3b - Spez. Investitionskosten / Kalkulationszinsatz 2,97%



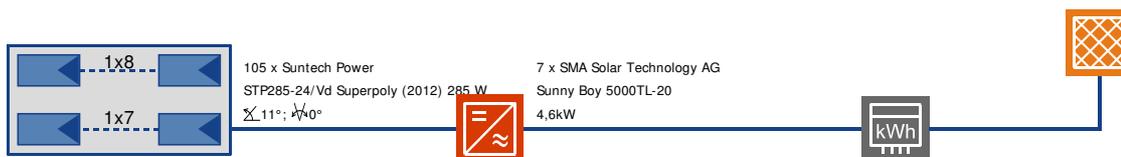
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen

### Anhang 11: Detaillierte PV\*Sol-Simulationen an verschiedenen Standorten

<b>1. Aracaju</b>	<b>19. Londrina</b>
<b>2. Belém</b>	<b>20. Maceió</b>
<b>3. Belo Horizonte</b>	<b>21. Manaus</b>
<b>4. Boa Vista</b>	<b>22. Natal</b>
<b>5. Brasília</b>	<b>23. Nova Friburgo</b>
<b>6. Campina Grande</b>	<b>24. Passo Fundo</b>
<b>7. Campinas</b>	<b>25. Porto Alegre</b>
<b>8. Campo Grande</b>	<b>26. Porto Nacional</b>
<b>9. Cataguases</b>	<b>27. Porto Velho</b>
<b>10. Caxias do Sul</b>	<b>28. Recife</b>
<b>11. Chapecó</b>	<b>29. Rio Branco</b>
<b>12. Cuiabá</b>	<b>30. Rio de Janeiro</b>
<b>13. Curitiba</b>	<b>31. Salvador</b>
<b>14. Florianópolis</b>	<b>32. Santa Maria</b>
<b>15. Fortaleza</b>	<b>33. São Luis</b>
<b>16. Goiânia</b>	<b>34. São Paulo</b>
<b>17. João Pessoa</b>	<b>35. Teresina</b>
<b>18. Linhares</b>	<b>36. Vitoria</b>

Quelle: Eigene Darstellung und Ertragsberechnungen

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



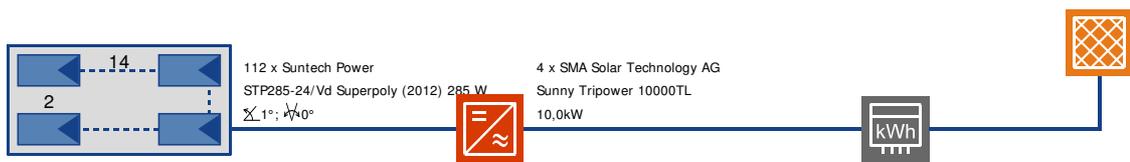
Standort: Aracaju  
 Klimadatenatz: Aracaju (1981-2000)  
 PV-Leistung: 29,92 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 203,74 / 203,80 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 395.611 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.335 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.335 kWh

Systemnutzungsgrad: 11,9 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 81,4 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 95,3 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,6 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.580 kWh/kWp  
 Vermiedene CO2-Emissionen: 41.880 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 05.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



Standort: Belem  
 Klimadatenatz: Belem (1981-2000)  
 PV-Leistung: 31,92 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 217,32 / 217,39 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 401.150 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.780 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.780 kWh

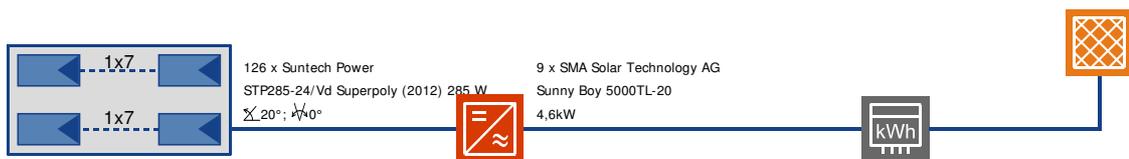
Systemnutzungsgrad: 11,9 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 81,0 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 96,0 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,4 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.495 kWh/kWp  
 Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen: 42.288 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Bitte unter Optionen-> Einstellungen eingeben

Projektname: Name der Solaranlage  
Variantenbezeichnung: Anlagenvariante

06.12.2012



---

Standort:	Belo Horizonte
Klimadatensatz:	Belo Horizonte (1981-2000)
PV-Leistung:	35,91 kWp
PV-Brutto-/Bezugsfläche:	244,48 / 244,56 m <sup>2</sup>

---

---

PV-Generator Einstrahlung:	402.957 kWh
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig):	48.637 kWh
Netzeinspeisung:	48.637 kWh

---

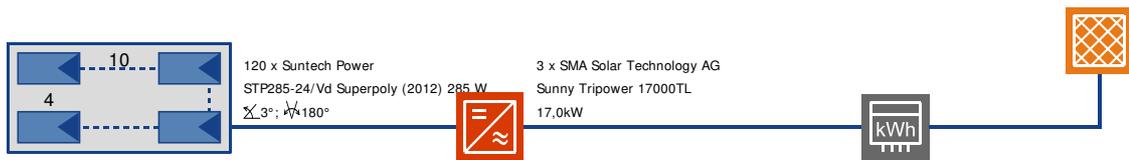
---

Systemnutzungsgrad:	12,1 %
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad):	82,1 %
Wechselrichter Nutzungsgrad:	94,7 %
PV-Generator Nutzungsgrad:	12,8 %
Spez. Jahresertrag:	1.352 kWh/kWp
Vermiedene CO2-Emissionen:	43.023 kg/a

---

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



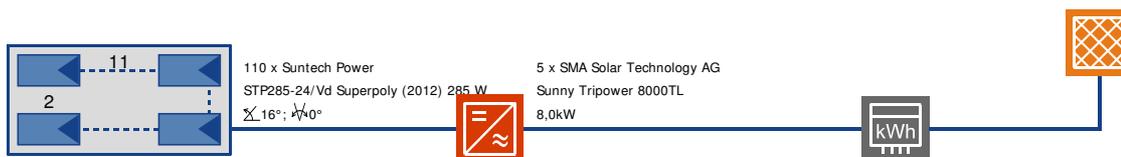
Standort: BOA VISTA (CIV/MIL)  
 Klimadatensatz: BOA VISTA (CIV/MIL)  
 (1981-2000)  
 PV-Leistung: 34,20 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 232,84 / 232,92 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 414.023 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.972 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.972 kWh

Systemnutzungsgrad: 11,6 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 78,8 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,1 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,3 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.402 kWh/kWp  
 Vermiedene CO2-Emissionen: 42.469 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 05.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



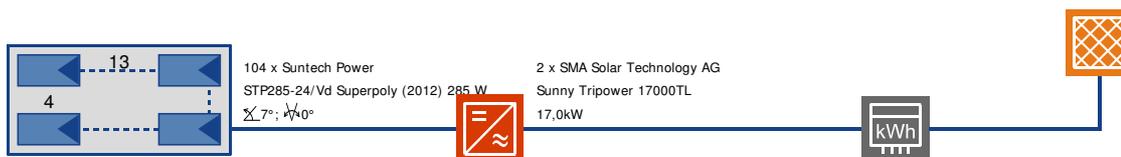
Standort: Brasilia  
 Klimadatensatz: Brasilia (1981-2000)  
 PV-Leistung: 31,35 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 213,44 / 213,51 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 398.639 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.359 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.359 kWh

Systemnutzungsgrad: 11,9 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 80,8 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,6 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,6 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.509 kWh/kWp  
 Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen: 41.905 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 05.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



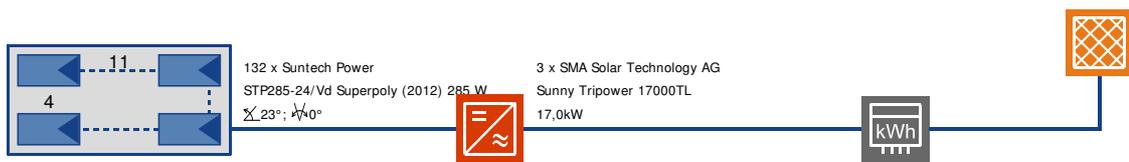
Standort:	Campina Grande
Klimadatensatz:	Campina Grande (1981-2000)
PV-Leistung:	29,64 kWp
PV-Brutto-/Bezugsfläche:	201,80 / 201,86 m <sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung:	400.577 kWh
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig):	48.412 kWh
Netzeinspeisung:	48.412 kWh

Systemnutzungsgrad:	12,1 %
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad):	82,3 %
Wechselrichter Nutzungsgrad:	94,9 %
PV-Generator Nutzungsgrad:	12,8 %
Spez. Jahresertrag:	1.632 kWh/kWp
Vermiedene CO2-Emissionen:	42.871 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 05.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



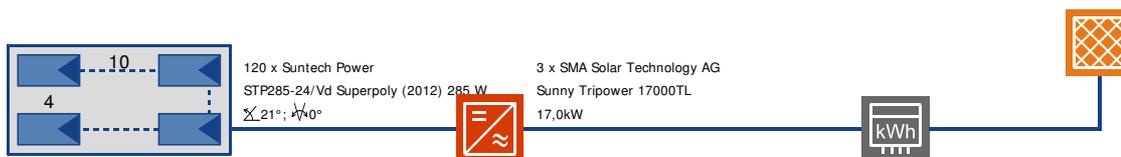
Standort: CAMPINAS/ VIRACOPOS  
 Klimadatensatz: CAMPINAS/ VIRACOPOS (1981-2000)  
 PV-Leistung: 37,62 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 256,13 / 256,21 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 386.646 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.458 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.458 kWh

Systemnutzungsgrad: 12,3 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 83,5 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,5 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 13,0 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.260 kWh/kWp  
 Vermiedene CO2-Emissionen: 42.014 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



Standort: Campo Grande  
 Klimadatensatz: Campo Grande (1981-2000)  
 PV-Leistung: 34,20 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 232,84 / 232,92 m<sup>2</sup>

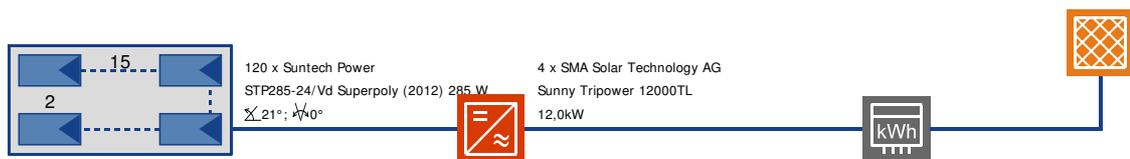
PV-Generator Einstrahlung: 405.830 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 48.337 kWh  
 Netzeinspeisung: 48.337 kWh

Systemnutzungsgrad: 11,9 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 81,1 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,2 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,7 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.412 kWh/kWp  
 Vermiedene CO2-Emissionen: 42.792 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante

06.12.2012



Standort:	Cataguases
Klimadatensatz:	Cataguases (1981-2000)
PV-Leistung:	34,20 kWp
PV-Brutto-/Bezugsfläche:	232,84 / 232,92 m <sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung:	400.059 kWh
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig):	47.745 kWh
Netzeinspeisung:	47.745 kWh

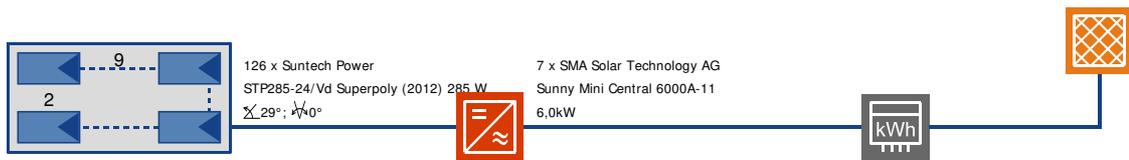
Systemnutzungsgrad:	11,9 %
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad):	81,2 %
Wechselrichter Nutzungsgrad:	95,9 %
PV-Generator Nutzungsgrad:	12,5 %
Spez. Jahresertrag:	1.395 kWh/kWp
Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen:	42.257 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Bitte unter Optionen-> Einstellungen eingeben

Projektname: Name der Solaranlage  
Variantenbezeichnung: Anlagenvariante

06.12.2012



---

Standort:	Caxias Do Sul
Klimadatensatz:	Caxias Do Sul (1981-2000)
PV-Leistung:	35,91 kWp
PV-Brutto-/Bezugsfläche:	244,48 / 244,56 m <sup>2</sup>

---

---

PV-Generator Einstrahlung:	402.667 kWh
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig):	48.725 kWh
Netzeinspeisung:	48.725 kWh

---

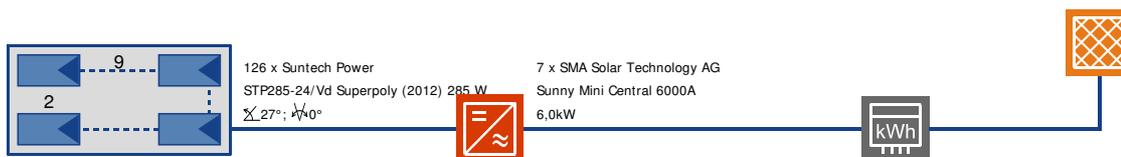
---

Systemnutzungsgrad:	12,1 %
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad):	82,3 %
Wechselrichter Nutzungsgrad:	94,1 %
PV-Generator Nutzungsgrad:	12,9 %
Spez. Jahresertrag:	1.356 kWh/kWp
Vermiedene CO2-Emissionen:	43.133 kg/a

---

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



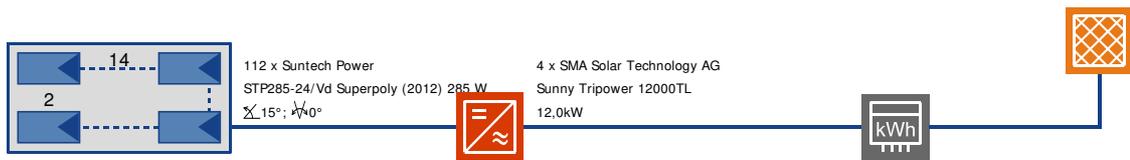
Standort: Chapeco  
 Klimadatenatz: Chapeco (1981-2000)  
 PV-Leistung: 35,91 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 244,48 / 244,56 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 411.728 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 48.876 kWh  
 Netzeinspeisung: 48.876 kWh

Systemnutzungsgrad: 11,9 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 80,8 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,2 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,6 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.360 kWh/kWp  
 Vermiedene CO2-Emissionen: 43.266 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 05.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



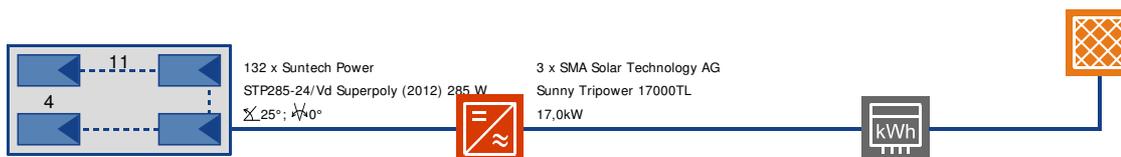
Standort: Cuiaba  
 Klimadatensatz: Cuiaba (1981-2000)  
 PV-Leistung: 31,92 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 217,32 / 217,39 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 413.677 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 48.313 kWh  
 Netzeinspeisung: 48.313 kWh

Systemnutzungsgrad: 11,7 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 79,5 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 95,8 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,2 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.512 kWh/kWp  
 Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen: 42.761 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



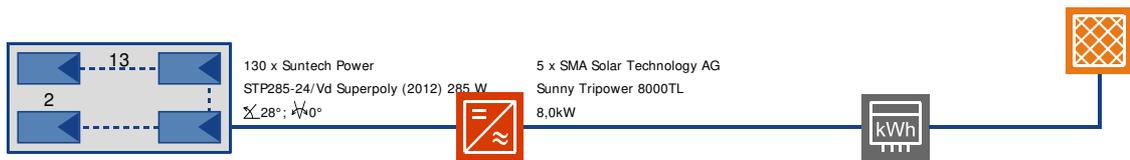
Standort: Curitiba  
 Klimadatensatz: Curitiba (1981-2000)  
 PV-Leistung: 37,62 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 256,13 / 256,21 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 381.403 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.028 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.028 kWh

Systemnutzungsgrad: 12,3 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 83,9 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,4 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 13,1 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.249 kWh/kWp  
 Vermiedene CO2-Emissionen: 41.633 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



Standort: FLORIANOPOLIS ARPT  
 Klimadatensatz: FLORIANOPOLIS ARPT  
 (1981-2000)  
 PV-Leistung: 37,05 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 252,25 / 252,33 m<sup>2</sup>

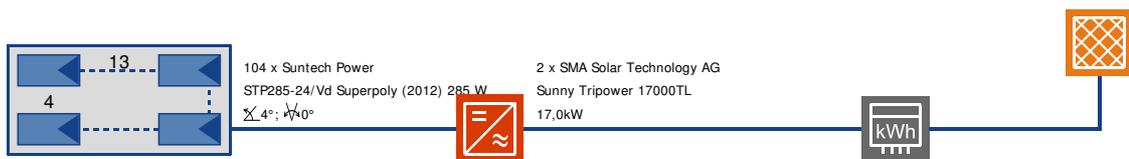
PV-Generator Einstrahlung: 383.665 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.081 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.081 kWh

Systemnutzungsgrad: 12,3 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 83,5 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,9 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,9 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.269 kWh/kWp  
 Vermiedene CO2-Emissionen: 41.657 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante

05.12.2012



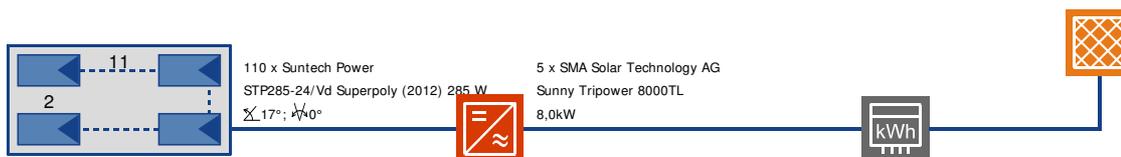
Standort:	Fortaleza
Klimadatensatz:	Fortaleza (1981-2000)
PV-Leistung:	29,64 kWp
PV-Brutto-/Bezugsfläche:	201,80 / 201,86 m <sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung:	410.436 kWh
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig):	48.994 kWh
Netzeinspeisung:	48.994 kWh

Systemnutzungsgrad:	11,9 %
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad):	81,3 %
Wechselrichter Nutzungsgrad:	95,0 %
PV-Generator Nutzungsgrad:	12,6 %
Spez. Jahresertrag:	1.652 kWh/kWp
Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen:	43.386 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 05.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



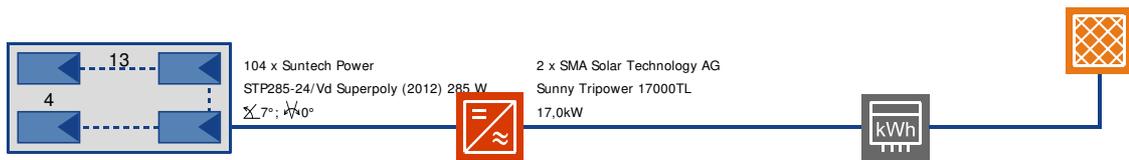
Standort: Goiania  
 Klimadatensatz: Goiania (1981-2000)  
 PV-Leistung: 31,35 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 213,44 / 213,51 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 397.504 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.190 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.190 kWh

Systemnutzungsgrad: 11,9 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 80,7 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,6 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,6 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.503 kWh/kWp  
 Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen: 41.754 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 05.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



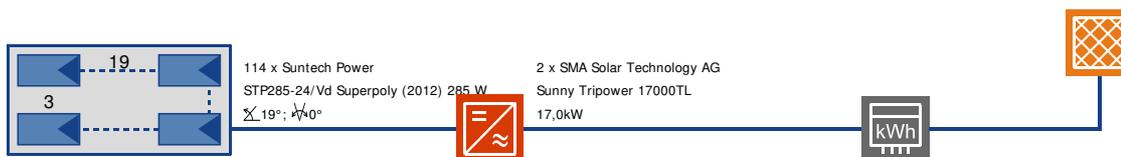
Standort: Joao Pessoa  
 Klimadatensatz: Joao Pessoa (1981-2000)  
 PV-Leistung: 29,64 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 201,80 / 201,86 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 401.452 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 48.433 kWh  
 Netzeinspeisung: 48.433 kWh

Systemnutzungsgrad: 12,1 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 82,1 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 95,0 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,7 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.633 kWh/kWp  
 Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen: 42.889 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



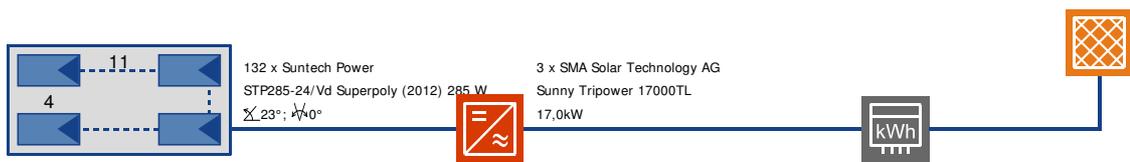
Standort:	Linhares
Klimadatensatz:	Linhares (1981-2000)
PV-Leistung:	32,49 kWp
PV-Brutto-/Bezugsfläche:	221,20 / 221,27 m <sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung:	389.850 kWh
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig):	47.489 kWh
Netzeinspeisung:	47.489 kWh

Systemnutzungsgrad:	12,2 %
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad):	82,9 %
Wechselrichter Nutzungsgrad:	97,1 %
PV-Generator Nutzungsgrad:	12,5 %
Spez. Jahresertrag:	1.461 kWh/kWp
Vermiedene CO2-Emissionen:	42.053 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



Standort: Londrina  
 Klimadatenatz: Londrina (1981-2000)  
 PV-Leistung: 37,62 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 256,13 / 256,21 m<sup>2</sup>

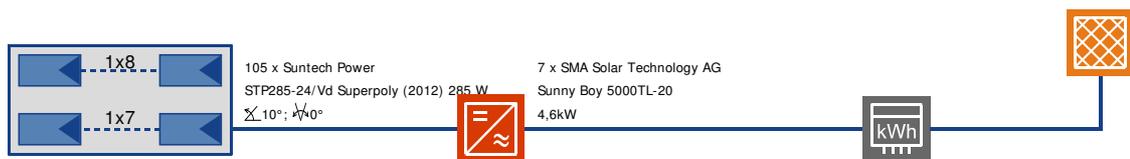
PV-Generator Einstrahlung: 394.116 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.019 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.019 kWh

Systemnutzungsgrad: 11,9 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 81,2 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,4 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,7 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.249 kWh/kWp  
 Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen: 41.624 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante

05.12.2012



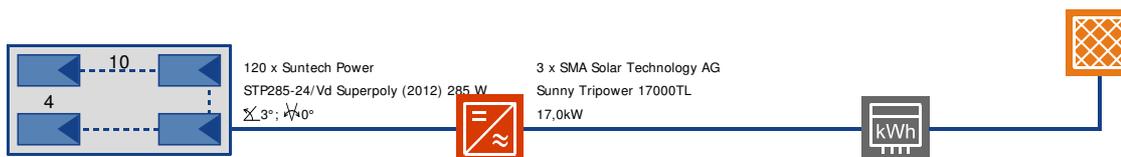
Standort:	Maceio
Klimadatensatz:	Maceio (1981-2000)
PV-Leistung:	29,92 kWp
PV-Brutto-/Bezugsfläche:	203,74 / 203,80 m <sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung:	398.585 kWh
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig):	47.018 kWh
Netzeinspeisung:	47.018 kWh

Systemnutzungsgrad:	11,8 %
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad):	80,2 %
Wechselrichter Nutzungsgrad:	95,3 %
PV-Generator Nutzungsgrad:	12,4 %
Spez. Jahresertrag:	1.569 kWh/kWp
Vermiedene CO2-Emissionen:	41.600 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



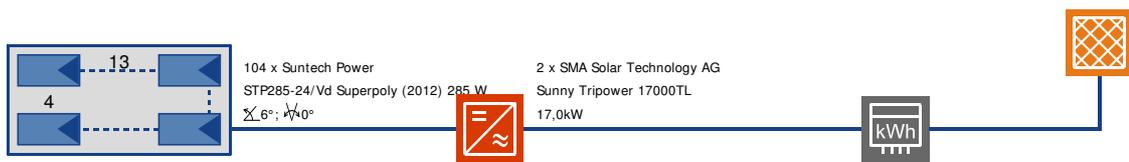
Standort: Manaus  
 Klimadatensatz: Manaus (1981-2000)  
 PV-Leistung: 34,20 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 232,84 / 232,92 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 419.091 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.666 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.666 kWh

Systemnutzungsgrad: 11,4 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 77,4 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,2 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,1 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.393 kWh/kWp  
 Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen: 42.198 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 05.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



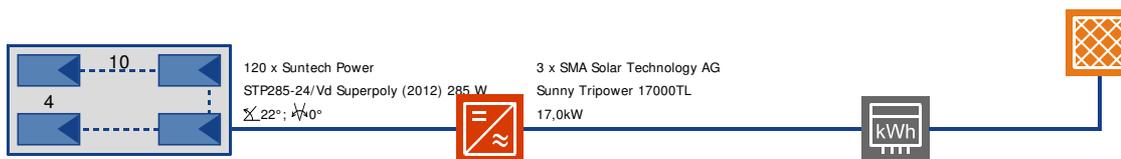
Standort: Natal/ Augusto Sever  
 Klimadatensatz: Natal/ Augusto Sever  
 (1981-2000)  
 PV-Leistung: 29,64 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 201,80 / 201,86 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 407.754 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 48.935 kWh  
 Netzeinspeisung: 48.935 kWh

Systemnutzungsgrad: 12,0 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 81,7 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,9 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,7 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.650 kWh/kWp  
 Vermiedene CO2-Emissionen: 43.334 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



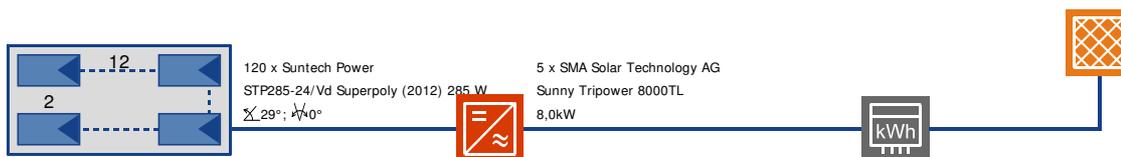
Standort: Nova Friburgo  
 Klimadatensatz: Nova Friburgo (1981-2000)  
 PV-Leistung: 34,20 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 232,84 / 232,92 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 404.354 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.845 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.845 kWh

Systemnutzungsgrad: 11,8 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 80,5 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,3 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,6 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.398 kWh/kWp  
 Vermiedene CO2-Emissionen: 42.357 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



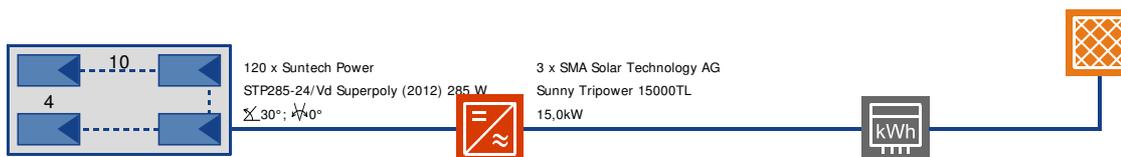
Standort: Passo Fundo  
 Klimadatenatz: Passo Fundo (1981-2000)  
 PV-Leistung: 34,20 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 232,84 / 232,92 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 390.191 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.505 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.505 kWh

Systemnutzungsgrad: 12,2 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 82,8 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,8 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,9 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.387 kWh/kWp  
 Vermiedene CO2-Emissionen: 42.032 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



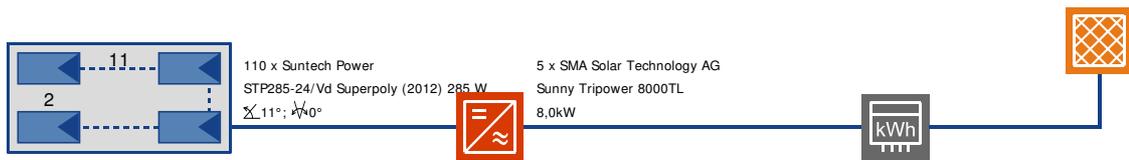
Standort: Porto Alegre  
 Klimadatenatz: Porto Alegre (1981-2000)  
 PV-Leistung: 34,20 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 232,84 / 232,92 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 389.532 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.522 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.522 kWh

Systemnutzungsgrad: 12,2 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 83,0 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,3 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 13,0 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.388 kWh/kWp  
 Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen: 42.069 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



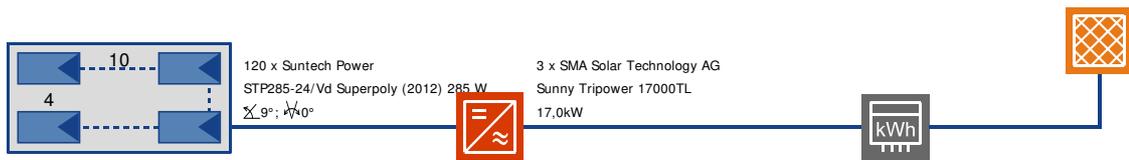
Standort: Porto Nacional  
 Klimadatensatz: Porto Nacional  
 (1981-2000)  
 PV-Leistung: 31,35 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 213,44 / 213,51 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 395.645 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.026 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.026 kWh

Systemnutzungsgrad: 11,9 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 80,8 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,7 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,6 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.498 kWh/kWp  
 Vermiedene CO2-Emissionen: 41.611 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



Standort: Porto Velho  
 Klimadatensatz: Porto Velho (1981-2000)  
 PV-Leistung: 34,20 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 232,84 / 232,92 m<sup>2</sup>

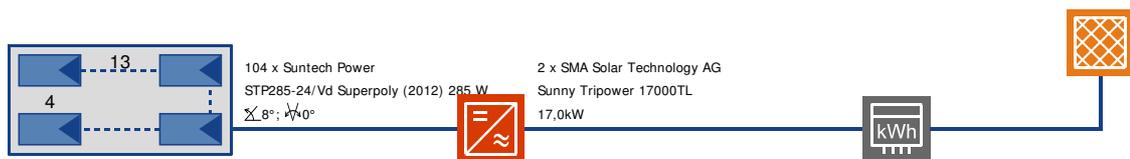
PV-Generator Einstrahlung: 416.858 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.592 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.592 kWh

Systemnutzungsgrad: 11,4 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 77,7 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 94,4 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,1 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.390 kWh/kWp  
 Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen: 42.133 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante

05.12.2012



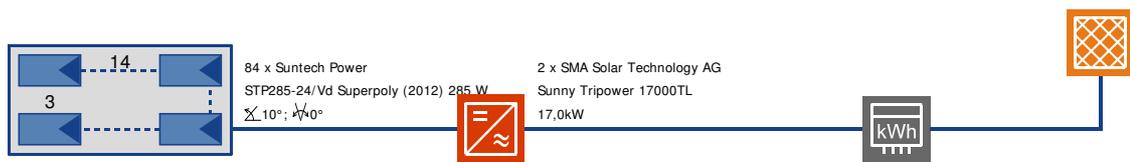
Standort:	Recife
Klimadatensatz:	Recife (1981-2000)
PV-Leistung:	29,64 kWp
PV-Brutto-/Bezugsfläche:	201,80 / 201,86 m <sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung:	397.425 kWh
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig):	47.789 kWh
Netzeinspeisung:	47.789 kWh

Systemnutzungsgrad:	12,0 %
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad):	81,9 %
Wechselrichter Nutzungsgrad:	95,0 %
PV-Generator Nutzungsgrad:	12,7 %
Spez. Jahresertrag:	1.611 kWh/kWp
Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen:	42.319 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



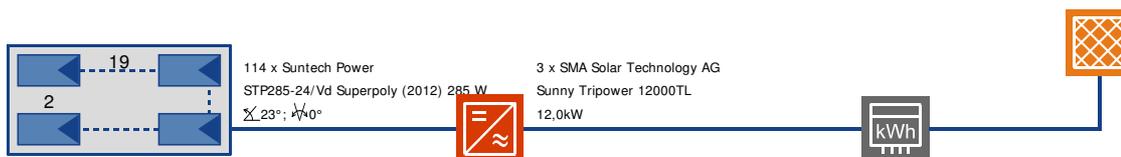
Standort: Rio Branco  
 Klimadatensatz: Rio Branco (1981-2000)  
 PV-Leistung: 23,94 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 162,99 / 163,04 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 413.496 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 47.814 kWh  
 Netzeinspeisung: 47.814 kWh

Systemnutzungsgrad: 11,6 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 78,7 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 96,7 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,0 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.996 kWh/kWp  
 Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen: 42.340 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 05.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



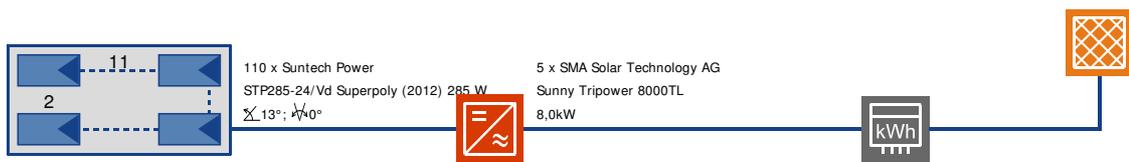
Standort: Rio De Janeiro  
 Klimadatensatz: Rio De Janeiro (1981-2000)  
 PV-Leistung: 32,49 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 221,20 / 221,27 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 390.862 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 48.094 kWh  
 Netzeinspeisung: 48.094 kWh

Systemnutzungsgrad: 12,3 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 83,7 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 96,9 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,7 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.479 kWh/kWp  
 Vermiedene CO2-Emissionen: 42.577 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



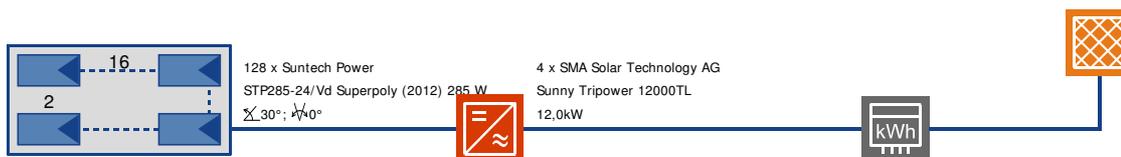
Standort:	Salvador
Klimadatensatz:	Salvador (1981-2000)
PV-Leistung:	31,35 kWp
PV-Brutto-/Bezugsfläche:	213,44 / 213,51 m <sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung:	411.193 kWh
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig):	48.486 kWh
Netzeinspeisung:	48.486 kWh

Systemnutzungsgrad:	11,8 %
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad):	80,2 %
Wechselrichter Nutzungsgrad:	94,7 %
PV-Generator Nutzungsgrad:	12,5 %
Spez. Jahresertrag:	1.545 kWh/kWp
Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen:	42.900 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



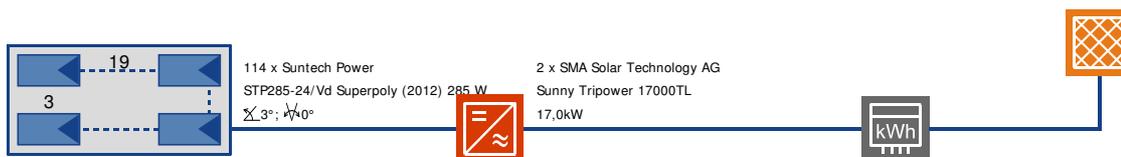
Standort: Santa Maria  
 Klimadatenatz: Santa Maria (1981-2000)  
 PV-Leistung: 36,48 kWp  
 PV-Brutto-/Bezugsfläche: 248,37 / 248,45 m<sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung: 390.555 kWh  
 PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig): 48.465 kWh  
 Netzeinspeisung: 48.465 kWh

Systemnutzungsgrad: 12,4 %  
 Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad): 84,4 %  
 Wechselrichter Nutzungsgrad: 96,0 %  
 PV-Generator Nutzungsgrad: 12,9 %  
 Spez. Jahresertrag: 1.327 kWh/kWp  
 Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen: 42.892 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 05.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



Standort:	SAO LUIS/MARECHAL
Klimadatensatz:	SAO LUIS/MARECHAL (1981-2000)
PV-Leistung:	32,49 kWp
PV-Brutto-/Bezugsfläche:	221,20 / 221,27 m <sup>2</sup>

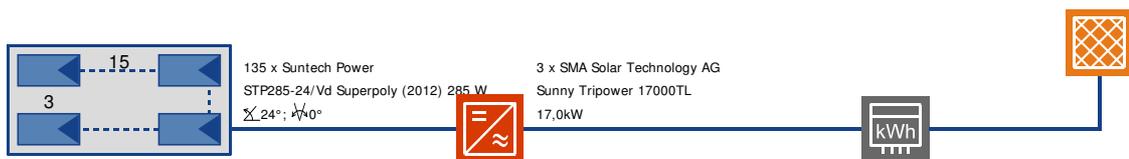
PV-Generator Einstrahlung:	396.831 kWh
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig):	48.310 kWh
Netzeinspeisung:	48.310 kWh

Systemnutzungsgrad:	12,2 %
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad):	82,9 %
Wechselrichter Nutzungsgrad:	97,1 %
PV-Generator Nutzungsgrad:	12,6 %
Spez. Jahresertrag:	1.486 kWh/kWp
Vermiedene CO2-Emissionen:	42.780 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante

05.12.2012



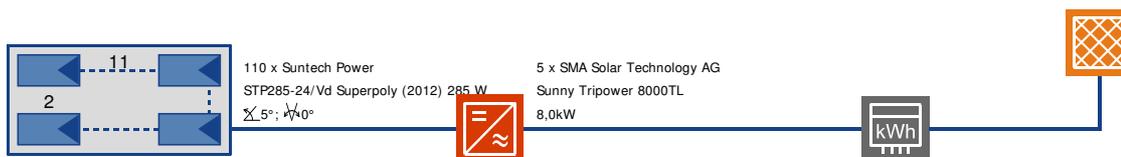
Standort:	Sao Paulo
Klimadatensatz:	Sao Paulo (1981-2000)
PV-Leistung:	38,47 kWp
PV-Brutto-/Bezugsfläche:	261,95 / 262,03 m <sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung:	393.087 kWh
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig):	48.644 kWh
Netzeinspeisung:	48.644 kWh

Systemnutzungsgrad:	12,4 %
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad):	84,2 %
Wechselrichter Nutzungsgrad:	96,1 %
PV-Generator Nutzungsgrad:	12,9 %
Spez. Jahresertrag:	1.263 kWh/kWp
Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen:	43.065 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 05.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



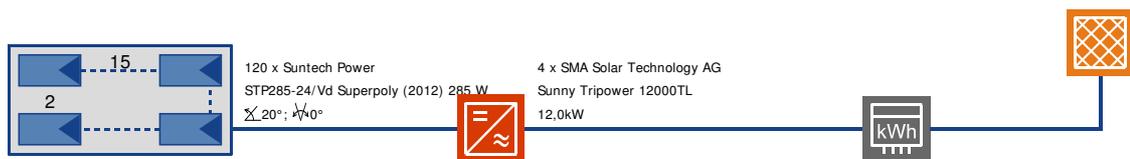
Standort:	TERESINA AIRPORT
Klimadatensatz:	TERESINA AIRPORT (1981-2000)
PV-Leistung:	31,35 kWp
PV-Brutto-/Bezugsfläche:	213,44 / 213,51 m <sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung:	419.839 kWh
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig):	47.274 kWh
Netzeinspeisung:	47.274 kWh

Systemnutzungsgrad:	11,2 %
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad):	76,6 %
Wechselrichter Nutzungsgrad:	94,5 %
PV-Generator Nutzungsgrad:	11,9 %
Spez. Jahresertrag:	1.506 kWh/kWp
Vermiedene CO2-Emissionen:	41.831 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.

Projektname: Name der Solaranlage 06.12.2012  
 Variantenbezeichnung: Anlagenvariante



Standort:	Vitoria
Klimadatensatz:	Vitoria (1981-2000)
PV-Leistung:	34,20 kWp
PV-Brutto-/Bezugsfläche:	232,84 / 232,92 m <sup>2</sup>

PV-Generator Einstrahlung:	400.395 kWh
PV-Gen. erzeugte Energie (wechselstromseitig):	48.120 kWh
Netzeinspeisung:	48.120 kWh

Systemnutzungsgrad:	12,0 %
Performance Ratio (Anlagennutzungsgrad):	81,8 %
Wechselrichter Nutzungsgrad:	95,9 %
PV-Generator Nutzungsgrad:	12,5 %
Spez. Jahresertrag:	1.406 kWh/kWp
Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen:	42.589 kg/a

Die Ergebnisse sind durch eine mathematische Modellrechnung ermittelt worden. Die tatsächlichen Erträge der Photovoltaikanlage können aufgrund von Schwankungen des Wetters, der Wirkungsgrade von Modulen und Wechselrichter und anderer Faktoren abweichen. Das obige Anlagenschema ersetzt nicht die fachtechnische Planung der Photovoltaikanlage.