

Diese Studie wurde als Auftrag der Exportinitiative Energie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) erstellt.



# Rechtsrahmen für Embedded Production in Nigeria

**Studie über den Rechtsrahmen für Embedded Production, über rechtliche Aspekte des Aufbaus und der Finanzierung einer Zweckgesellschaft für Embedded Production, über Steuern und Abgaben sowie über die Bewertung von Wechselkursrisiken**

**Herausgeber:**

Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Sitz der Gesellschaft  
Bonn und Eschborn

Köthener Str. 2–3  
10963 Berlin, Deutschland  
T +49 61 96 79-0  
F +49 61 96 79-11 15

E [pep@giz.de](mailto:pep@giz.de)  
I [www.giz.de](http://www.giz.de)

**Programm**

Projektentwicklungsprogramm (PEP)

**Autor:**

Becker Büttner Held (BBH)

**Verantwortlich/Redaktion etc.:**

Projektentwicklungsprogramm (PEP)

**Design/Layout etc.:**

Projektentwicklungsprogramm (PEP), Berlin

**Fotonachweise:**

Titelbild: GIZ GmbH

Diese kartografische Darstellung dient nur dem informativen Zweck und beinhaltet keine völkerrechtliche Anerkennung von Grenzen und Gebieten. Die GIZ übernimmt keinerlei Gewähr für die Aktualität, Korrektheit oder Vollständigkeit des bereitgestellten Kartenmaterials. Jegliche Haftung für Schäden, die direkt oder indirekt aus der Benutzung entstehen, wird ausgeschlossen.

**URL-Verweise:**

Für Inhalte externer Seiten, auf die hier verwiesen wird, ist stets der jeweilige Anbieter verantwortlich. Die GIZ distanziert sich ausdrücklich von diesen Inhalten.

Im Auftrag der  
Exportinitiative Energie des  
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)  
Berlin

Die GIZ ist für den Inhalt der vorliegenden Publikation verantwortlich.  
Es wird zudem darauf hingewiesen, dass diese Studie ausschließlich die Meinung des Autors BBH und von dessen Partnern wiedergibt.

Berlin, 2020

## **Disclaimer Rechtsgutachten**

Es wird darauf hingewiesen, dass diese Studie ausschließlich die Meinung des Autors BBH und dessen Partnern wiedergibt. Sie dient nur zu Informationszwecken. Die Benutzer sollten sich bewusst sein, dass sich Vorschriften, Gesetze oder Verfahren ändern und einer anderen Auslegung und Anwendung unterliegen können. Verlassen Sie sich nicht auf die Informationen in diesem Dokument als Alternative zu rechtlicher, technischer, finanzieller und/oder steuerlicher Beratung.

Es wird darum gebeten, der GIZ Feedback zu allen bekannten rechtlichen oder regulatorischen Änderungen sowie zur Anwendung und Interpretation dieser Änderungen zu geben. Rückmeldungen über den allgemeinen Nutzen dieses Dokuments sind ebenfalls sehr willkommen, um zukünftige Versionen zu verbessern.

## **Gender-Hinweis**

Im Laufe des Gutachtens werden Begriffe wie Stromkunde bzw. -konsument, Großverbraucher oder Projektpartner verwendet. Sie bezeichnen Unternehmen und Institutionen, keine Personen. Betrifft eine Bezeichnung Personen, wird der Asterisk (\*) verwendet, um Frauen, Männer und weitere Geschlechter gleichermaßen zu benennen.

# Inhaltsverzeichnis

|   |    |
|---|----|
| Abbildungen.....  | 6  |
| Tabellen.....   | 6  |
| Abkürzungsverzeichnis .....   | 7  |
| Teil 1 Hintergrund und Grundparameter.....  | 11 |
| A. Das Projektentwicklungsprogramm .....  | 11 |
| B. Stromlieferverträge mit Industriekunden in Nigeria.....  | 11 |
| C. Struktur der möglichen Akteure im Rahmen des Geschäftsmodells der Embedded Production .....                            | 13 |
| I. Gesellschaftsrechtliche Aspekte .....  | 13 |
| II. Geschäftsbeziehung zwischen der SPV und einem Industriekunden .....   | 13 |
| III. Dienstleister .....  | 14 |
| Teil 2 Rechtsgutachten für Nigeria .....  | 16 |
| A. Überblick über den Energiemarkt in Nigeria.....  | 16 |
| I. Aktuelle Energienutzung.....   | 16 |
| II. Erneuerbare Energie-Ziele .....   | 16 |
| III. Marktbarrieren für die Entwicklung von Erneuerbaren Energien .....   | 17 |
| IV. Hauptakteure im Energiesektor .....   | 17 |
| B. Arbeitspaket 1: Rechtsrahmen für Embedded Production.....  | 19 |
| I. Gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen für Embedded Production.....  | 19 |
| 1. Bedingungen für die Stromerzeugung mit einer RPP und für die Stromlieferung.....                                       | 22 |
| a) Eigenerzeugung über einem MW.....  | 22 |
| b) Bedingungen für die Stromerzeugung über einem Megawatt und die Stromlieferung außerhalb der Eigenerzeugung.....        | 23 |
| 2. Verfahren für das Erhalten der Stromerzeugungslizenzen .....   | 24 |
| 3. Registrierung als Marktteilnehmer.....   | 27 |
| 4. Anschluss an das Übertragungs- oder Verteilnetzsystem .....  | 28 |
| a) Anschluss an das Übertragungsnetz .....  | 28 |
| b) Anschluss an das Verteilnetz .....   | 29 |
| 5. Möglichkeiten für die Einspeisung überschüssigen Stroms (inkl. Wheeling Möglichkeiten) und Vergütungsregelungen.....   | 30 |
| a) Einspeisung des überschüssigen Stroms in das Netz.....   | 30 |
| b) Vergütungsregelungen für die Einspeisung überschüssigen Stroms in das Netz .....                                       | 32 |
| 6. Bedingungen für die Benutzung eines Dieselerzeugers und/oder eines Speichers.....                                      | 32 |
| 7. Weitere Genehmigungen für den Bau und Betrieb einer PV-Anlage .....  | 32 |
| a) Umweltrechtliche Genehmigungen für die Anlage.....   | 32 |
| b) Baugenehmigung für die Anlage .....  | 35 |
| c) Inspektion, Prüfung und Zertifizierung der Anlage durch die Nigerianische Electricity Management Services Agency ..... | 35 |
| d) COREN-Registrierung.....   | 36 |
| e) Registrierung der Gebäude .....  | 36 |
| 8. Qualitätsstandards.....  | 36 |
| 9. Steuer und Zollanreiz für den Bau einer PV-Anlage .....  | 36 |
| 10. Lizenz/Bedingungen für die Installation und Wartung einer Stromerzeugungsanlage .....                                 | 37 |
| 11. Regulierung zum Inlandsanteil im Stromsektor in Nigeria.....  | 37 |
| II. Möglichkeit des Abschlusses eines PPA hinsichtlich der Unternehmensgröße des O-T .....                                | 39 |
| III. Alternative Geschäftsansätze .....   | 39 |
| IV. Sicherheiten und Garantien .....  | 43 |
| V. Reality-Check und Empfehlung.....  | 43 |
| VI. Rechtssicherheit in Nigeria.....  | 45 |
| C. Arbeitspaket 2: Beziehungen zwischen der deutschen Holding und der in Nigeria zu gründenden SPV.....                   | 45 |
| I. Mögliche Rechtsformen in Nigeria .....   | 45 |

|        |  |    |
|--------|--|----|
| II.    | Rechtlicher Rahmen .....   | 46 |
| III.   | Empfohlene Rechtsform: Private Gesellschaft mit beschränkter Haftung ..... | 46 |
| IV.    | Ausschluss der anderen Rechtsformen .....                                  | 46 |
| 1.     | Öffentliche Gesellschaft mit beschränkter Haftung .....                    | 46 |
| 2.     | Uneingeschränkt haftende Gesellschaft .....                                | 46 |
| 3.     | Garantiegesellschaft für gemeinnützige Zwecke .....                        | 46 |
| V.     | Notwendige Schritte zur Gründung der SPV.....                              | 47 |
| 1.     | Registrierungsvorgaben im Elektrizitätssektor .....                        | 47 |
| 2.     | Allgemeine Registrierung bei den Aufsichtsbehörden.....                    | 47 |
| 3.     | Rechnungslegungs- und Prüfungsvorschriften .....                           | 49 |
| D.     | Arbeitspaket 3: Finanzierung.....  | 53 |
| I.     | Rechtliche Grundlagen zur Finanzierung und zu Bankgeschäften .....         | 53 |
| II.    | Betreiben eines Auslandskontos in Nigeria .....                            | 54 |
| 1.     | Devisenkonto.....  | 54 |
| 2.     | Fremdwährungskonto.....  | 54 |
| III.   | Liquidierung.....  | 54 |
| IV.    | Währungen in Nigeria zur Bezahlung von Dienstleistungen .....              | 54 |
| V.     | Transfer finanzieller und materieller Ressourcen.....                      | 54 |
| E.     | Arbeitspaket 4: Abgaben und Steuern.....                                   | 55 |
| I.     | Nigerianische Steuergesetze .....  | 55 |
| II.    | Grundsätze der Besteuerung ausländischer Einkünfte in Deutschland .....    | 59 |
| III.   | Außensteuergesetz .....  | 59 |
| IV.    | Best-Practice-Standard.....  | 60 |
| Teil 3 | Ergebnisse der Studie .....  | 62 |

## Abbildungen

|  |    |
|--|----|
| Abbildung 1: Genehmigungen für Eigenversorgung und netzunabhängige Stromerzeugung und Versorgung eines einzelnen O-T ..... | 44 |
|--|----|

## Tabellen

|  |    |
|--|----|
| Tabelle 1: Hauptakteure im Elektrizitätssektor.....  | 18 |
| Tabelle 2: Relevante Gesetze und Regulierungen in Nigeria für Embedded Production.....   | 20 |
| Tabelle 3: Genehmigung für die Erzeugung und den Eigenverbrauch des Stroms über einem MW (Captive Power Generation Permit).....                  | 23 |
| Tabelle 4: Verfahren für das Erhalten der Stromerzeugungslizenzen.....   | 26 |
| Tabelle 5: Zulassungsverfahren als Marktteilnehmer.....  | 28 |
| Tabelle 6: Tarife für die Nutzung des Übertragungsnetzes (Multi Year Tariff Order for TCN 2016–2024) in NGN/MWh.....                             | 31 |
| Tabelle 7: Genehmigungen für die Luftqualität (Air Quality Permit) sowie für Abfall und toxische Stoffe (Waste and Toxic Substances Permit)..... | 33 |
| Tabelle 8: Eco-Guard Zertifizierung (Eco-Guard Certification).....   | 34 |
| Tabelle 9: Genehmigung für gebrauchte elektrische und elektronische Geräte (UEEE Permit) (Used Electrical and Electronic Equipment – UEEE).....  | 34 |
| Tabelle 10: Umwelteinfuhrfreigabe (Environmental Import Clearance).....  | 35 |
| Tabelle 11: Inlandsanteil für die Anlagenhardware.....   | 38 |
| Tabelle 12: Inlandsanteil für den Bau und die Installation einer Anlage.....   | 39 |
| Tabelle 13: Alternative Geschäftsmodelle.....  | 41 |
| Tabelle 14: Übersicht zu den wichtigsten Registrierungsschritten bei der Gründung einer SPV.....   | 48 |
| Tabelle 15: Auswirkungen eines Leasingverhältnisses auf die Bilanz des O-T.....  | 50 |
| Tabelle 16: Auswirkungen eines Leasingverhältnisses auf die Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) des OT.....  | 51 |
| Tabelle 17: Auswirkung des IFRS-16-Standards auf die Bilanz.....   | 52 |
| Tabelle 18: Auswirkung des IFRS-16-Standards auf die Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) des O-T.....  | 52 |
| Tabelle 19: Übersicht über die wichtigsten Rechnungslegungsstandards insbesondere von IFRS-16-Leasing.....                                       | 53 |
| Tabelle 20: Übersicht über Möglichkeiten des Transfers finanzieller und materieller Ressourcen.....  | 55 |
| Tabelle 21: Übersicht über das nigerianische Steuersystem.....   | 58 |
| Tabelle 22: Außensteuergesetz.....   | 60 |
| Tabelle 23: Steuerliche Darstellung der SPV.....   | 60 |
| Tabelle 24: Steuerliche Darstellung der deutschen Holding.....   | 61 |

## Abkürzungsverzeichnis

|               |   |
|---------------|---|
| <b>AHK</b>    | Auslandshandelskammer   |
| <b>AStG</b>   | Außensteuergesetz   |
| <b>BMWi</b>   | Bundesministerium für Wirtschaft und Energie  |
| <b>CAC</b>    | Corporate Affairs Commission (Kommission für Gesellschaften)  |
| <b>CAMA</b>   | Companies and Allied Matters Act (Gesetz für Unternehmen und verbundene Angelegenheiten)  |
| <b>Capex</b>  | Capital Expenditures (Investitionskosten)   |
| <b>CBN</b>    | Central Bank of Nigeria (Zentralbank von Nigeria)   |
| <b>CEMA</b>   | Customs and Excise Management Act (Zoll- und Verbrauchsteuerverwaltungsgesetzes)  |
| <b>CERPAC</b> | Combined Expatriate Residence Permit and Aliens Card (dauerhafte Aufenthaltsgenehmigung)  |
| <b>CIT</b>    | Company Income Tax (Körperschaftsteuer)   |
| <b>CITA</b>   | Companies Income Tax Act (Körperschaftsteuergesetz)   |
| <b>COREN</b>  | Council for the Regulation of Engineering in Nigeria (nigerianischer Regulierungsrat des Ingenieurwesens)                           |
| <b>CRP</b>    | Companies Registration Portal of the CAC (Onlineportal zur Registrierung von Unternehmen)   |
| <b>DBA</b>    | Abkommen zur Vermeidung der Doppelbesteuerung   |
| <b>DisCo</b>  | Distribution Company (Verteilnetzbetreiber)   |
| <b>eCCI</b>   | Certificate of Capital Importation (Zertifikat für Kapital- und Technologieimport)  |
| <b>ECF</b>    | Employees Compensation Fund (Arbeitnehmerentschädigungsfond)  |
| <b>ECN</b>    | Energy Commission of Nigeria (nigerianische Energiekommission)  |
| <b>EE</b>     | Erneuerbare Energien  |
| <b>EPC</b>    | Engineering, Procurement and Construction (Detailplanung und Kontrolle, Beschaffungswesen, Ausführung der Bau- und Montagearbeiten) |
| <b>EPSRA</b>  | Electricity Power Sector Reform Act (Gesetz zur Reform des Stromsektors)  |
| <b>EStG</b>   | Einkommensteuergesetz   |
| <b>EUR</b>    | Euro  |

|               |   |
|---------------|---|
| <b>FCA</b>    | Foreign Currency Account (Fremdwährungskonto)   |
| <b>FIRS</b>   | Financial Inland Revenue Service (Bundessteuerbehörde)  |
| <b>FiT</b>    | Feed-in-Tariff (Einspeisevergütung)   |
| <b>FMoE</b>   | Federal Ministry of Environment (Bundesumweltministerium)   |
| <b>FMoP</b>   | Federal Ministry of Power (Bundesministerium für Energie)   |
| <b>FRCN</b>   | Financial Reporting Council of Nigeria (nigerianischer Rat für Rechnungslegungs- und Prüfungsvorschriften)  |
| <b>GenCo</b>  | Generation Company (Stromerzeugungsunternehmen)   |
| <b>GIZ</b>    | Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit   |
| <b>GmbH</b>   | Gesellschaft mit beschränkter Haftung   |
| <b>IAS</b>    | International Accounting Standards (internationale Rechnungslegungsstandards)   |
| <b>ICAN</b>   | Institute of Chartered Accountants Nigeria (Institut der Wirtschaftsprüfer)   |
| <b>IEC</b>    | International Electrotechnical Commission (internationale Normungsorganisation)   |
| <b>IFRS</b>   | International Financial Reporting Standards (internationale Rechnungslegungsvorschriften für Unternehmen, herausgegeben vom Accounting Standards Board) |
| <b>IPP</b>    | Independent Power Producer (unabhängige Stromerzeuger, die über kein eigenes Stromnetz verfügen)  |
| <b>ISO</b>    | International Organization for Standardization (internationale Normungsorganisation)  |
| <b>KStG</b>   | Körperschaftsteuergesetz  |
| <b>LD</b>     | Local Developer (lokaler Projektentwickler)   |
| <b>MANCAP</b> | Mandatory Conformity Assessment Programme (obligatorisches Konformitätsbewertungsprogramm)  |
| <b>MIP</b>    | Minimum Import Price (Mindestimportpreis)   |
| <b>MO</b>     | Market Operator (Marktbetreiber)  |
| <b>MoI</b>    | Ministry of Interior (Ministerium für innere Angelegenheiten)   |
| <b>NAPTIN</b> | National Power Training Institute of Nigeria (nationales Ausbildungsinstitut für den Energiesektor)   |
| <b>NBET</b>   | Nigerian Bulk Electricity Trader (nigerianisches Stromgroßhandelsunternehmen in staatlichem Besitz)   |
| <b>NEMSA</b>  | Nigerian Electricity Management Services Agency (nigerianische Agentur für Elektrizitätsmanagementsdienste)   |



|                |  |
|----------------|--|
| <b>NEPA</b>    | National Electric Power Authority (ehemaliges nationales Energieversorgungsunternehmen)  |
| <b>NERC</b>    | Nigerian Electricity Regulatory Commission (nigerianische Stromregulierungsbehörde)  |
| <b>NESIS</b>   | Nigerian Electricity Supply and Installation Standards (Qualitätsstandards für Stromversorgung und Montage)                                    |
| <b>NESREA</b>  | National Environmental Standards and Regulations Enforcement Agency (nationale Behörde zur Durchsetzung von Umweltstandards und -vorschriften) |
| <b>NGN</b>     | Naira (nigerianische Währung)  |
| <b>NHIS</b>    | National Health Insurance System (nationales Krankenversicherungssystem)   |
| <b>NIPC</b>    | Nigerian Investment Promotion Commission (nigerianische Kommission für Investitionen)  |
| <b>NIS</b>     | Nigerian Industrial Standards (nigerianische Industriestandards)   |
| <b>NOTAP</b>   | National Office for Technology Acquisition and Promotion (nationales Büro für Technologierwerb und -förderung)                                 |
| <b>NSITF</b>   | National Social Insurance Trust Fund (nationaler Sozialversicherungstreuhandfonds)   |
| <b>O&amp;M</b> | Operation and Maintenance (Betrieb und Wartung)  |
| <b>OM-C</b>    | O&M-Contractor (Unternehmer für Betrieb und Wartung)   |
| <b>O-T</b>     | Off-Taker (industrieller Stromkunde)   |
| <b>PEP</b>     | Projektentwicklungsprogramm  |
| <b>PHCN</b>    | Power Holding Company of Nigeria (Nachfolgeunternehmen der NEPA, das wiederum in 18 Nachfolgesellschaften aufgeteilt wurde)                    |
| <b>PIT</b>     | Personal Income Tax (Einkommensteuer)  |
| <b>PITA</b>    | Personal Income Tax Act (Einkommensteuergesetz)  |
| <b>PPA</b>     | Power Purchase Agreement (Stromabnahmevertrag)   |
| <b>PV</b>      | Photovoltaik   |
| <b>REA</b>     | Rural Electrification Agency (Agentur für die ländliche Elektrifizierung)  |
| <b>REFiT</b>   | Renewable Energy Feed-in Tariff (Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien)   |
| <b>RPP</b>     | Renewable Power Plant (Erneuerbare-Energien-Anlage)  |
| <b>SO</b>      | System Operator (Systembetreiber)  |
| <b>SON</b>     | Standards Organization of Nigeria (nigerianische Standardisierungsbehörde)   |

|                  |  |
|------------------|--|
| <b>SONCAP</b>    | Standards Organization of Nigeria Conformity Assessment Programme (Konformitätsbewertungsprogramm der SON) |
| <b>SPV</b>       | Special Purpose Vehicle (Zweckgesellschaft)  |
| <b>SPV-LD</b>    | Special Purpose Vehicle Local Developer (Zweckgesellschaft des lokalen Projektentwicklers)                 |
| <b>STR-Visum</b> | Subject-to-Regularization-Visum (Einreiseerlaubnis für Nigeria)  |
| <b>TCN</b>       | Transmission Company of Nigeria (nigerianischer Übertragungsnetzbetreiber)                                 |
| <b>TSP</b>       | Transmission System Provider (Übertragungsnetzanbieter)  |
| <b>TUOS</b>      | Transmission Use of System Charge (Tarif für die Nutzung des Übertragungsnetzes)                           |
| <b>UEEE</b>      | Used Electrical and Electronic Equipment (gebrauchte elektrische und elektronische Geräte)                 |
| <b>USD</b>       | United States Dollar   |
| <b>UVP</b>       | Umweltverträglichkeitsprüfung  |
| <b>VATA</b>      | Value Added Tax Act (Mehrwertsteuergesetz)   |

# Teil 1 Hintergrund und Grundparameter

## A. Das Projektentwicklungsprogramm

Das Projektentwicklungsprogramm (PEP) der Exportinitiative Energie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) begleitet deutsche Unternehmen auf ihrem Weg in Schwellen- und Entwicklungsländer. Die Märkte dort sind dynamisch und vielversprechend, stellen die Unternehmen aber auch vor neue Herausforderungen wie etwa politische Instabilität, erschwerten Zugang zu Finanzierung oder Mangel an qualifizierten Fachkräften.

Genau hier setzt das PEP an: Die Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)

GmbH entwickelt zusammen mit den Auslandshandelskammern (AHKs) vor Ort im Rahmen des PEP passende Lösungsansätze, um die Märkte weiter zu entwickeln, Partnerschaften zwischen deutschen und lokalen Firmen zu fördern und konkrete Erneuerbare-Energie-Projekte voranzutreiben. Aktuell konzentrieren sich die Aktivitäten auf 16 Länder in Südostasien, dem Nahen Osten und Subsahara-Afrika.

### Ansprechpartner bei Rückfragen

Projektentwicklungsprogramm der Exportinitiative Energie des BMWi

E-Mail: [pep@giz.de](mailto:pep@giz.de)

## B. Stromlieferverträge mit Industriekunden in Nigeria

Industrieunternehmen aus den verschiedensten Bereichen (Landwirtschaft, Gewerbe, Real Estate etc.) in Subsahara-Afrika sehen sich mit steigenden Strompreisen und einer unvorhersehbaren zukünftigen Entwicklung des Energiemarktes konfrontiert.

Die Stromversorgung in Nigeria ist derzeit unzuverlässig, während die Strompreise stetig steigen. Beides ist ein gravierendes Hindernis für die Wirtschaftsentwicklung des Landes. Sowohl Unternehmen, die an das öffentliche Netz der Versorgung angeschlossen sind, als auch Unternehmen in entlegeneren Gebieten, die eine geringe oder keine netzgebundene Stromversorgung haben, brauchen eine stabile und kostengünstige Versorgung. Aus diesem Grund sichern die Unternehmen ihre Energieversorgung durch den Einsatz von Dieselegeneratoren ab. Im Süden Nigerias werden von den dort ansässigen Unternehmen auch Gasturbinen eingesetzt, da dort ein Gasnetz vorhanden ist. Aufgrund steigender Kosten und der teilweise volatilen Versorgungssicherheit von Diesel und Gas öffnen sich die Unternehmen für effizientere, regenerative Energiesysteme.

Vor diesem Hintergrund entwickeln sich erneuerbare Energiequellen wie Photovoltaik (PV) (Solar-PV, PV-Hybrid-Lösungen) und Biomasse zu einer wettbewerbsfähigen und stabilen Option. Da Industrieunternehmen jedoch ihre Investitionen nicht zur Deckung ihres Energiebedarfs, z. B. durch den Kauf eines Kraftwerks, verwenden wollen und Energieversorgung nicht als ihr Kerngeschäft ansehen, bevorzugen sie kontinuierliche Zahlungen auf der Grundlage des monatlichen Verbrauchs, bei denen nur die Betriebsausgaben verwendet werden. Damit ergeben sich gute Geschäftschancen für unabhängige Stromerzeuger (Independent Power Producer – IPP), die den Unternehmen langfristige Stromabnahmeverträge (Power Purchase Agreement – PPA) zu günstigeren Konditionen anbieten können.

Lokale Unternehmen, die an der Entwicklung von Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien (EE) beteiligt sind, verfügen meist nicht über die notwendigen finanziellen Mittel. Auch deutsche Exporteure sind meist nicht in der Lage, neue Geschäftsmodelle wie das des IPP in Entwicklungsländern zu nutzen, und verfügen nur über begrenzte Eigenmittel, die sie zu diesem

Zweck investieren könnten. Weder lokale Banken noch deutsche Entwicklungsbanken oder Privatbanken bieten derzeit standardisierte Finanzierungslösungen für solche Projekte an.

Da eine angemessene Finanzierung das Haupthindernis für die Entwicklung dieses wirtschaftlichen Potenzials ist, werden im Rahmen des PEP Investoren, deutsche Projektentwickler und deutsche Unternehmen aus dem Bereich der Planung, des Beschaffungs- und Bauwesens (Engineering, Procurement and Construction – EPC) sowie lokale Servicepartner im Bereich der EE zusammengebracht, um dieses Potenzial auszuschöpfen und neue Märkte zu erschließen.

Zu diesem Zweck hat das PEP Studien erstellen lassen, um die rechtlichen, finanziellen und wirtschaftlichen

Aspekte des Konzepts der Energieerzeugung auf der Anlage eines industriellen Abnehmers (Off-Taker – O-T), im Folgenden „Embedded Production“ genannt, sowie die Voraussetzungen zur Errichtung einer lokalen Zweckgesellschaft (Special Purpose Vehicle – SPV) in Nigeria darzustellen. Gleichzeitig stellt das PEP die dafür wesentlichen Vertragsunterlagen, z. B. den PPA oder den Mietvertrag, den Wartungsvertrag (O&M-Vertrag) und den Finanzierungsvertrag zwischen der Muttergesellschaft und der SPV, als Muster zur Verfügung. Begleitend dazu wird als Trainingsformat für lokale Projektpartner die Deutsche Projektentwicklungs-Trainingswoche (German Project Development Training Week) angeboten.

### Embedded Production – Erneuerbare Energie für Industriekunden

Der Begriff „Embedded Production“ steht in dieser Studie für eine Energieproduktion, bei der sich eine Erneuerbare-Energien-Anlage (Renewable Power Plant – RPP) auf dem Gelände eines O-T befindet und der O-T der Hauptabnehmer der produzierten Energie ist.

Die RPP befindet sich auf dem Grundstück und/oder Gebäude des O-T. Sie ist Eigentum einer (zu gründenden) lokalen SPV und wird von ihr betreut. Grundlage der Vertragsbeziehungen zwischen SPV und dem O-T ist ein PPA. In Ländern, in denen dies rechtlich nicht möglich ist, sollten alternative Modelle betrachtet werden.

Diese Studie bezieht sich auf RPPs mit dem Schwerpunkt PV und Hybridanlagen mit einer Erzeugungskapazität von 100 kW bis 5 MW.

Im Rahmen dieses Gutachtens wird sowohl die Variante geprüft, dass der O-T an das Stromnetz angeschlossen ist (On-Grid), als auch die Variante, dass er nicht an das öffentliche Netz angeschlossen ist (Off-Grid). Es wurden die folgenden gängigen Geschäftsszenarien identifiziert, die die Grundlage für die Studie bilden:

- Szenario 1 (nur On-Grid): Die Solar-PV-Anlage (keine Hybridisierung des Systems) ist im Eigentum des SPV; sie betreibt die Anlage auch.
- Szenario 2: Die SPV kontrolliert das komplette Hybridsystem:
  - a) PV-Anlage, Hybrid-Controller und Dieselgenerator sind im Eigentum der SPV; sie betreibt das Gesamtsystem auch.
  - b) Die PV-Anlage und der Hybrid-Controller sind im Eigentum der SPV; sie mietet/least den Dieselgenerator von dem O-T und betreibt das Gesamtsystem.
- Szenario 3: Die PV-Anlage und der Hybrid-Controller sind im Eigentum der SPV; sie betreibt beide auch nur. Der Dieselgenerator bleibt in der vollen Verantwortung des O-T.

Es ist wahrscheinlich, dass der O-T nicht den kompletten von der PV-Anlage produzierten Strom an 365 Tagen im Jahr abnehmen kann. Aus diesem Grund soll für das On-Grid-Szenario die Abgabe der überschüssigen Energie ins Netz einschließlich der möglichen Entlohnung (Feed-in-Tariff [FiT], Net-Metering etc.) geprüft werden. Ferner wird auch die Möglichkeit der Abgabe überschüssiger Energie an Dritte, z. B. durch Wheeling<sup>1</sup>, analysiert. In diesem Zusammenhang gibt die Studie einen Überblick über die Beziehungen zwischen dem Netzbetreiber und dem O-T bzw. der SPV.

<sup>1</sup> Wheeling ist ein Übertragungsdienst, der die Lieferung von Strom zwischen einem Käufer und einem Verkäufer ermöglicht, häufig unter einem langjährigen PPA (siehe Tabelle 1 der Studie von NREL (2016): *Wheeling and Banking Strategies for Optimal Renewable Energy Deployment: International experience*).

Zu beachten ist, dass im nigerianischen Recht der Begriff „Embedded Generation“ nicht identisch mit dem in der Studie verwendeten Begriff „Embedded Production“ ist. Anders als die in der Studie zugrunde gelegten Situation wird in den nigerianischen Vorschriften stets davon ausgegangen, dass Embedded Generation die Erzeugung von Strom ist, die direkt an ein Verteilnetz angeschlossen ist und darüber abgeführt wird.<sup>2</sup> Ein Embedded Generator ist berechtigt, Strom direkt an Stromverteilungsunternehmen zu liefern.

## C. Struktur der möglichen Akteure im Rahmen des Geschäftsmodells der Embedded Production

### I. Gesellschaftsrechtliche Aspekte

Ausgangspunkt eines Geschäftsmodells, das sich an den Anforderungen der O-Ts in Nigeria orientiert, ist die Gründung einer Gesellschaft in Deutschland (deutsche Holding), die über das Know-how für den Bau von Anlagen zur Erzeugung von EE sowie über die notwendigen Mittel zur Finanzierung von Investitionen verfügt.

Zur Allgemeingültigkeit der Ergebnisse dieser Studie soll die deutsche Holding nicht näher spezifiziert werden.

Zur Umsetzung des Geschäftsmodells wird die deutsche Holding eine SPV in Nigeria gründen (siehe Teil 2, C.). Die SPV wird (i) den Bau einer PV-Anlage / eines Hybridsystems beauftragen, (ii) mit der von der PV-Anlage / dem Hybridsystem erzeugten Energie einen O-T über einen PPA oder alternative

Modelle versorgen und (iii) die Organisation und Sicherstellung des ordnungsgemäßen und gesetzeskonformen Betriebes der Anlage garantieren.

Die SPV wird von der deutschen Holding durch Bar- und Sacheinlagen sowie Gesellschafterdarlehen (Intercompany Loan) finanziert (siehe Teil 2, D.). Gegebenenfalls werden Investoren aus den jeweiligen Ländern als strategische Minderheitsgesellschafter einbezogen.

Die in der SPV erwirtschafteten Gewinne sollen über einen Managementvertrag verwaltet und an die deutsche Holding ausgezahlt werden. Inwieweit weitere Verträge zwischen der deutschen Holding und der SPV abzuschließen sind, hängt von den gesellschafts- und steuerrechtlichen Gegebenheiten des Landes ab (siehe Teil 2, C. und D.).

### II. Geschäftsbeziehung zwischen der SPV und einem Industriekunden

Der Geschäftsansatz der Embedded Production bedingt, dass der O-T Strom auf Basis eines PPA oder einer vertraglichen Alternative bezieht.

Im PPA werden alle die Lieferung betreffenden Aspekte, z. B.

- die Lieferverpflichtung für die regenerativ produzierte Energie,
- die monatliche Zahlung nach definiertem Preis pro kWh in Abhängigkeit der gelieferten Menge und
- die Laufzeit,

geregelt. Inwieweit der O-T die Möglichkeit hat, die Anlage nach Ende der Vertragslaufzeit des PPA zu kaufen, muss vertraglich festgelegt werden.

Ein alternatives Vertragswerk könnte z. B. der Mietvertrag sein, in dem die SPV die RPP an den O-T verpachtet, der die Anlage für seinen eigenen Verbrauch betreibt.

Da die PV-Anlage der SPV auf dem Grundstück des O-T steht, müssen SPV-Nutzungsrechte und der Zugang zum Grundstück des O-T vertraglich geregelt werden. Der Mietzins für die Nutzung des Grundstücks hat in der Regel eher symbolischen Charakter, da diese Kosten ansonsten Einfluss auf den Preis pro kWh haben.

Die gängigen wirtschaftlich-technischen Geschäftsszenarien können wie folgt zusammengefasst werden:

<sup>2</sup> Art. 3 Verordnung über eingebettete Stromerzeugung (Embedded Generation Regulation).

- Szenario 1 (nur On-Grid): Die PV-Anlage (keine Hybridisierung des Systems) ist im Eigentum der SPV; sie betreibt die Anlage auch.
- Szenario 2: Die SPV kontrolliert das komplette Hybridsystem:
  - a) Die PV-Anlage, der Hybrid Controller und der Dieselgenerator sind im Eigentum der SPV; sie betreibt das Gesamtsystem auch.
- Die PV-Anlage und der Hybrid Controller sind im Eigentum der SPV; sie mietet/least den Dieselgenerator vom O-T und betreibt das Gesamtsystem.

Szenario 3: Die PV-Anlage und der Hybrid Controller sind im Eigentum der SPV; sie betreibt beide auch nur. Der Dieselgenerator bleibt in der vollen Verantwortung des O-T.

Es ist davon auszugehen, dass der Preis pro kWh in der jeweiligen Landeswährung gezahlt werden muss. Verträge mit Berücksichtigung von US-Dollar (USD) oder Euro (EUR) als Vertragswährung sind ggf. möglich, wenn der O-T aufgrund seiner Exportaktivitäten ein Fremdwährungskonto besitzt oder zu einer internationalen Unternehmensgruppe gehört (siehe Teil 2, D. II.).

### III. Dienstleister

Für die erfolgreiche Umsetzung des Geschäftsansatzes der Embedded Production sind die im Folgenden genannten Dienstleister relevant.

#### EPC-Contractor

Der EPC-Contractor ist in der Regel ein deutsches oder ein einheimisches Unternehmen, das für den Aufbau der Anlage zuständig ist. Hierbei ist auch eine Kooperation zwischen einem deutschem und einem einheimischen EPC-Contractor vorstellbar.

#### Detailplanung und Kontrolle

Der EPC-Contractor legt die RPP gemäß den Leistungsvorgaben und der geforderten Aufstellungsart des Kunden (deutsche Holding / SPV) aus. Dabei ist auch der Anschluss an das Firmennetz des O-T zu berücksichtigen, weshalb ggf. eine technische Due Diligence vor Ort stattfinden muss. Das Ergebnis ist die komplette technische Planung einer schlüsselfertigen Anlage einschließlich Projektplan, Stückliste der Komponenten und einer Kostenaufstellung einschließlich Installation.

#### Beschaffungswesen

Auf Basis der Planung übernimmt der EPC-Contractor den internationalen Einkauf der notwendigen Komponenten, wobei z. B. bei PV die Module aus chinesischer Produktion stammen könnten. Der Einkauf erfolgt im Rahmen der Kosten- und zeitlichen Vorgaben aus der Planung. Dazu gehört auch die Logistik für den Transport zur Baustelle, die z. B. im Landesinneren des Ziellandes liegen kann, wobei auch alle importrelevanten Aspekte berücksichtigt werden müssen. Eine möglicherweise notwendige Unterstützung durch die deutsche Holding / die SPV im Importprozess hängt von den Landesgegebenheiten ab.

#### Bau- und Montagearbeiten

Der EPC-Contractor ist für die schlüsselfertige Übergabe der Anlage an die deutsche Holding / die SPV zur

Stromproduktion für den O-T verantwortlich. Er hat daher die Installation, Kommissionierung und Übergabe der Anlage zu organisieren. Je nach Aufstellung des EPC-Contractors wird er zur Installation ein einheimisches Unternehmen beauftragen, das ggf. durch einen Bauleiter des EPC-Contractors koordiniert wird. In dieser Phase ist eine effiziente steuerliche Abbildung der Tätigkeit notwendig (z. B. Quellensteuer). Weiterhin muss die Fertigstellung der Arbeiten im Zielland durch ausländische Arbeitskräfte möglich sein (Einwanderungsgesetze).

#### Lokaler Projektentwickler

Die potenzielle Rolle eines lokalen Projektentwicklers (Local Developer – LD) kann vielfältig sein. Er kann z. B. die initiale Entwicklung des Projektes übernehmen und dafür finanziell entschädigt werden. Im Bereich netzgekoppelter EE-Projekte zur allgemeinen Energieversorgung gründet der LD ggf. schon eine Zweckgesellschaft (SPV-LD), mit der er z. B. Pachtverträge für Landflächen oder Genehmigungen für Netzeinspeisungspunkte einbringt. In diesem Fall würde die SPV die SPV-LD mit allen steuerlich relevanten Aspekten übernehmen. Im hier betrachteten Segment der Embedded Production sind diese Schritte jedoch nicht relevant, und es ist daher schwieriger für den LD, Werte zu schaffen, die von deutschen Projektentwicklern aufgekauft werden können. Dies ist dennoch nicht ausgeschlossen, sodass in einem solchen Fall, der LD für die Projektidee, das Projektscouting, die Lastmessungen und/oder die erste Auslegung der Anlage zuständig sein kann. Diese Vorleistungen könnte der LD an die deutsche Holding / die SPV verkaufen. Es ist jedoch auch denkbar, dass der LD stattdessen oder auch davon unabhängig als EPC-Contractor z. B. als einheimischer Partner eines internationalen EPC-Contractors und/oder Betriebs- und Wartungsunternehmer agiert und nicht zwingend für die ersten Entwicklungsschritte

finanziell kompensiert wird. Eine Kooperation zwischen dem deutschen Unternehmen und dem LD ist auch im Bereich der Finanzierung denkbar – oft fehlt den LDs die finanzielle Kapazität, langfristige PPAs/Mietverträge vorzufinanzieren. Verschiedene Vertrags- bzw. Kooperationsmodelle (z. B. Joint Venture, Eigenkapitalinvestitionen oder Refinanzierungen des SPV-LD) liegen daher im Bereich des Möglichen.

### **Betriebs- und Wartungsunternehmer**

Der Betriebs- und Wartungsunternehmer (Operation and Maintenance Contractor – OM-C) übernimmt den Betrieb und die Wartung der Anlage im Wirkbetrieb. Für diese Arbeiten wird der OM-C von der SPV auf Basis monatlicher/jährlicher Pauschalen und/oder nach Aufwand gemäß einem geschlossenen sowie befristeten Vertrages entlohnt.

Im Bereich der PV kann es z. B. das folgende Tätigkeitsportfolio sein:

- Kontrolle (u. a. Ferndiagnose) und Betrieb der Anlage einschließlich der Suche und Behebung von Fehlern (*Trouble Shooting*)
- Regelmäßige Wartung der Anlage
- Reinigung der Module (in regelmäßigen Abständen und nach Bedarf)

Die Arbeit des OM-C ist für die Rendite des Objektes für die SPV entscheidend, da eine Energieproduktion unterhalb der kalkulierten Werte den Gewinn reduziert. Ob daher auch eine gesellschaftliche Verknüpfung mit der SPV oder eine ähnliche Konstruktion sinnvoll ist, muss von Fall zu Fall entschieden werden. Weiterhin ist diese Dienstleistung mit einer räumlichen Nähe zu der Anlage verbunden. Je nach Geschäftssituation könnte daher der OM-C auch seinerseits einen Subunternehmer einbinden.



## Teil 2 Rechtsgutachten für Nigeria

### A. Überblick über den Energiemarkt in Nigeria

Nigeria ist eine föderale Republik und besteht aus 36 Bundesstaaten und einem Bundeshauptstadtgebiet (*Federal Capital Territory*), Abuja.

Das Land liegt in Subsahara-Afrika und hat eine Fläche von fast einer Mio. Quadratkilometer bei einer Bevölkerung von etwa 200 Mio. Menschen, die durchschnittlich um zwei Prozent jährlich wächst. Davon leben

51,2 Prozent in Städten oder städtischen Räumen. Die Wirtschaft, die stark vom Export von Erdölprodukten abhängig ist, wächst mit durchschnittlich 6 Prozent jährlich.<sup>3</sup>

Nigeria verfügt über umfangreiche natürliche Ressourcen (z. B. Erdöl, Erdgas, Zinn sowie Eisen-, Blei- und Zinkerz und Kohle).<sup>4</sup>

#### I. Aktuelle Energienutzung

Laut Weltbank hatten im Jahr 2017 nur 54,4 Prozent der Bevölkerung von Nigeria Zugang zu Strom. Die Elektrifizierungsrate in der Stadt mit 86,8 Prozent unterscheidet sich erheblich von der im ländlichen Raum mit 22,6 Prozent.<sup>5</sup>

Die Stromnachfrage wird voraussichtlich in den nächsten Jahren aufgrund der wachsenden Bevölkerung und des starken Wirtschaftswachstums drastisch steigen.

Der derzeitige Energiemix des Landes besteht hauptsächlich aus Wasserkraft sowie aus Öl-, Gas- und Kohlequellen.<sup>6</sup>

Der Anteil der EE (außer Wasserkraft) an der Stromerzeugung wird auf unter einem Prozent geschätzt. Daher tauchen die EE (außer Wasserkraft) nicht in den Statistiken der Stromerzeugung in Nigeria auf.<sup>7</sup>

#### II. Erneuerbare Energie-Ziele

Um die Versorgungssicherheit zur Deckung aller Entwicklungsbedürfnisse zu gewährleisten, hat die nigerianische Regierung beschlossen, ihre Stromerzeugungsquellen zu diversifizieren.

Einige Politikinstrumente legen EE-Ziele fest: die Nationale Energiepolitik (National Energy Policy) 2003, die Nigeria Vision 2020 (Nigeria Vision 20: 2020) 2010, der EE-Masterplan (Renewable Energy Master Plan) 2011 und die nationale Politik für Erneuerbare Energie und Energieeffizienz (National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy) 2015. Letztere treibt die Entwicklung insbesondere von Wasserkraft als wichtigsten

erneuerbaren Energiequelle, die Nigeria nutzen will, voran.

Auch die Potenziale von Biomasse, Solar und Wind wurden erkannt. Das Potenzial der Solarenergie wird mit einer durchschnittlichen Sonneneinstrahlung von 19,8 MJm<sup>2</sup>/Tag und sechs Stunden pro Tag eingeschätzt. Das angenommene Potenzial für konzentrierte Solarstromerzeugung und PV liegt bei rund 427.000 MW. Schätzungen zufolge ergäbe die Nutzung von nur 5 Prozent des für die Solarthermie geeigneten Landes in Zentral- und Nordnigeria eine theoretische Erzeugungskapazität von 42.700 MW.<sup>8</sup>

<sup>3</sup> Weltbank (2019): *Daten – Nigeria*, <https://data.worldbank.org/country/nigeria> (abgerufen am 15.11.2019).

<sup>4</sup> AHK-Delegation der Deutschen Wirtschaft in Nigeria (2018): *Nigeria. Energieversorgung mit EE in Industrie und Gewerbe (mit Fokus auf Solarenergie). Zielmarktanalyse 2018 mit Profilen der Marktakteure*, [https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2019/zma\\_nigeria\\_2019\\_energieversorgung-erneuerbare-energien-industrie-gewerbe.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2019/zma_nigeria_2019_energieversorgung-erneuerbare-energien-industrie-gewerbe.pdf?__blob=publicationFile&v=3) (abgerufen am 15.02.2020).

<sup>5</sup> Weltbank (2019): *Daten – Nigeria. Elektrifizierungsrate*, <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.UR.ZS?locations=NG> (abgerufen am 15.11.2019).

<sup>6</sup> Weltbank (2019): *Daten – Nigeria. Energiemix*, <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.FOSL.ZS?locations=NG> (abgerufen am 15.11.2019).

<sup>7</sup> Weltbank (2019): *Daten zur Stromerzeugung in Nigeria*, <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.RNWX.KH?locations=NG> (abgerufen am 26.11.2019).

<sup>8</sup> Europäisches Programm GET:invest (2019): *Nigeria, Renewable Energy Potential*, <https://www.get-invest.eu/market-information/nigeria/renewable-energy-potential/> (abgerufen am 26.11.2019).



Die nationale Politik für Erneuerbare Energie und Energieeffizienz (National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy 2015) enthält u. a. EE-Ziele sowie Strategien und Anreize zur Entwicklung der EE und der Energieeffizienz. Für Solarenergie ist ein Minimumanteil im Strommix von 3 Prozent bis 2020 und 6 Prozent bis 2030 vorgesehen.

Nigeria hat keinen spezifischen Rechtsrahmen für die Umsetzung der EE-Ziele.

Um den Ausbau der RPP zu fördern, hat die nigerianische Stromregulierungsbehörde (Nigerian Electricity Regulatory Commission – NERC) Einspeisevergütungen (Renewable Energy Feed-in Tariffs – REFiT) für

Solar- und Windenergie, Biomasse und Kleinwasserkraft im November 2015 eingeführt. Die REFiT sehen eine feste FiT für 20 Jahre nach Inbetriebnahme vor. Das staatliche Stromgroßhandelsunternehmen Nigerian Bulk Electricity Trader (NBET) ist verpflichtet, 50 Prozent des aus EE erzeugten Stroms einzukaufen. Die Vertriebsgesellschaften sind verpflichtet, die restlichen 50 Prozent des so erzeugten Stroms einzukaufen.

Die REFiT wird alle drei Jahre aktualisiert und soll bis zur Erreichung einer Erzeugungskapazität von 2.000 MW gelten.<sup>9</sup>

### III. Marktbarrieren für die Entwicklung von Erneuerbaren Energien

Eigenversorgung oder Notstromlösungen mit Dieseleratoren sind weit verbreitet. Die Preise für Diesel und Benzin sind weiterhin im internationalen Vergleich sehr günstig. Diesel kostet in Nigeria Stand 9. März 2020 ca. 0,62 USD/Liter, im Vergleich zu 0,99 USD/Liter weltweit. Die Benzinpreise liegen bei 0,4 USD/Liter. Der weltweite Durchschnittspreis für Benzin liegt hingegen mehr als doppelt so hoch: 1,08 USD/Liter.

Aufgrund der Ambitionen Nigerias, bis 2030 ca. 30 Prozent seines Energiebedarfs aus EE zu generieren, finden jedoch zunehmend größere Investitionen in EE-Großprojekte statt. Dabei sollen die Dieseleratoren idealerweise durch kosteneffiziente EE-Technologien ersetzt werden, was bei den aktuellen Preisen für Diesel und Benzin jedoch schwer erscheint.

### IV. Hauptakteure im Energiesektor

Um eine optimale, effiziente und zuverlässige Stromerzeugung zu ermöglichen und den Strommarkt wettbewerbsfähig zu gestalten, hat Nigeria wichtige strukturelle und regulatorische Reformen durchgeführt. Insbesondere das Gesetz zur Reform des Stromsektors von 2005 (Electricity Power Sector Reform Act 2005 – EPSRA) steht für den Übergang von einem staatlichen Monopol zu einem weitgehend privaten, liberalisierten und wettbewerbsfähigen Strommarkt.

Die NERC wurde zur Überwachung des Stromsektors als unabhängige Regulierungsbehörde eingeführt.

Die Stromversorgung wurde vollständig privatisiert. Das ehemalige nationale Energieversorgungsunternehmen, die National Electric Power Authority (NEPA),

wurde durch die Power Holding Company of Nigeria (PHCN) ersetzt, die wiederum in 18 Nachfolgegesellschaften aufgeteilt wurde, bestehend aus dem Übertragungsnetzbetreiber Transmission Company of Nigeria (TCN), sechs Erzeugungsunternehmen (Generation Companies – GenCos) sowie elf Vertriebsgesellschaften und Verteilnetzbetreibern (Distribution Companies – DisCos), die im Rahmen einer offenen Ausschreibung an den Privatsektor verkauft wurden.

In Tabelle 1 sind die Hauptakteure im Stromsektor dargestellt.

---

<sup>9</sup> Gesetz zur Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien in Nigeria (Feed-In Tariff Regulation for Renewable Energy sourced Electricity in Nigeria).

**Tabelle 1: Hauptakteure im Elektrizitätssektor**

| Akteure  | Zuständigkeiten  |
|--|--|
| Bundesministerium für Energie (Federal Ministry of Power – FMoP) | Das FMoP ist der Hauptakteur in der Energieversorgung. Es ist verantwortlich für die Formulierung, Koordinierung und Umsetzung der Politik im Energiesektor, einschließlich dem der EE und Energieeffizienz. Außerdem beaufsichtigt das FMoP einige Agenturen und Unternehmen: die Agentur für die ländliche Elektrifizierung (Rural Electrification Agency– REA), Electricity Management Services Limited, NBET, den nigerianische Übertragungsnetzbetreiber (Transmission Company of Nigeria), nationale Trainingsinstitute für den Energiesektor (National Power Training Institute of Nigeria) und den nationalen Stromerzeuger Niger Delta Power Holding Company.   |
| Bundesumweltministerium (Federal Ministry of Environment – FMoE) | Das FMoE ist für die Umweltauswirkungen bei Energieprojekten zuständig.  |
| NERC   | Die NERC übernimmt als unabhängige Behörde die technische und wirtschaftliche Regulierung der Stromversorgungsindustrie. Sie verteilt die Lizenzen und hat die Verantwortung, die Aktivitäten der Stromwirtschaft zu überwachen.   |
| Energiekommission (Energy Commission of Nigeria – ECN)           | Die ECN ist für die Koordinierung und Ausrichtung der nationalen Energiestrategien verantwortlich, einschließlich EE.  |
| REA  | Die REA fördert ländliche Elektrifizierungsprogramme.  |
| TCN  | TCN ist eine der entbündelten Geschäftseinheiten des ehemaligen staatlichen Unternehmens PHCN und hat heute eine Lizenz für die Stromübertragung und den Systembetrieb.  |
| NBET   | NBET ist für den Stromgroßhandel zuständig. Sie kauft den Strom von IPPs im Rahmen von PPAs ab und verkauft ihn weiter an Vertriebsgesellschaften und DisCos oder direkt an zugelassene Kunden (siehe Teil 2, B. I. 9., Definition zugelassener Kunden).   |
| DisCos   | <p>In den 36 Bundesstaaten Nigerias sind elf DisCos für die Verteilung und den Vertrieb des Stroms zuständig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Abuja Electricity Distribution Company plc</li> <li>• Benin Electricity Distribution Company plc</li> <li>• Eko Electricity Distribution Company plc</li> <li>• Enugu Electricity Distribution Company plc</li> <li>• Ibadan Electricity Distribution Company plc</li> <li>• Ikeja Electricity Distribution Company plc</li> <li>• Jos Electricity Distribution Company plc</li> <li>• Kano Electricity Distribution Company plc</li> <li>• Kaduna Electricity Distribution Company plc</li> <li>• Port Harcourt Electricity Distribution Company plc</li> <li>• Yola Electricity Distribution Company plc</li> </ul> |

| Akteure   | Zuständigkeiten  |
|---|--|
| Stromerzeugungsunternehmen (Generation Companies – GenCos und IPPs)   | <p>Gencos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Afam Power Plc</li> <li>• Sapele Power Plc</li> <li>• Egbin Power Plc</li> <li>• Ughelli Power Plc</li> <li>• Kainji Hydro Electric Plc</li> <li>• Shiroro Power Plc</li> </ul> <p>Haupt-IPPs:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Shell Petroleum Development Company Joint Venture (Afam VI Power Plant)</li> <li>• AES Nigeria Barge Operations Limited (Egbin Thermal Station)</li> <li>• Agip (Okpai 480 MW)</li> <li>• Ibom Power</li> <li>• NESCO</li> </ul> |
| Nationales Ausbildungsinstitut für den Energiesektor (National Power Training Institute of Nigeria – NAP-TIN) | NAPTIN wurde 2009 gegründet, um die Ausbildung des Personals im Energiesektor zu koordinieren und durchzuführen.   |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019), nach NERC, <https://nerc.gov.ng/index.php/home/nesi/403-generation> (abgerufen am 28.02.2020)

## B. Arbeitspaket 1: Rechtsrahmen für Embedded Production

### I. Gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen für Embedded Production

#### Festlegung des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens des Stromsektors in Nigeria

Die Zuständigkeit für die Festlegung des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens des Stromsektors in Nigeria liegt teilweise auf Bundesebene und teilweise bei den Bundesstaaten.<sup>10</sup> Die Bundesstaaten befolgen in der Regel die Gesetzgebung der Bundesebene. Sie können jedoch ihre eigenen Gesetze für den Stromsektor erlassen – mit möglichen Abweichungen. Diese Abweichungen müssen mit der Gesetzgebung der Bundesebene vereinbar sein.

Die vorliegende Studie fokussiert auf die Gesetzgebung auf Bundesebene. Es ist notwendig, sich für jeden einzelnen Bundesstaat mit der spezifischen Gesetzgebung vertraut zu machen.

Jeder Bundesstaat kann über ein spezifisches Genehmigungsverfahren für den Bau, die Installation, den Betrieb und/oder die Wartung einer RPP verfügen. Dies richtet sich allein nach Bundesrecht, wenn kein bundesstaatspezifisches Recht erlassen wurde. Nach den Gesetzen der jeweiligen Staaten kann aber darüber hinaus eine Planungs-, Entwicklungs- und/oder Baugenehmigung von der zuständigen Behörde verlangt werden. Lagos ist einer der Bundesstaaten, die von dieser Ermächtigung Gebrauch gemacht haben. So muss die SPV dort zusätzlich zu allen relevanten Genehmigungen, die von der NERC verlangt werden, eine Umweltgenehmigung der Lagos State Environmental Protection Agency, eine Planungsgenehmigung von der Lagos State Physical Planning Authority sowie eine Genehmigung für den Betrieb der RPP vom Lagos State Electricity Board beantragen.

<sup>10</sup> Teil 2 der nigerianischen Verfassung, zweiter Anhang, Abschnitt 13 bis 15.

Auf Bundesebene bleibt die Lizenzierung von Aktivitäten im Stromsektor in erster Linie im Zuständigkeitsbereich der NERC. Da die Stromerzeugung jedoch auch von einem Bundesstaat gesetzlich geregelt werden kann, kann jeder Staat die Einholung einer zusätzlichen Lizenz oder die Erfüllung weiterer Bedingungen für die Einholung solcher zusätzlichen Lizenzen verlangen, bevor ein Lizenznehmer gemäß EPSRA mit einem Energieprojekt in diesem Staat fortfahren kann. Ungeachtet dessen dürfen solche Anforderungen nicht im Widerspruch zu den Bestimmungen des EPSRA stehen.

### **Gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen für Embedded Production**

Grundsätzlich muss darauf hingewiesen werden, dass im nigerianischen Recht der Begriff „Embedded Generation“ nicht identisch mit dem in der Studie verwendeten Begriff „Embedded Production“ ist. In den nigerianischen Vorschriften wird stets davon ausgegangen, dass Embedded Generation nur die Stromerzeugung für ein DisCo umfasst. Unabhängig von der rechtlichen Definition scheint sich im industriespezifischen Sprachgebrauch in Nigeria die Bezeichnung Captive Production für den in dieser Studie betrachteten Geschäftsansatz durchgesetzt zu haben.

EPSRA ist die wichtigste Gesetzgebung, die den laufenden Reformen zur Liberalisierung des Stromsektors zugrunde liegt. Es gibt u. a. den rechtlichen Rahmen für die Erzeugung, die Übertragung, die Einsatzplanung, die Verteilung und die Vermarktung von Strom vor. Alle diese Tätigkeiten können von privaten Betreibern durchgeführt werden.

Regelungen zu den Voraussetzungen der Energieerzeugung und -vermarktung finden sich v. a. in den in Tabelle 2 dargestellten Gesetzen und Verordnungen.

**Tabelle 2: Relevante Gesetze und Regulierungen in Nigeria für Embedded Production**

| <b>Gesetze und Regelungen</b>   | <b>Inhalt</b>   |
|---|---|
| EPSRA   | Rechtlicher Rahmen für die Erzeugung, Übertragung, Einsatzplanung, Verteilung die Vermarktung von Strom. Das Gesetz enthält die Leitlinien für die Erteilung von Lizenzen, die Berechnung von Tarifen und die Gewährung von Landzugangsrechten. Es regelt die Zuständigkeiten und die Zusammenarbeit verschiedener Institutionen aus dem Energiebereich (NERC, TCN, NBET, REA und REF). |
| Verordnung über die Beantragung von Lizenzen (NERC – Application for Licences, Generation Transmission, System Operations, Distribution and Trading Regulations 2010) | Die Verordnung regelt das Verfahren für die Beantragung und den Erhalt der von der NERC ausgestellten Lizenzen im Bereich Übertragung, Erzeugung, Verteilernetz und Handel sowie für deren Verlängerung, Änderung, Aussetzung und Aufhebung.  |
| Lizenz- und Betriebsgebührenverordnung (NERC – Licence and Operating Fees Regulation 2010)  | Die Verordnung regelt die zu leistenden Zahlungen für Lizenzen und Betriebsgebühren.  |
| Verordnung über eingebettete Stromerzeugung (NERC – Embedded Generation Regulations 2012)   | Die Verordnung regelt das Genehmigungsverfahren bei eingebetteter Stromerzeugung (Embedded Generation). Eingebettete Stromerzeugung wird definiert als Erzeugung von Strom, der direkt an ein Verteilernetz angeschlossen und darüber abgeführt wird.   |

| Gesetze und Regelungen  | Inhalt  |
|---|---|
| <p>Eigenversorgungsverordnung<br/>(Permits for Captive Power Generation Regulations 2008)</p>   | <p>Die Verordnung regelt die Eigenversorgung. Eigenversorgung bezeichnet in Nigeria die Erzeugung von mehr als ein Megawatt Strom, den der Erzeuger selbst verbraucht und nicht an Dritte verkauft. Eigenversorgung mit weniger als ein Megawatt Strom ist nicht genehmigungspflichtig und fällt daher auch nicht unter Eigenversorgungsverordnung.</p> |
| <p>Verordnung zur netzunabhängigen Stromerzeugung<br/>(Regulation on Off-Grid Generation)</p>   | <p>Diese Verordnung betrifft die direkte Stromerzeugung für einzelne O-Ts und deren Versorgung. Der Fokus liegt auf dem Kraftwerk, das nicht direkt mit dem öffentlichen Netz verbunden ist. Der O-T selbst kann wiederum an das öffentliche Netz angeschlossen werden.</p>   |
| <p>Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz und Umweltvorschriften für den Energiesektor<br/>(Environmental Impact Assessment, Decree No 86 enacted in 1992 and guidelines 1995 and National Environmental Energy Sector Regulations, 2014)</p> | <p>Gesetz und Verordnung über Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP) insbesondere im Energiesektor.</p>  |
| <p>Verordnung über den Erwerb von Land- und Zugangsrechten für Stromprojekte<br/>(NERC – Acquisition of Land and Access Rights for Electricity Projects regulation 2012)</p>  | <p>Vorschriften der NERC zu Zugangsrechten und Erwerb von Land für Stromprojekte.</p>   |
| <p>Stromversorgungspreise (2015–2024)<br/>(NERC – Multi-Year Tariff Order (MYTO) 2015 Distribution Tariff (2015–2024))</p>  | <p>Informationsdokument der NERC zu Stromversorgungspreisen.</p>  |
| <p>Verordnung über die Regulierung von Mininetzen<br/>(NERC – Mini-Grid Regulation 2016)</p>  | <p>Vorschriften der NERC über Stromversorgungssysteme mit einer Erzeugungskapazität zwischen 0 kW und einem MW</p>  |
| <p>Verordnung über die Qualitätsstandards für Stromversorgung und Montage<br/>(Nigerian Electricity Supply and Installation Standards Regulations 2015)</p>   | <p>Verordnung über Qualitätsstandards zu Technik, Entwurf, Installation, Inbetriebnahme und Wartung von Stromversorgungssystemen</p>  |

Quelle: NERC, <https://nerc.gov.ng/> (abgerufen am 25.11.2019)

## 1. Bedingungen für die Stromerzeugung mit einer RPP und für die Stromlieferung

In Nigeria gibt es einen einheitlichen Rechtsrahmen für die Erzeugung von Strom, der unabhängig von der Art der Stromerzeugung ist. Nach Sektion 62 EPSRA darf eine Person keine gewerblichen Tätigkeiten zur Stromerzeugung, -übertragung, -einsatzplanung, -verteilung und -vermarktung ohne Lizenz ausüben.

Zwei Ausnahmen sind vorgesehen:

- Der Bau, das Eigentum und der Betrieb einer Stromerzeugungsanlage bis zu insgesamt einem MW
- Der Bau, das Eigentum und der Betrieb eines Verteilnetzes bis zu insgesamt 100 kW

Stromanlagen bis zu insgesamt einem MW können demnach ohne Stromerzeugungslizenz betrieben werden. Da die NERC einen Überblick über die gesamte Stromerzeugung im Land haben möchte, sollte ein Unternehmen, das an einem Standort Strom mit einer Gesamtleistung unter einem MW erzeugen möchte, die NERC hierüber dennoch informieren. Die NERC wird auf eine solche Benachrichtigung antworten. Damit wird sowohl die Benachrichtigung der NERC als auch die Anerkennung der Erzeugung durch NERC nachgewiesen.

Für die Netzeinspeisung und/oder den Verkauf des Stroms aus einem Stromerzeugungssystem mit einer

### a) Eigenerzeugung über einem MW

Nach Sektion 2 Abs. 1 der Verordnung (NERC, Permit for Captive Power Generation Regulations 2008) umfasst die Captive Power Generation die Erzeugung von Strom über ein Megawatt, den der Erzeuger selbst verbraucht und nicht an Dritte verkauft.

Der Bau, das Eigentum, der Betrieb und/oder die Wartung einer Stromerzeugungsanlage über ein Megawatt für die Captive Power Generation benötigt eine vorherige Genehmigung der NERC (Captive Power Generation Permit).

Der Antragsteller muss das von der NERC zur Verfügung gestellte Formular ausfüllen und darin kurz seine Tätigkeiten, das geeignete Personal für den Anlagebetrieb und die Anlage beschreiben.

Leistung bis zu insgesamt einem MW braucht der Stromerzeuger eine schriftliche Zustimmung der NERC. Es gibt diesbezüglich kein formales Verfahren. Außerdem muss der Stromerzeuger ggf. einen Netzanschlussvertrag (siehe Teil 2, B. I. 4.) und einen PPA mit einem DisCo abschließen (siehe Teil 2, B. I. 5.).

Wenn die SPV den Strom an mehr als einen O-T verkaufen will, müssen die Vorschriften der Verordnung über die Regulierung von Mininetzen (Mini-Grid Regulation 2016) beachtet werden. Die Regulierung findet Anwendung auf Stromversorgungssysteme mit einer Erzeugungskapazität von bis zu einem MW. Für den Betrieb muss eine Genehmigung (Mini-Grid Permit) erworben werden.<sup>11</sup> Das Lizenzierungsverfahren und die erforderlichen Formulare für den Betrieb von Stromanlagen über ein Megawatt sind auf der Website der NERC zur Verfügung gestellt worden.<sup>12</sup>

Es gibt unterschiedliche Genehmigungsbedingungen für Anlagen über ein Megawatt zur Stromerzeugung: Lizenzen für die Erzeugung und den Verkauf des erzeugten Stroms (On-Grid Electricity Generation Licence, Embedded Generation Licence, Off-Grid Electricity Generation Licence) und eine Genehmigung für die Erzeugung und den Eigenverbrauch des erzeugten Stroms (Captive Power Generation Permit).

Die NERC muss innerhalb von drei Monaten nach Antragseingang den Antrag zur Captive Power Generation genehmigen oder ablehnen. Wenn die NERC beabsichtigt, den Antrag abzulehnen, muss die NERC den Antragsteller über ihre Absicht informieren; der hat dann eine Frist von 21 Tagen für seine Antwort. Die NERC muss dann eine endgültige Entscheidung treffen und sie schriftlich begründen.<sup>13</sup>

Gegen die Entscheidungen der NERC kann Berufung vor dem obersten Gericht (High Court) eingelegt werden.

<sup>11</sup> Sek. 6(1) Verordnung über die Regulierung von Mininetzen (2016) (Mini-Grid Regulation).

<sup>12</sup> NERC (2019): *Licensing*, <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/Licensing> (abgerufen am 26.11.2019).

<sup>13</sup> Sek. 7, NERC (2008): *Verordnung zur Genehmigung für Eigenerzeugung* (NERC Permit for Captive Power Generation Regulations).



Wenn ein Eigenerzeuger den überschüssigen Strom ins Netz einspeisen möchte, benötigt er zusätzlich zur Captive Power Generation Permit eine Genehmigung:

- Um die überschüssige Kapazität bis zu einem MW ins Netz einzuspeisen, braucht der Eigenerzeuger die schriftliche Zustimmung der NERC. Diesbezüglich gibt es kein formales Verfahren. Es wird empfohlen, dem Vorsitzenden (Chairman) der NERC ein Schreiben vorzulegen, in dem darauf hingewiesen wird, dass eine Genehmigung gemäß Sektion 8 der Verordnung (NERC, Permit for Captive Power Generation Regulations 2008) beantragt wird. Es sind keine offiziellen Gebühren an NERC zu entrichten, und es gibt auch keine vorgeschriebene Dauer des Verfahrens.

- Um den überschüssigen Strom von mehr als einem MW ins Netz einzuspeisen, braucht der Eigenerzeuger eine Stromerzeugungslizenz (siehe Teil 2, I. 1. b.).<sup>14</sup>

Unter Berücksichtigung der Grundparameter ist die Captive Power Generation nicht das geeignete Genehmigungsverfahren, da hiermit kein Strom an Dritte geliefert werden kann.

Im Rahmen der Captive Power Generation wird die RPP vom O-T für seinen Eigenverbrauch betrieben.<sup>15</sup> Die SPV könnte die RPP vermieten und den O-T mit verschiedenen Dienstleistungen bei Bau, Betrieb und Wartung der RPP unterstützen.

**Tabelle 3: Genehmigung für die Erzeugung und den Eigenverbrauch des Stroms über einem MW (Captive Power Generation Permit)**

| Genehmigung für die Erzeugung und den Eigenverbrauch des Stroms über einem MW |   |
|---|---|
| Antragssteller  | O-T   |
| Zuständige Behörde  | NERC  |
| Anforderungen   | Siehe Teil 2, I. 2.   |
| Anforderungen, um den überschüssigen Strom einzuspeisen                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bis zu einem Megawatt: schriftliche Zustimmung der NERC (kein formales Verfahren vorgesehen)</li> <li>• Mehr als ein Megawatt: Stromerzeugungslizenz (siehe Teil 2, I. 1. b.)</li> </ul> |
| Kosten  | Ab einem Megawatt und bis 10 MW: Antragsgebühren von 50.000 NGN (Naira, nigerianische Währung) (ca. 123 EUR) und Lizenzgebühren von 910.015 NGN (ca. 2.248 EUR)   |
| Dauer   | Drei Monate   |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019), nach NERC – Verordnung zur Genehmigung für Eigenerzeugung (2008) und NERC – Application for Licences, Generation Transmission, System Operations, Distribution and Trading Regulations 2010

### b) Bedingungen für die Stromerzeugung über einem Megawatt und die Stromlieferung außerhalb der Eigenerzeugung

Für den Bau, Besitz und Betrieb einer Stromerzeugungsanlage, die mehr als ein Megawatt Strom erzeugt, sowie für die Lieferung des erzeugten Stroms an Dritte,

braucht die SPV eine der drei nachfolgenden Stromerzeugungslizenzen.

<sup>14</sup> Sek. 8, ebd.

<sup>15</sup> Sek. 7, ebd.

## On-Grid Generation Licence

Die On-Grid Generation Licence ermöglicht die Stromerzeugung und den Anschluss an das Übertragungsnetz von TCN. Der Lizenznehmer muss einen Netzanschlussvertrag mit TCN und einen PPA mit NBET abschließen. Die NBET hat das allgemeine Mandat, nur mit Stromerzeugern, die mehr als 10 MW Kapazität haben, PPAs abzuschließen. Der Lizenznehmer kann überschüssigen Strom direkt an zugelassene Kunden verkaufen (siehe Teil 2, B. I. 5.). Diese Lizenz ist mithin nicht geeignet für das Embedded-Production-Modell mit Anlagen bis zu 5 MW, in dem der O-T der einzige Abnehmer des von der RPP erzeugten Strom sein soll, da der Strom nur an NBET verkauft werden kann.

## Embedded Generation Licence

Die Stromerzeugungslizenz für eingebettete Stromerzeugung (Embedded Generation Licence) ermöglicht es dem IPP, den erzeugten Strom ins Netz einzuspeisen und ihn an DisCos zu verkaufen.<sup>16</sup> Der Lizenznehmer muss mit dem DisCo sowohl den Netzanschlussvertrag sowie den PPA abschließen. Der Lizenznehmer kann dann überschüssigen Strom direkt an zugelassene Kunden verkaufen (siehe Teil 2, B. I. 5.). Diese Lizenz ist mithin nicht geeignet für das Embedded-Production-Modell, in dem der O-T der einzige Abnehmer

des von der RPP erzeugten Strom sein soll, da der Strom dabei nur an einen DisCo verkauft werden kann.

## Off-Grid Generation Licence

Die netzunabhängige Stromerzeugungslizenz (Off-Grid Generation Licence) ermöglicht die Stromerzeugung und -versorgung eines einzelnen O-T. Die RPP darf (außer zur Synchronisation) nicht mit dem Netz und muss direkt mit dem O-T verbunden sein.<sup>17</sup>

Mit dieser Lizenz ist keine Netzeinspeisung möglich. Dafür müsste eine andere Lizenz bei der NERC eingeholt werden (siehe Teil 2, B. I. 5.).

Diese Lizenz ist mithin geeignet für das Embedded-Production-Modell, in dem der O-T der einzige Abnehmer des von der RPP erzeugten Stroms sein soll.

Anders als die anderen Formen von Stromerzeugung wird die netzunabhängige Stromerzeugung nicht als solche in einer spezifischen Verordnung reguliert. Die NERC bestimmt die Voraussetzungen der Lizenz im Rahmen des Lizenzverfahrens (siehe Anhang 1, Beispiel einer Off-Grid Generation Licence).

Diese Stromerzeugungslizenzen (On-Grid Generation, Off-Grid Generation und Embedded Generation) berechnen den Lizenznehmer zu Bau, Besitz, Betrieb und Wartung einer Stromerzeugungsanlage sowie zur Erzeugung und Lieferung von Strom.<sup>18</sup>

## 2. Verfahren für das Erhalten der Stromerzeugungslizenzen

Das Verfahren und die Bedingungen für den Erhalt der obengenannten Lizenzen sind in der Sektion 70 EPSRA und in der Verordnung über Lizenzanträge (Generation, Transmission, System Operations, Distribution and Trading Regulations 2010) enthalten. Die Verordnung regelt das Verfahren für die Beantragung und das Erhalten der von NERC ausgestellten Lizenzen und deren Erneuerung bzw. Verlängerung sowie für deren Rücknahme oder Widerruf.

Erforderliche Unterlagen für den Antrag bei der NERC sind u. a.:

- Schriftlicher Lizenzantrag, der vom Antragsteller unterzeichnet werden muss, an den Vorsitzenden der NERC. Das Antragsformular kann auf der NERC-Website<sup>19</sup> heruntergeladen werden
- Gesellschaftsvertrag und Satzung des Antragstellers
- Eingetragene Eigentumsurkunde des Grundstücks und/oder Gebäudes, ggf. Angaben zu Nutzungsrechten
- Steuerbescheinigung<sup>20</sup> für die drei letzten Jahre
- Businessplan über zehn Jahre
- PPA mit dem O-T
- UVP und Umweltgenehmigung
- Absichtserklärung des EPC-Contractors (falls zutreffend)
- Finanzierungsvereinbarungen oder Bestätigungsschreiben zur Projektfinanzierung von Finanzinstitut(en).
- Zeitplan für die Inbetriebnahme der Anlage

<sup>16</sup> Sek. 3, NERC-Regulierung zur eingebetteten Stromerzeugung (2012) (NERC, Embedded Generation Regulations).

<sup>17</sup> Aktuelle Definition von NERC auf deren Website (2019), <https://nerc.gov.ng/index.php/library/documents/Licensing> (abgerufen am 26.11.2019).

<sup>18</sup> Sek. 64 EPSRA.

<sup>19</sup> NERC (2019): *Licensing*.

<sup>20</sup> Neu gegründete Unternehmen sind nicht verpflichtet, Steuererklärungen für die Jahre abzugeben, in denen das Unternehmen nicht in Betrieb war.



- Standortkarte: Darstellung der Anliefer- und Lagerorte für Brennstoffe, der Evakuierungsstelle für den Transport, der Wasserleitungen, der gasförmigen, flüssigen und festen Entsorgungsbereiche usw.
- Standortplan mit Straßen, Schienenwegen, Übertragungsleitungen, Flüsse, Stauseen usw.
- Einliniendiagramm des Projektstandortes
- Wasserversorgungs- und Verfügbarkeitsanalyse für den Anlagen- und Personaleinsatz
- Entwurfszeichnung der Anlage
- Informationen über die Anlage und die einzelnen Erzeugungseinheiten
- Hilfssysteme
- Nebenleistungen
- Sicherheitsvorkehrungen für den Standort und insbesondere für PV-Anlagen: max. Zellenspannung, Art der verwendeten Solarzelle, max. Zellerzeugung, Art der Solarmodule und Wechselrichter, Kapazität der Solarmodule und Wechselrichter, Gebäudeeinwirkungen/Wasserschäden und Batteriekapazität

Dem Lizenzantragsformular muss ein Zahlungsnachweis über die Gebühr beigelegt werden.<sup>21</sup> Für die Stromerzeugung über einem Megawatt und bis zu 10 MW ist der Antragsteller verpflichtet, Antragsgebühren von 50.000 NGN (ca. 123 EUR) und Lizenzgebühren von 910.015 NGN (ca. 2.248 EUR) zu zahlen.

Die NERC bestätigt dem Antragsteller das Eingangsdatum seines Antrags.

Die NERC kann innerhalb eines Monats nach Antragserhalt vom Antragsteller zusätzliche Informationen verlangen. Wenn der Antragsteller nicht innerhalb von 60 Tagen nach Anfrage der NERC alle erforderlichen zusätzlichen Informationen übermittelt, verfällt der Antrag. Der Antrag muss ggf. neu gestellt und die Gebühren erneut gezahlt werden.

Der Antragsteller muss seinen Antrag innerhalb von 30 Tagen nach Erhalt der Bestätigung der NERC veröffentlichen. Die Veröffentlichung muss in mindestens zwei Tageszeitungen erfolgen, einer am Anlagestandort lokalen Tageszeitung mit großer Auflage und einer nationalen Zeitung. Die Veröffentlichung muss Hinweise auf die von der NERC vorgesehenen Verfahren zur Anfechtung des Antrags enthalten.

Jede Person kann innerhalb von 21 Tagen nach der Veröffentlichung Widerspruch bei NERC einreichen. Die NERC muss innerhalb von 30 Tagen den Antragsteller und jede Person, die Widerspruch erhoben hat, anhören.

Die Entscheidung der NERC über die Erteilung oder Ablehnung einer Lizenz muss dem Antragsteller innerhalb von sechs Monaten nach Eingangsbestätigung mitgeteilt werden. Wenn die NERC beabsichtigt, den Antrag abzulehnen, muss sie den Antragsteller über seine Absicht informieren. Der hat dann eine Frist von 21 Tagen zur Beantwortung des Schreibens. Die NERC muss danach eine endgültige Entscheidung treffen und sie schriftlich begründen.

Gegen die Entscheidungen der NERC kann Berufung vor dem obersten Gericht (High Court) eingelegt werden.

Im Rahmen dieses Verfahrens prüft NERC hauptsächlich die technische und finanzielle Leistungsfähigkeit des Antragstellers.

Nach Erhalt einer Stromerzeugungslizenz ist der Lizenznehmer verpflichtet, eine Betriebsabgabe in Höhe von 1,5 Prozent der jährlich zu zahlenden Lizenzgebühren pro kWh zu zahlen.

Die Stromerzeugungslizenz wird für eine Dauer von bis zu zehn Jahren erteilt. Die NERC kann abhängig von der Anlage die Lizenz für fünf Jahre verlängern, wenn sie feststellt, dass es im öffentlichen Interesse liegt, dies zu tun.<sup>22</sup>

Der Lizenzinhaber kann auch eine Verlängerung der Lizenz für zehn Jahre beantragen.<sup>23</sup>

Die Lizenz ist nach Sektion 69 EPSRA nicht übertragbar, es sei denn, es wird vor der Übertragung die schriftliche Zustimmung der NERC eingeholt. Die Unübertragbarkeit der Lizenz umfasst in Nigeria nicht nur den Fall des Anlagenverkaufs, sondern den Verkauf der Mehrheitsbeteiligung des Lizenznehmers.

Die fehlende Übertragbarkeit und zeitliche Begrenzung sind wichtige Einschränkungen, die in einem PPA berücksichtigt werden müssen. Dies gilt sowohl hinsichtlich eines möglichen Anlagenverkaufs der SPV als auch hinsichtlich der Vertragsdauer und des Risikos, dass eine Lizenz nach Ablauf nicht verlängert wird.

<sup>21</sup> NERC (2010): *Regulierung für Lizenzgebühren* (Regulations for Licence and Operating Fees)

<sup>22</sup> Sek. 71 Abs. 10 EPSRA.

<sup>23</sup> Sek. 72 EPSRA, NERC – *Regulierung für Lizenzanträge* (2010) (NERC Application for licences (Generation, Transmission, System Operations, Distribution and Trading Regulation) und Mitteilung der NERC über den Besitz von Lizenzen (NERC clarification notice on tenure of licences).

Tabelle 4: Verfahren für das Erhalten der Stromerzeugungslizenzen

| <b>Stromerzeugungslizenzverfahren</b> |   |
|---------------------------------------|---|
| Antragssteller                        | SPV   |
| Zuständige Behörde                    | NERC  |
| Anforderungen                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Schriftlicher Lizenzantrag<sup>24</sup> bei dem Vorsitzenden der NERC (siehe Antragsformular auf NERC-Website), den der Antragssteller unterzeichnen muss</li> <li>• Gesellschaftsvertrag und Satzung des Antragstellers</li> <li>• Eingetragene Eigentumsurkunde des Grundstücks und/oder Gebäudes, Angaben zu Nutzungsrechten</li> <li>• Steuerbescheinigung für die drei letzten Jahre</li> <li>• Businessplan über zehn Jahre</li> <li>• PPA mit dem O-T</li> <li>• UVP und Umweltgenehmigung für Anlagen über 10 MW</li> <li>• Absichtserklärung des EPC-Contractors (falls zutreffend)</li> <li>• Finanzierungsvereinbarungen oder Schreiben zur Finanzierung des Projekts von Finanzinstitut(en)</li> <li>• Zeitplan für die Inbetriebnahme der Anlage</li> <li>• Standortkarte: Darstellung der Anliefer- und Lagerorte für Brennstoffe, der Evakuierungsstelle für den Transport, der Wasserleitungen, der gasförmigen, flüssigen und festen Entsorgungsbereiche usw.</li> <li>• Standortplan mit Straßen, Schienenwegen, Übertragungsleitungen, Flüsse, Stauseen usw.</li> <li>• Einliniendiagramm des Projektstandortes</li> <li>• Wasserversorgungs- und Verfügbarkeitsanalyse für den Anlagen- und Personaleinsatz</li> <li>• Entwurfszeichnung der Anlage</li> <li>• Informationen über die Anlage und die einzelnen Erzeugungseinheiten</li> <li>• Hilfssysteme</li> <li>• Nebenleistungen</li> <li>• Sicherheitsvorkehrungen für den Standort und insbesondere für PV-Anlagen: max. Zellenspannung, Art der verwendeten Solarzelle, max. Zellerzeugung, Art der Solarmodule und Wechselrichter, Kapazität der Solarmodule und Wechselrichter, Gebäudeeinwirkungen/Wasserschäden und Batteriekapazität</li> </ul> |
| Kosten                                | Ab einem Megawatt bis 10 MW: Antragsgebühren von 50.000 NGN (ca. 123 EUR) und Lizenzgebühren von 910.015 NGN (ca. 2.248 EUR)  |
| Dauer                                 | Sechs Monate  |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019), nach NERC – Application for Licences, Generation Transmission, System Operations, Distribution and Trading Regulations 2010

<sup>24</sup> NERC (2019): *Licensing*.

### 3. Registrierung als Marktteilnehmer

Jede Person, die am Stromgroßhandelsmarkt teilnehmen möchte, muss eine Registrierung beim Marktbetreiber (MO) beantragen. Der Antragsteller muss entweder

- eine Lizenz besitzen, die zu Erzeugungs- oder Verteilnetzgeschäften berechtigt bzw. anderweitig durch die NERC autorisiert sein,
- eine Lizenz besitzen, die zur Ausübung der Geschäftstätigkeit als Händler berechtigt bzw. anderweitig durch die NERC autorisiert sein,
- Eigentümer einer Anlage zur Eigenerzeugung und als Stromerzeuger durch die NERC zugelassen sein,
- ein zugelassener Kunde (*Eligible Customer*) sein,
- Eigentümer kommerzieller Messsysteme sein, mit denen die Energieflüsse eines anderen Teilnehmers gemessen werden,
- ein autorisiertes Unternehmen aus einem anderen Land sein, dass über einen Vertrag mit einem in Nigeria ansässigen Teilnehmer am regionalen Handel teilnimmt oder
- in Übereinstimmung mit den Marktregeln und Messanforderungen ein kommerzielles Meteringsystem an jedem Netzanschlusspunkt installiert haben.

#### Antragsformular für die Zulassung

Der MO muss auf seiner Website das Antragsformular für die Zulassung veröffentlichen. Darin müssen u. a. die folgenden Informationen abgefragt werden:

- Identität des Antragstellers oder seines Vertreters
- Nachweis der erforderlichen (ggf. vorläufigen) Lizenz oder der anderweitigen Autorisierung durch die NERC
- Technische Daten und Informationen über die Anlagenausstattung gemäß den Anforderungen des Grid Codes
- Vereinbarungsentwurf zwischen dem Antragsteller und der TCN bzw. dem DisCo über die Netznutzung

- Beschreibung des Mess- und Kommunikationssystems des Antragstellers
- Informationen über das Bankkonto, das vom MO für die Verwaltung des Zahlungssystems benannt wurde

#### Zulassungsverfahren

Der Antragsteller muss dem MO die folgenden Dokumente vorlegen und eine Kopie an die NERC übermitteln:

- Antragsformular
- Informationen über die Voraussetzungen für die Zulassung zum Stromgroßhandelsmarkt
- Nachweis über die Zahlung der Antragsbearbeitungsgebühr (150.000 NGN)
- Falls vorhanden, beglaubigte Vereinbarungsentwürfe für die Netznutzung
- Gegebenenfalls paraphierter Entwurf einer Anschlussvereinbarung oder Bestätigung des erfolgten Anschlusses an das Übertragungs- bzw. Verteilnetz

Der MO muss den Erhalt des Antrages binnen drei Tagen nach Erhalt bestätigen und den geschätzten Betrag der geforderten Sicherheitsleistung nennen. Der Antragsteller muss dem MO danach binnen fünf Geschäftstagen einen Vorschlag für die Bereitstellung der Sicherheitsleistung unterbreiten. Der MO nimmt den Antrag dann binnen vierzehn Geschäftstagen entweder an oder teilt dem Antragsteller die Gründe für die Antragsablehnung mit.

Wenn der Antrag angenommen wurde, muss der Antragsteller die Marktteilnahmevereinbarung und andere vom MO unterbreitete Vereinbarungen bestätigen und dem MO übermitteln, die ggf. erforderlichen Anschlussvereinbarungen schließen sowie die Sicherheitsleistung zur Verfügung stellen. Danach hat der MO 15 Geschäftstage Zeit, um dem Antragsteller seine Qualifikation als Marktteilnehmer zu bestätigen. Wenn dies erfolgt ist, wird dem Marktteilnehmer eine Identifikationsnummer zugewiesen und die Informationen über die anderen Marktteilnehmer mitgeteilt.

Tabelle 5: Zulassungsverfahren als Marktteilnehmer

| Zulassungsverfahren als Marktteilnehmer |  |
|---|--|
| Antragssteller                          | O-T oder SPV   |
| Zuständige Behörde                      | NERC   |
| Anforderungen                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Identität des Antragstellers oder seines Vertreters</li> <li>• Nachweis der erforderlichen (ggf. vorläufigen) Lizenz oder der anderweitigen Autorisierung durch die NERC</li> <li>• Technische Daten und Informationen über die Anlagenausstattung gemäß den Anforderungen des Grid Codes</li> <li>• Vereinbarungsentwurf zwischen dem Antragsteller und der TCN bzw. dem DisCo über die Netznutzung</li> <li>• Beschreibung des Mess- und Kommunikationssystems des Antragstellers</li> <li>• Informationen über das Bankkonto, das vom MO für die Verwaltung des Zahlungssystems benannt wurde</li> </ul> |
| Kosten                                  | 150.000 NGN  |
| Dauer                                   | Circa 40 Geschäftstage   |

Quelle: Eigene Darstellung BBH (2019)

#### 4. Anschluss an das Übertragungs- oder Verteilnetzsystem

Der Anschlussantrag muss gestellt werden, um Strom in das jeweilige Netz einspeisen oder aus dem jeweiligen Netz beziehen zu können. Zur Synchronisierung

der RPP mit dem Netz ohne Stromeinspeisung wird empfohlen, den Netzbetreiber zu informieren. Ein (neuer) Anschlussvertrag ist nicht immer erforderlich.

##### a) Anschluss an das Übertragungsnetz

Um an das Übertragungsnetz angeschlossen zu werden, muss die SPV eine Netzanschlussvereinbarung mit dem Übertragungsnetzbetreiber TCN abschließen. TCN fungiert dabei sowohl als Systembetreiber (System Operator – SO) als auch als Übertragungsdienstleister. Der von NERC herausgegebene Grid Code enthält die Anforderungen für den Netzanschluss. Der Grid Code enthält die Betriebsverfahren und -grundsätze für die Entwicklung, die Wartung und den Betrieb eines Übertragungssystems und gilt sowohl für die TCN als auch für die Nutzer des Übertragungssystems.

Technische Anforderungen an den Anschluss an das Übertragungsnetzsystem sind:

- Die anzuschließenden Anlagen und Geräte müssen den geltenden internationalen technischen Normen (IEC, ISO und EN) entsprechen.
- Anlagen und Geräte am Netzanschlusspunkt müssen ebenfalls gemäß der internationalen Normungsorganisation (International Electrotechnical Commission – IEC) oder einer gleichwertigen genehmigten Norm- und Qualitätssicherungsanforderung des ISO-9001-Standards (International Organization for Standardization – ISO; internationale Normungsorganisation) (oder äquivalent) konstruiert, hergestellt und geprüft werden.
- Anlage und Netzanschlusspunkt müssen so geplant sein, dass die zwischen Nutzer und Netzbetreiber vereinbarten Sicherheitsverfahren im Betrieb eingehalten werden.
- Die Mindestschutzanforderungen für jede neue und bestehende Verbindung zum Netz müssen eingehalten werden.

- Es müssen Standards und vorbeugende Wartungsverfahren, die das System mit den geringsten nachteiligen Auswirkungen auf das Verbundnetz verbessern sollen, umgesetzt werden.
- Es müssen Ausfallschutzeinrichtungen bereitgestellt werden.
- Der Lastabwurf muss koordiniert werden, um die Stabilität und Integrität sowohl des Systems als auch des Netzes zu gewährleisten.
- Die Messanlagen am Anschlusspunkt müssen den Anforderungen des Metering Codes entsprechen.
- Bestätigung, dass Anlage, Geräte und Verfahren des Nutzers den Sicherheitsbestimmungen des Grid Codes entsprechen
- Technische Daten, die für die neue oder geänderte Anlage des Nutzers erwartet werden (z. B. Lastcharakteristika)
- Das gewünschte Verbindungs- und Inbetriebnahmedatum
- Einen vorgeschlagenen Zeitplan für die Inbetriebnahme einschließlich Inbetriebnahmetests für die endgültige Genehmigung durch TCN

Das Verfahren zum Erhalt einer Netzanschlussvereinbarung mit TCN wird durch den Grid Code festgelegt. Vor dem Netzanschluss werden die spezifischen Anforderungen zwischen den relevanten Parteien (SPV und TCN) erörtert. Vor Abschluss einer entsprechenden Vereinbarung muss die SPV mindestens drei Monate vor dem vorgeschlagenen Verbindungsdatum einen Antrag an TCN senden. Bei neuen Verbindungen benötigt TCN ca. 18 Monate, um die erforderlichen Übertragungsleitungen zur Erweiterung des Übertragungssystems zu realisieren, bei Umspannwerken ca. 24 Monate. Der Antrag auf Netzanschluss bei TCN muss u. a. Folgendes enthalten:

- Beschreibung der Stromerzeugungsanlage und der Geräte, die an das Netz angeschlossen werden sollen
- Bestätigung, dass Anlage und Geräte des Nutzers am Netzanschlusspunkt die gemäß Grid Code erforderlichen technischen Standards sowie ggf. darüber hinausgehende Anforderungen durch TCN erfüllen

Auf Grundlage dieser Informationen wird TCN Studien zur Systemauswirkung durchführen und im Detail bewerten. Abhängig von den Ergebnissen vereinbart TCN mit der SPV den Netzanschlusspunkt und die Spannungsebene. Wenn der Antrag nicht tragfähig ist, teilt TCN der SPV die Gründe mit und benachrichtigt die NERC über die Ablehnung des Antrags. TCN muss Einzelheiten zu den erforderlichen Änderungen angeben. Wenn der Antrag genehmigt wird, unterbreitet TCN der SPV ein Netzanschlussangebot. Die Netzanschlussvereinbarung muss mindestens folgende Aspekte umfassen:

- Einzelheiten über den Netzanschluss (z. B. erforderliche Geräte für den Anschluss)
- Beschreibung der erforderlichen Modifikationen, für die die SPV die Kosten tragen muss
- Voraussichtliche Gebühren für das Anschluss- und Inbetriebnahmedatum
- Voraussichtliche Anschlussgebühren

Die SPV hat dann mindestens 45 Tage ab Erhalt des Angebots Zeit, das Angebot anzunehmen. Danach erlischt es automatisch. Bei Annahme wird die Verbindungsvereinbarung für beide Parteien verbindlich.

## b) Anschluss an das Verteilnetz

Der Anschluss an ein Verteilernetz richtet sich nach Sektion 3 des Distribution Codes. Die SPV muss hierfür einen Netzanschlussantrag bei dem jeweils zuständigen DisCo stellen. Die Antragsformulare hängen von der jeweils erforderlichen Verbindungskapazität und den anzuschließenden Anlagen ab. Sie werden vom DisCo zur Verfügung gestellt (vgl. Annex 3.1 des Distribution Codes). Die SPV muss alle Maßnahmen treffen, die erforderlich sind, um die technischen Anforderungen am Netzanschlusspunkt zu erfüllen, um Netzstabilität zu gewährleisten und Schäden an der Anlage des Anschlussnutzers zu vermeiden. Sektion 4 des Distribution Codes beinhaltet dazu Anforderungen an

- Frequenzvariation
- Spannungspegel und -symmetrie

- Oberschwingungs- und Flickeranalyse
- Schutz des Verteilnetzesystems
- Schutz der Benutzeranlagen
- Erdungsanforderungen
- Kurzschlussleistung
- Anforderungen an Überwachungs- und Steuergeräte
- Anlagen- und Wartungsstandards
- Leistungsfaktoren
- Unterfrequenzschutz-Relais für automatischen Lastabwurf
- Anforderungen an Generatoren

Wie bei einem Anschlussantrag bei TCN wird der DisCo dann auf Antragsgrundlage Studien zur Systemauswirkung durchführen und bewerten. Abhängig von den Ergebnissen vereinbart der DisCo den Netzanschlusspunkt und die Spannungsebene mit der SPV. Wenn der Antrag nicht tragfähig ist, teilt der DisCo der SPV die Gründe mit und benachrichtigt die NERC über die Ablehnung des Antrags. Der DisCo muss Einzelheiten zu den erforderlichen Änderungen angeben. Wenn der Antrag genehmigt wird, unterbreitet der DisCo der SPV ein Verbindungsangebot.

Die Netzanschlussvereinbarung muss mindestens folgende Aspekte enthalten:

- Bestimmungen über die Einreichung von Informationen und Berichten
- Sicherheitsregeln
- Test- und Inbetriebnahmeprogramme
- Elektrische Diagramme
- Erklärung der Verbindungsbereitschaft
- Zulassungsbescheinigung für den Anschluss
- Gegebenenfalls andere zwischen den Parteien vereinbarte Anforderungen

Die SPV hat dann mindestens 30 Tage ab Erhalt des Angebots Zeit, das Angebot anzunehmen. Danach erlischt es automatisch. Bei Annahme wird die Netzanschlussvereinbarung für beide Parteien verbindlich.

## 5. Möglichkeiten für die Einspeisung überschüssigen Stroms (inkl. Wheeling Möglichkeiten) und Vergütungsregelungen

### a) Einspeisung des überschüssigen Stroms in das Netz

Ohne vorherige Genehmigung der NERC kann kein Strom ins Netz eingespeist werden.

Die Embedded Generation Licence und die On-Grid Generation Licence ermöglichen es dem Stromerzeuger, Strom ins Netz einzuspeisen.

Im Rahmen einer Off-Grid-Stromerzeugungslizenz und einer Captive Power Generation Permit kann kein Strom in das Netz eingespeist werden. Die Einspeisung des überschüssigen Stroms in das Netz kann nur mit einer neuen Genehmigung<sup>25</sup> durch die NERC und der Einhaltung der technischen Standards für die Stromversorgung des Netzes erfolgen (siehe Teil 2, B. I. 8.).

Der Stromerzeuger schließt ggf. mit NBET, einem der DisCos oder einem zugelassenen Kunden einen PPA ab, um den überschüssigen Strom zu verkaufen. Diese PPAs werden im Rahmen des Genehmigungs-/Lizenzverfahrens von der NERC überprüft und genehmigt.

#### PPA mit NBET

Die NBET hat das allgemeine Mandat, nur mit Stromerzeugern, die mehr als 10 MW Kapazität haben, PPAs abzuschließen. NBET schließt PPAs mit Stromerzeugern im Rahmen von Ausschreibungen ab, die den Anforderungen des nigerianischen Vergaberechts entsprechen.

#### PPA mit DisCo

Derzeit gibt es keine Verfahrensregelung für den Abschluss eines PPAs mit einem DisCo für die Lieferung überschüssigen Stroms. Dies erfolgt durch bilaterale kommerzielle Vereinbarungen.

#### PPA mit zugelassenen Kunden

Der überschüssige Strom einer RPP kann über Wheeling an einen zugelassenen Kunden (*Eligible Customer*) verkauft werden. Dies erfolgt gemäß der Verordnung über zugelassene Kunden (Eligible Customer Regulations 2017).

Zugelassene Kunden sind Endkunden, die Strom direkt von IPPs und Stromhändlern kaufen können. Der Inhaber einer Captive Power Generation Permit kann keinen Strom an zugelassene Kunden verkaufen.<sup>26</sup>

Die Zulassung erfolgt durch Registrierung bei der NERC. Vier Kategorien von Endkunden können sich als zugelassene Kunden bewerben:<sup>27</sup>

- Endkunde oder Gruppe von Endkunden, (i) die bei NERC registriert sind, (ii) deren Verbrauch mehr als 2 MWh im Laufe eines Monats beträgt, (iii) der/die direkt über einen 11-kV- oder 33-kV-Zählerübergabepunkt an ein Verteilnetz angeschlossen sind und (iv) einen

<sup>25</sup> Unter ein Megawatt für Captive Power Generation: schriftliche Zustimmung der NERC, ansonsten ist eine neue Stromerzeugungslizenz nötig (siehe Teil 2, B. I. 1.).

<sup>26</sup> Art. 10 NERC (2017): *Regulierung über zugelassene Kunden* (NERC Eligible Customer Regulations).

<sup>27</sup> NERC (2017): *Regulierung über zugelassene Kunden*.



- Vertrag mit dem DisCo für den Anschluss und die Stromlieferung abgeschlossen haben
- Endkunde oder Gruppe von Endkunden, (i) die bei NERC registriert und (ii) direkt über einen 132-kV- oder 330-kV-Zählerübergabepunkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind sowie (iii) einen Vertrag mit dem Übertragungsnetzbetreiber für den Anschluss und die Stromlieferung abgeschlossen haben
  - Endkunde oder Gruppe von Endkunden, (i) die bei NERC registriert sind, (ii) deren Verbrauch mehr als zwei MWh im Laufe eines Monats beträgt, (iii) die direkt über einen 33-kV-Zählerübergabepunkt an das Übertragungsnetz im Rahmen eines Netzanschlussvertrags für die Lieferung von Strom angeschlossen sind und (iv) mit einem DisCo einen Vertrag für den Bau, die Installation und den Betrieb des Verteilnetzes, das zum Anschluss des Kunden an den 33-kV-Übertragungspunkt verwendet wird, abgeschlossen haben
  - Endkunde oder Gruppe von Endkunden, (i) die bei NERC registriert sind, (ii) deren Verbrauch mehr als 2 MWh im Laufe eines Monats beträgt, (iii) die direkt über einen Übergabepunkt an die Stromerzeugungsanlage eines Stromerzeugungslizenzinhaber angeschlossen sind und (iv) mit dem relevanten DisCo einen Vertrag über den Bau, die Installation und den Betrieb des Verteilungssystems, das zum Anschluss des Kunden an die Erzeugungsanlage verwendet wird, abgeschlossen haben
- Zusätzlich muss ein Netzanschlussvertrag
- mit dem Übertragungsnetzbetreiber, wenn der überschüssige Strom in das Übertragungsnetz eingespeist wird,
  - mit dem DisCo, wenn der überschüssige Strom in seinem Verteilnetz eingespeist wird,
- abgeschlossen werden (siehe Teil 2, B. I. 4.).
- Im Folgenden sind die derzeit geltenden Tarife für die Nutzung des Übertragungsnetzes (Transmission Use of System charge – TUOS) und für die Nutzung der Verteilnetze aufgeführt.

**Tabelle 6: Tarife für die Nutzung des Übertragungsnetzes (Multi Year Tariff Order for TCN 2016–2024) in NGN/MWh**

|   | 2020            | 2021            | 2022            | 2023            | 2024            |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Übertragungsnetzanbieter (Transmission System Provider – TSP) | 3.921,57        | 3.873,98        | 3.657,35        | 3.520,48        | 3.384,57        |
| SO  | 181,75          | 172,38          | 168,41          | 167,80          | 167,00          |
| MO  | 10,76           | 10,23           | 10,01           | 10,00           | 9,97            |
| NERC-ISO-Gebühr   | 2,89            | 2,74            | 2,68            | 2,67            | 2,65            |
| Zusätzliche Dienstleistungen                                  | 73,19           | 79,82           | 86,97           | 94,70           | 103,12          |
| <b>Total TUOS Tarif</b>                                       | <b>4.190,16</b> | <b>4.139,14</b> | <b>3.925,42</b> | <b>3.795,64</b> | <b>3.667,32</b> |

Quelle: NERC, MYTO 2015 TCN Tariff Order, <https://nerc.gov.ng/index.php/component/remository/MYTO-2015/MYTO-2015-TCN-Tariff-Order/?Itemid=5918> (abgerufen am 19.02.2020)

Die derzeit geltenden Tarife für die Nutzung der Verteilnetze sind auf der NERC-Website<sup>28</sup> verfügbar und für jeden DisCo festgelegt.

#### b) Vergütungsregelungen für die Einspeisung überschüssigen Stroms in das Netz

Um eine feste FiT für 20 Jahre zu erhalten, muss der Stromerzeuger einen PPA mit den DisCos oder mit NBET abschließen.<sup>29</sup>

Das REFiT ist nur anwendbar für Solar-PV-Anlagen über einem Megawatt Peak und bis zu 5 MWp, die an das Übertragungsnetz oder die Verteilnetze angeschlossen sind.<sup>30</sup> Für Anlagen unterhalb dieser Grenze soll die Net-Metering-Regelung gelten. Diese Regelung existiert noch nicht. Für Anlagen oberhalb dieser Grenze soll der Preis im Rahmen von Ausschreibungen festgelegt werden. Das REFiT ist auch auf Hybridanlagen anwendbar, sofern die Kapazitätswerte bzgl. der Stromerzeugung aus EE eingehalten werden (z. B. 5 MWp bei Solar). Gemäß Sektion 6 (d) REFiT ist ein Antrag auf entsprechende Qualifizierung als Erzeuger von Strom aus EE zusammen mit einem Antrag auf Erteilung einer Stromerzeugungslizenz erforderlich.

Das REFiT ist nicht im Rahmen der Eigenversorgung und der Off-Grid-Stromerzeugung anwendbar. Es gibt für den Off-Grid Bereich (d. h. ohne Netzeinspeisung)

keine Stromtarifregelung. Im Rahmen der PPAs mit DisCos und mit zugelassenen Kunden wird der Preis zwischen den Parteien frei ausgehandelt. Die DisCos sind nicht dazu verpflichtet, den von Eigenerzeugern bevorzugten Netzanschluss und Stromabkauf zu gewährleisten, da die REFiT-Vorschriften nicht für netzunabhängige Projekte gelten.

Der Strompreis kann darüber hinaus jedoch gemäß der Eligible Customers Regulation, wie von der NERC genehmigt, folgende Gebühren umfassen:

- Gegebenenfalls Gebühren für die Nutzung des Übertragungsnetzes
- Gegebenenfalls Gebühren für die Nutzung des Verteilnetzes
- Regulierungsgebühren
- Zusätzliche Servicegebühren
- Marktverwaltungs- und Systembetriebsgebühren

### 6. Bedingungen für die Benutzung eines Dieselgenerators und/oder eines Speichers

Wenn die SPV beabsichtigt, einen Dieselgenerator für die Stromversorgung des O-T zu betreiben, gilt die-

selbe Regelung wie für die RPP. Es gibt keine gesetzlichen Vorschriften für die Einbeziehung von Speichergeäten in das PV-/Hybridsystem

### 7. Weitere Genehmigungen für den Bau und Betrieb einer PV-Anlage

Neben der Stromerzeugungslizenz sind noch weitere Genehmigungen einzuholen und Erklärungen abzugeben, die nachfolgend beschrieben werden.

#### a) Umweltrechtliche Genehmigungen für die Anlage

Für jedes Projekt, das voraussichtlich erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt haben kann, muss eine UVP durchgeführt werden. Es werden drei Kategorien unterschieden:

- Kategorie 1: Projekte, die eine vollständige UVP erfordern

- Kategorie 2: Projekte, die eine vereinfachte UVP erfordern, die hauptsächlich Maßnahmen zur Minderung der Umweltauswirkungen und einen Umweltplan umfasst
- Kategorie 3: Projekte mit positiven Auswirkungen auf die Umwelt. In diesem Fall wird die UVP vorab von der Behörde erstellt.

<sup>28</sup> NERC (2020): *MYTO 2015 Distribution Tariffs (2015–2024)*, [https://nerc.gov.ng/index.php/component/repository/MYTO-2015/NERC-MYTO-2015-Distribution-Tariffs-\(2015--2024\)/?Itemid=591](https://nerc.gov.ng/index.php/component/repository/MYTO-2015/NERC-MYTO-2015-Distribution-Tariffs-(2015--2024)/?Itemid=591) (abgerufen am 19.02.2020).

<sup>29</sup> Sek. 5 (f) und 6 (d) REFIT.

<sup>30</sup> Sek. 6 (b), ebd.



Der UVP-Bericht wird der nationalen Behörde zur Durchsetzung von Umweltstandards und -vorschriften (National Environmental Standards and Regulations Enforcement Agency – NESREA) zur Genehmigung vorgelegt.

Die Umweltverordnung<sup>31</sup> im Stromsektor schreibt vor, dass jedes Stromerzeugungsunternehmen bestimmte Anforderungen zum Schutz der Umwelt erfüllen muss. Dies umfasst insbesondere:

- Einreichung einer Umweltverträglichkeitserklärung für neue Projekte oder Änderung des ursprünglichen Zustands eines Projekts einschließlich der Erweiterung bestehender Projekte vor Aufnahme der Tätigkeit
- Vorlage eines Umweltauditberichts für bestehende Anlagen alle drei Jahre
- Vorlage eines Umweltmanagementplans für bestehende Anlagen alle drei Jahre

- Einholung der notwendigen Genehmigungen: Genehmigung für die Luftqualität, Genehmigung für Abfälle und toxische Stoffe, Genehmigung für die Stromerzeugung, Genehmigung für den Bau von Energieanlagen, Genehmigung für Lärm etc.

Das UVP-Verfahren dauert drei bis zwölf Monate.

Gemäß Absatz 13 des Anhangs zum UVP-Gesetz<sup>32</sup> erfordert lediglich der „Bau eines Kraftwerks, das fossile Brennstoffe nutzt und eine Leistung von mehr als 10 MW hat“ eine obligatorische UVP. Ungeachtet der Tatsache, dass diese Bestimmung den Bau einer PV-/Hybrid-Anlage ohnehin nicht vorsieht, bestätigte NESREA, dass für den Bau eines Kraftwerkes von bis zu 10 MW keine UVP erforderlich ist.

Folgende Genehmigungen sind in der Regel von NESREA für den Bau einer PV- oder Hybridanlage von bis zu 5 MW erforderlich:<sup>33</sup>

**Tabelle 7: Genehmigungen für die Luftqualität (Air Quality Permit) sowie für Abfall und toxische Stoffe (Waste and Toxic Substances Permit)**

| Genehmigungen für die Luftqualität sowie für Abfall und toxische Stoffe |  |
|---|--|
| Antragssteller  | SPV oder O-T   |
| Zuständige Behörde  | NESREA   |
| Anforderungen   | <p>Ausgefülltes Antragsformular mit den folgenden Anhängen in zwei Ausdrucken und eine Kopie in Dateiform:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Monatlicher Überwachungsbericht für die letzten drei Monate (falls zutreffend)</li> <li>• Zahlungsbeleg für die Bearbeitungsgebühren von 20.000 NGN</li> <li>• Gründungsurkunde</li> <li>• Steuererklärungen der letzten drei Jahre</li> <li>• Bericht über die UVP und Nachweis der Umweltverträglichkeitserklärung (falls zutreffend)</li> <li>• Umweltmanagementplan</li> </ul> |
| Kosten  | 20.000 NGN   |
| Dauer   | Circa 30 Tage, die Genehmigung muss jährlich erneuert werden   |

Quelle: Eigene Darstellung BBH (2019), nach Aussagen der NESREA

<sup>31</sup> Nationale Umweltverordnung (2014) (Environmental (Energy Sector) Regulations).

<sup>32</sup> UVP-Gesetz (EIA Act).

<sup>33</sup> Die Studie umfasst alle von NESREA aufgelisteten Genehmigungen für eine 5-MW-PV-/Hybrid-Anlage. Es scheint jedoch, dass NESREA nicht nach Technologien unterscheidet und dass einige Genehmigungen nicht an Technologien wie PV-Anlagen angepasst sind.

**Tabelle 8: Eco-Guard Zertifizierung (Eco-Guard Certification)**

| <b>Eco-Guard Zertifizierung: Zertifizierung für die Vorbau- und Bauphase, um einen umweltfreundlichen Betrieb der Einrichtungen zu ermöglichen</b> |  |
|--|--|
| Antragssteller   | SPV oder O-T   |
| Zuständige Behörde   | NESREA   |
| Anforderungen  | <p>Ausgefülltes Antragsformular mit den folgenden Anhängen in zwei Ausdrucken und eine Kopie in Dateiform:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zahlungsbeleg für die Bearbeitungsgebühren von 40.000 NGN</li> <li>• Gründungsurkunde</li> <li>• Steuererklärungen der letzten drei Jahre</li> <li>• Bericht über die UVP und Nachweis der Umweltverträglichkeitserklärung (falls zutreffend)</li> <li>• Umweltmanagementplan</li> </ul> |
| Kosten   | 40.000 NGN   |
| Dauer  | Circa 30 Tage, die Genehmigung muss jährlich erneuert werden   |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019), nach Angaben der NESREA

**Tabelle 9: Genehmigung für gebrauchte elektrische und elektronische Geräte (UEEE Permit) (Used Electrical and Electronic Equipment – UEEE)**

| <b>Genehmigung für gebrauchte elektrische und elektronische Geräte</b> |  |
|--|--|
| Antragssteller   | SPV oder O-T   |
| Zuständige Behörde   | NESREA   |
| Anforderungen  | <p>Ausgefülltes Antragsformular mit den folgenden Anhängen in zwei Ausdrucken und eine Kopie in Dateiform:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Monatlicher Überwachungsbericht für die letzten drei Monate (falls zutreffend)</li> <li>• Zahlungsbeleg für die Bearbeitungsgebühren von 15.000 NGN</li> <li>• Gründungsurkunde</li> <li>• Steuererklärungen der letzten drei Jahre</li> <li>• Bericht über die UVP und Nachweis der Umweltverträglichkeitserklärung (falls zutreffend)</li> <li>• Umweltmanagementplan</li> </ul> |
| Kosten   | 15.000 NGN   |
| Dauer  | Circa 30 Tage, die Genehmigung muss jährlich erneuert werden   |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019), nach Angaben der NESREA

**Tabelle 10: Umwelteinfuhrfreigabe (Environmental Import Clearance)**

| Umwelteinuhrfreigabe |  |
|----------------------|--|
| Antragssteller       | SPV oder O-T   |
| Zuständige Behörde   | NESREA   |
| Anforderungen        | <p>Ausgefülltes Antragsformular mit den folgenden Anhängen in zwei Ausdrucken und eine Kopie in Dateiform:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Monatlicher Überwachungsbericht für die letzten drei Monate (falls zutreffend)</li> <li>• Zahlungsbeleg für die Bearbeitungsgebühren von 15.000 NGN</li> <li>• Gründungsurkunde</li> <li>• Steuererklärungen der letzten drei Jahre</li> <li>• Bericht über die UVP und Nachweis der Umweltverträglichkeitserklärung (falls zutreffend)</li> <li>• Umweltmanagementplan</li> </ul> |
| Kosten               | 15.000 NGN   |
| Dauer                | Circa 30 Tage, die Genehmigung muss jährlich erneuert werden.  |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019), nach Angaben der NESREA

Je nach Gesetzgebung des jeweiligen Bundesstaates können zusätzliche umweltrechtliche Genehmigungen erforderlich sein.

### b) Baugenehmigung für die Anlage

Nach Gesetzgebung des Bundesstaates kann eine Baugenehmigung erforderlich sein. So ist z. B. im Bundesstaat Lagos die Genehmigung der Lagos State Physical Planning Permit Authority für jedes Bauprojekt im Bundesstaat erforderlich.<sup>34</sup> Die Baugenehmigung ist keine Voraussetzung für die Erteilung einer Lizenz von NERC.

Zusätzlich muss die Verordnung der NERC zu Zugangsrechten und dem Erwerb von Land für Stromprojekte (NERC Acquisition of Land and Access Rights for electricity projects regulation 2012) berücksichtigt werden. Sie gibt den regulatorischen Rahmen

für den Erwerb von Land- und Zugangsrechten für Stromprojekte (einschließlich Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Strom) in Nigeria vor. Soweit die SPV als Inhaber einer von NERC erteilten Erzeugungslizenz für ihre RPP Landzugangsrechte benötigt, gilt die Verordnung.

Ungeachtet dessen muss der Lizenznehmer die einschlägigen Bundes- und Landesgesetze einhalten, wenn er Bautätigkeiten im Zusammenhang mit der Stromerzeugung ausführt.

### c) Inspektion, Prüfung und Zertifizierung der Anlage durch die Nigerianische Electricity Management Services Agency

Die nigerianische Agentur für Elektrizitätsmanagementsdienste (Electricity Management Services Agency

– NEMSA) muss die Einhaltung technischer Normen und Sicherheitsanforderungen für den Bau, den Betrieb

<sup>34</sup> Art. 27 Abs. 1 Lagos State Urban and Regional Planning and Development Law (2010).

und die Wartung der Anlage regelmäßig prüfen und die Anlage ggf. zertifizieren. Eine umfassende Liste der

Gebühren für Inspektionen und Zertifizierungen befindet sich auf der Website der NEMSA.<sup>35</sup>

#### d) COREN-Registrierung

Die Regulierung über die Bauindustrie (Regulation on the Construction Industry) des nigerianischen Regulierungsrats des Ingenieurwesens in Nigeria (Council for the Regulation of Engineering in Nigeria – COREN) findet u. a. Anwendung für die Anlagenkonstruktion.

Gemäß dieser Regelung müssen alle Unternehmen, die Ingenieure beschäftigen, zur Umsetzung der Regulierung zum Inlandsanteil von COREN lizenziert werden (siehe Teil 2, B. I. 11.).

#### e) Registrierung der Gebäude

Alle Gebäude, in denen sich zehn oder mehr Personen mit gewerblichen Tätigkeiten zur Stromerzeugung und -lieferung beschäftigen, müssen beim Director of Fac-

tories registriert werden. Nach Überprüfung der Arbeitsschutzvorschriften stellt der Director of Factories eine Bescheinigung für die Gebäude aus.<sup>36</sup>

### 8. Qualitätsstandards

Die Standardisierungsbehörde (Standards Organization of Nigeria – SON) ist das zentrale Gremium für die Standardisierung von Gütern in Nigeria. Ihr Ziel ist die Gewährleistung der Einhaltung der nigerianischen Industriestandards (Nigerian Industrial Standards – NIS) durch alle in Nigeria hergestellten bzw. importierten Güter, bevor sie eingesetzt werden bzw. in den Markt eingeführt oder exportiert werden.

Die Qualitätsstandards für Anlagenhardware (Solarmodule, Wechselrichter, Kabel etc.) und für Bau/Montage der Anlage werden von der für Elektrik/Elektronik zuständigen Direktion der SON festgelegt, die u. a. auch für EE zuständig ist. Der Zugang zu den von SON vorgeschriebenen Standards ist kostenpflichtig.

Produkte, die nach Nigeria importiert werden sollen, müssen den Anforderungen des Konformitätsbewertungsprogramms der SON (Standards Organization of Nigeria Conformity Assessment Programme – SON-CAP) entsprechen. Bei diesem Überprüfungsprozess werden die jeweiligen Güter vor dem Versand überprüft. Das obligatorische Konformitätsbewertungsprogramm (Mandatory Conformity Assessment Programme – MANCAP) ist der entsprechende Überprüfungsprozess für in Nigeria hergestellte Güter.

Die Verordnung über die Qualitätsstandards für Stromversorgung und Montage (Nigerian Electricity Supply and Installation Standards Regulations 2015 – NESIS Regulation) sieht auch vor, dass Normen in Bezug auf Technik, Entwurf, Montage, Inbetriebnahme und Wartung von Stromversorgungssystemen eingehalten werden. Die NESIS Regulation enthält hierzu die Qualitätsstandards für Materialien, Geräte und Verfahren in Bezug auf die ESPRA, IEC-Normen und die technischen NERC-Codes.

### 9. Steuer und Zollanreiz für den Bau einer PV-Anlage

Seit 2015 bietet die nigerianische Regierung Steuer und Zollanreize für den Bau einer PV-Anlage. Die folgenden Zolltarife sind anzuwenden:

- Solarzellen/-panels: 0 Prozent

- Batterien: 20 Prozent Einfuhrzoll und 5 Prozent Mehrwertsteuer
- Wechselrichter: 5 Prozent Einfuhrzoll und 0 Prozent Mehrwertsteuer

<sup>35</sup> NEMSA (2020): *Liste der Gebühren für Inspektionen und Zertifizierungen*, <https://www.nemsa.gov.ng/site/chargeable-fees-for-nemsa-services/> (abgerufen am 19.02.2020).

<sup>36</sup> Sek. 3 Factories Act Cap F1 LFN (2004).

## 10. Lizenz/Bedingungen für die Installation und Wartung einer Stromerzeugungsanlage

Jede Person, die mit der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, dem Systembetrieb und dem Handel von Strom oder mit irgendeinem sonstigen Aspekt der Stromversorgungswertschöpfungskette befasst ist, einschließlich, aber nicht beschränkt auf die Planung, die Installation, die Inbetriebnahme, die Stilllegung und die Wartung von Elektrizitätssystemen, muss EPSRA-Bestimmungen einhalten.

Das EPSRA sieht vor, dass die Stromerzeugungslizenz das Recht verleiht, eine Anlage zu bauen, zu betreiben und zu warten.<sup>37</sup>

Das Gesetz sieht keine Lizenz für das Entwerfen, die Installation oder die Wartung von Stromerzeugungsanlagen vor.

Wenn die SPV nicht Betreiberin der Anlage wird, sondern nur Bau, Montage und Wartung übernehmen möchte, muss sie die Anforderungen für Bau, Montage und Wartung einer Anlage sowie die Qualitätsstandards der NESIS Regulation erfüllen.

Die SPV muss außerdem eine COREN-Lizenz beantragen (siehe Teil 2, B. I. 7. d.).

## 11. Regulierung zum Inlandsanteil im Stromsektor in Nigeria

Die Verordnung zur Entwicklung des Inlandsanteils im Stromsektor von 2014 (Regulations on National Content Development for the Power Sector 2014) wird seit Januar 2019 umgesetzt.

Alle Lizenznehmer des Stromsektors unterliegen diesen Vorschriften und sollen bei ihren Tätigkeiten die Entwicklung des Inlandsanteils fördern.

Alle Lizenznehmer des Stromsektors müssen bei der NERC folgende Pläne bzw. Berichte einreichen:

- Plan zum Aufbau des Inlandsanteils (Personal, Waren, Dienstleistungen) in deren Unternehmen
- Jährlich einen Bericht zum Inlandsanteil bei ihren Projekten und Tätigkeiten
- Jährlich einen Trainingsplan zur Ausbildung der nigerianischen Mitarbeiter\*innen
- Gegebenenfalls einen Plan zur Akquisition der Technologien<sup>38</sup>

Es gibt keine Beschränkungen für ausländische Investitionen und ausländische Gesellschafter\*innen in der Verordnung. Die SPV kann dementsprechend zu

100 Prozent im Besitz ausländischer Gesellschafter\*innen sein.

Es gibt Verpflichtungen im Hinblick auf das Personal, die Dienstleistungen und die Waren.

Für die Beschäftigung von Ausländer\*innen muss der Lizenznehmer z. B. nachweisen, dass nach sorgfältiger Suche kein ausreichend qualifiziertes nigerianisches Personal für eine Stelle gefunden wurde. Es dürfen auch nicht mehr als 5 Prozent der Führungspositionen an Ausländer\*innen verteilt werden.

Ingenieurdienstleistungen können nur von registrierten nigerianischen Ingenieurbüros erbracht werden, es sei denn, das ausländische Ingenieurbüro arbeitet mit einem lizenzierten nigerianischen Ingenieurbüro zusammen.

Alle Lizenznehmer des Stromsektors müssen bei der Auftragsvergabe vorrangig die in Nigeria hergestellten Waren und die von nigerianischen Firmen erbrachten Dienstleistungen berücksichtigen. Im Folgenden wird der Mindestanteil für Dienstleistungen und Waren dargestellt, die bei der Wahl eines EPC-Contractors zu berücksichtigen sind.

---

<sup>37</sup> Sek. 64 EPSRA.

<sup>38</sup> Teil 2 der Verordnung zur Entwicklung des Inlandsanteils im Stromsektor (2014) (Regulations on National Content Development for the Power Sector).

Tabelle 11: Inlandsanteil für die Anlagenhardware

| Nummer und Beschreibung                           | Nigerianischer Mindestanteil in % |           |                 |
|---|-----------------------------------|-----------|-----------------|
|   | 2019                              | 2020–2023 | 2024 und danach |
| 1.0 Stromerzeugung                                |                                   |           |                 |
| 1.0.0 Elektrisch/Mechanisch                       |                                   |           |                 |
| 1.0.1 Turbinen                                    | –                                 | –         | –               |
| 1.0.2 Instrumententafeln                          | 10                                | 15        | 30              |
| 1.0.3 Kessel und Rohre                            | 20                                | 30        | 50              |
| 1.0.4 Anlagenbilanz                               | 25                                | 50        | 75              |
| 1.0.5 Pumpen                                      | 10                                | 10        | 25              |
| 1.0.6 Motoren                                     | –                                 | 10        | 25              |
| 1.0.7 Wärmeaustauscher                            | –                                 | 30        | 50              |
| 1.0.8 Lager                                       | –                                 | –         | 25              |
| 1.0.9 Mess- und Steuerungssysteme                 | 0                                 | 10        | 30              |
| 1.0.10 Transformatoren (Leistung und Instrumente) | 0                                 | 20        | 20              |
| 1.0.11 Schutzeinrichtungen                        | 0                                 | 10        | 20              |
| 1.0.12 Erdungsgeräte/Materialien                  | 10                                | 30        | 50              |
| 1.0.13 Kabel: Leistung und Steuerung              | 20                                | 30        | 50              |
| 1.0.14 Wasseraufbereitungsanlagen                 | 30                                | 50        | 75              |
| 1.0.15 Wasserstofferzeugungsanlagen               | 10                                | 25        | 50              |
| 1.0.16 Schnittstellenenergiemessgeräte            | 10                                | 20        | 30              |
| 1.0.17 Schrauben und Muttern                      | 10                                | 30        | 50              |

Quelle: Anhang der Verordnung zur Entwicklung des Inlandsanteils im Stromsektor von 2014 (Schedule to the Regulations on National Content Development for the Power Sector 2014)

Für den Bau und die Installation eines Kraftwerks sieht die Verordnung einen hundertprozentigen nigerianischen Anteil vor. Die Anforderungen für die Automa-

tisierung, z. B. Installation, Servicearbeiten und Systemintegration (mit Ausnahme von Materialien), sind jedoch unterschiedlich. Sie werden im Folgenden dargestellt.

Tabelle 12: Inlandsanteil für den Bau und die Installation einer Anlage

| Nummer und Beschreibung                              | Nigerianischer Mindestanteil in % |           |                 |
|--|-----------------------------------|-----------|-----------------|
|  | 2019                              | 2020–2023 | 2024 und danach |
| 1.0 Stromerzeugung                                   |                                   |           |                 |
| 1.2.0 Bauarbeiten                                    | –                                 | –         | –               |
| 1.2.1 Stationsautomatisierung                        | –                                 | –         | –               |
| 1.2.2 Kommunikationsinfrastruktur                    | 20                                | 50        | 75              |
| 1.2.3 Kontrollzentren                                | 20                                | 50        | 75              |
| 1.2.4 Leistung und Diagnosen                         | 20                                | 50        | 75              |
| 1.2.5 Intelligente elektronische Geräte und Sensoren | 20                                | 50        | 75              |
| 1.2.6 Automatische Fehlersuche und -diagnose         | 20                                | 50        | 75              |

Quelle: Anhang der Verordnung zur Entwicklung des Inlandsanteils im Stromsektor von 2014 (Schedule to the Regulations on National Content Development for the Power Sector 2014)

Falls in Nigeria keine ausreichenden Kapazitäten für die Ausführung der Aufträge vorhanden sind, kann NERC ungeachtet der Bestimmungen der Verordnung eine Ausnahmegenehmigung erteilen. Diese Ausnahmegenehmigung kann höchstens für drei Jahre erteilt

werden. Danach muss der Lizenznehmer den Verpflichtungen nachkommen oder eine neue Ausnahmegenehmigung beantragen.

## II. Möglichkeit des Abschlusses eines PPA hinsichtlich der Unternehmensgröße des O-T

Im Rahmen der Off-Grid Generation Licence kann die SPV mit dem O-T ein PPA zur direkten Stromlieferung schließen. Der Strompreis wird zwischen den Parteien frei verhandelt. Das PPA wird im Rahmen des Lizenzerteilungsverfahrens von der NERC überprüft und genehmigt.

Wenn die Anlage nur eine Leistung von bis zu einem Megawatt hat, kann die SPV auch ohne vorherige Genehmigung oder Lizenzerteilung durch die NERC einen PPA mit dem O-T zur Direktstromlieferung schließen. Wenn die SPV mit ihrer Anlage von bis zu einem Megawatt Strom an mehr als einen O-T liefern will, muss die Mini-Grid-Regelung beachtet werden.

## III. Alternative Geschäftsansätze

PPAs bleiben das meistverbreitete Geschäftsmodell. Allerdings ist festzustellen, dass Mietlösungen entstanden sind. Diese Alternativen können aufgrund unterschiedlicher Aspekte im Einzelfall bevorzugt werden.

Einige Stromverbraucher ziehen es vor, ihre Stromerzeugungskosten als Investitionsausgaben zu fassen, da sie so bestimmte steuerrechtliche Vorteile geltend machen können. Mietlösungen bieten ihnen die Möglichkeit, die RPP zum Vermögenswert des Unternehmens



hinzu­fü­gen. Je nach Li­qui­di­tät bie­tet es sich dann an, einen Leasing- oder einen Mietvertrag abzuschließen. Im Mietmodell besteht dann auch eine gewisse Rege­lungs­flexi­bi­li­tät hin­sich­tlich der Frage, wer für die Er­lan­gung der erfor­der­li­chen be­hör­dli­chen Ge­neh­mi­gun­gen ver­ant­wort­lich ist. Da die An­lage aus­schlie­ß­lich von einem O-T ge­nutzt wird, muss sich die SPV nicht zwangsläufig damit be­schäf­ti­gen, wie mit Strom­über­schüs­sen um­ge­gan­gen wer­den muss.

Im Rah­men der Mietmodelle ver­mie­tet die SPV die RPP an den O-T, da­mit er Strom für den ei­ge­nen Ver­brauch er­zeu­gen kann. Für eine RPP mit einer Lei­stung über einem Megawatt muss der O-T eine Captive Power Generation Permit beantragen.

Diese Verträge sind nicht typischerweise auf Anlagen zur Energieproduktion zugeschnitten. Es sind daher äußerst unterschiedliche vertragliche Regelungen denkbar. Die Grundelemente dieser Verträge werden nachfolgend dargestellt.

Gesetzliche Regelungen ergeben sich hierfür aus dem Anlage-Leasing-Gesetz (Equipment Leasing Act 2015).

Das Gesetz definiert Leasing als schriftliche Vereinbarung zwischen dem Leasinggeber und -nehmer für die Nutzung durch den Leasingnehmer unter Berücksichtigung der Zahlung einer vereinbarten Miete über einen bestimmten Zeitraum, in dem der Leasinggeber das vollständige Eigentum behält.

Um Anlage-Leasing-Tätigkeiten auszuüben, muss das Unternehmen, ggf. die SPV, als Gesellschaft mit beschränkter Haftung gegründet werden. Die Anlage-Leasing-Tätigkeit muss in der Satzung als Gesellschaftszweck eingetragen werden.

Nach Sektion 13 des Anlage-Leasing-Gesetzes sind Anlage-Leasing-Vereinbarungen unabhängig vom Wert der Anlage spätestens 14 Tage nach Beginn des Leasingvertrages bei der Anlagen-Leasing-Registrierungsstelle zu registrieren. Mit der Registrierung ist der Leasinggeber der rechtmäßige Eigentümer des Leasingvertrages. Das implizite rechtliche Eigentum bzw. seine Abtretung aus dem Vertrag hat jederzeit Vorrang vor allen Ansprüchen des Leasingnehmers, dessen Gläubigern oder anderen Dritten.

Gemäß Sektion 19 des Anlage-Leasing-Gesetzes kann die bloße Befestigung einer geleasteten Anlage mit einem Grundstück keinen Eigentumsübergang darstellen. Bestimmungen eines Leasingvertrages, die mit diesen Regelungen unvereinbar sind, sind unwirksam.

Die Nichteintragung führt dazu, dass der Vertrag für ungültig erklärt wird und gegen einen Dritten nicht durchsetzbar ist.

Die wichtigsten Bedingungen, die eine Leasingvereinbarung für Anlagen enthalten sollte, sind folgende:

- Ausreichende Beschreibung der Anlage, auf die sich der Leasingvertrag bezieht, damit die Anlage auch für Dritte identifizierbar ist
- Gesamte vom Leasingnehmer an den Leasinggeber zu zahlenden Leasingraten, deren Betrag und Fälligkeit, sowie eine Klausel, in der der Leasingnehmer anerkennt, bestätigt und erklärt, dass er während der festgelegten Laufzeit des Leasings kein Eigentumsrecht, keinen Eigentumstitel und kein Besitzrecht an der Anlage außer als Leasingnehmer hat
- Die Verpflichtung des Leasingnehmers, bei Beendigung des Leasings die Anlage in einwandfreiem Zustand an den Leasinggeber zu liefern oder herauszugeben – es sei denn, es wird eine Verlängerung gewährt oder der Leasinggeber verpflichtet sich, die Anlage an den Leasingnehmer zu verkaufen

Nach Sektion 3 des Anlage-Leasing-Gesetzes gibt es drei Arten von Leasingverträgen:

- Finance Lease: Leasing, bei dem die Zahlung der Raten über einen obligatorischen Zeitraum erfolgt, der insgesamt ausreicht, um die Investitionskosten (Capital Expenditures – Capex) des Leasinggebers zu amortisieren.
- Operate Lease: Leasing, bei dem die Mietzahlung über einen obligatorischen Zeitraum erfolgt. Im Unterschied zum Finanzierungsleasing wird die Anlage dabei aber nicht vollständig amortisiert und der Leasinggeber ist nicht auf seinen Gewinn aus den Mieten in dem kündbaren Zeitraum angewiesen.
- Varianten des Finance Lease und Operate Lease (Syndicated Lease, z. B. als Konsortialkredite, Sale-and-lease-Back, Cross-Border-Lease, Leverage Lease und andere Leasingmodelle, die vom Finanzminister genehmigt wurden).

### Finance Lease

Ein Finance-Lease-Vertrag ist ein Mietvertrag mit einer Mindestmietdauer, die ausreicht, um die Kapitalkosten des Vermieters zu amortisieren.<sup>39</sup> Dies hat für die SPV folgende Vorteile:

---

<sup>39</sup> Sek. 44 Equipment Leasing Act.



- Als rechtmäßige inEigentümer der Anlage kann sie die Anlage zurücknehmen, wenn der O-T in Zahlungsverzug gerät.
- Die gezahlte Miete kann zur Amortisierung des Kapitaleinsatzes der SPV verwendet werden.
- Die daraus erwirtschafteten Zinsen stellen eine Rendite dar und sind nicht mehrwertsteuerpflichtig.
- Die Eigentumsrisiken werden auf den O-T übertragen, der zusätzlich zum Mietzins die Kosten für Versicherung, Wartung etc. zu tragen hat.

Gegen Finance Lease spricht aus Sicht der SPV Folgendes:

- Der O-T hat die Möglichkeit, die Anlage zu einem Preis zu erwerben, der bei Optionsausübung regelmäßig unter dem Marktwert liegt.
- Die SPV ist während der Vertragslaufzeit nicht berechtigt, steuerliche Abschreibungen für die geleasteten Vermögenswerte zu verlangen, da dies nur dem O-T zusteht.
- Die Quellensteuer wird auf den vom O-T geschuldeten Zinsanteil der gesamten Leasingrate i. H. v. 10 Prozent berechnet.
- Wenn das Finance Lease das Hauptgeschäft der SPV darstellt, muss sie eine Lizenz für Finanzierungsgesellschaft erwerben und diesbezüglich andere aufsichtsrechtliche Anforderungen erfüllen.

Insbesondere aufgrund der Gefahr, als Finanzierungsgesellschaft klassifiziert zu werden, ist das Finance Lease nur im begrenzten Umfang empfehlenswert.

### Operate Lease

Ein Operate Lease unterscheidet sich vom Finance Lease im Wesentlichen darin, dass die Anlage während der Vertragsdauer nicht erworben werden kann.

Vorteile für die SPV sind bei diesem Geschäftsmodell:

- Der Vermögenswert verbleibt während der Vertragslaufzeit im Eigentum der SPV.
- Die SPV muss keine Finance Company Licence beantragen.

Nachteilhaft ist spiegelbildlich:

- Die Mieteinnahmen sind i. d. R. umsatzsteuerpflichtig.
- Die auf die Gesamtmiete berechnete Quellensteuer i. H. v. 10 Prozent muss von den vom O-T geschuldeten Beträgen abgezogen werden.
- Risiken aus dem Eigentum bleiben bei der SPV.
- Die Mietdauer ist kürzer als die wirtschaftliche Lebensdauer der Anlage.
- Der O-T hat das Recht, den Vertrag ohne wesentliche Vertragsstrafe kurzfristig zu kündigen.

Tabelle 13: Alternative Geschäftsmodelle

|  | Finance Lease  | Operate Lease   |
|--|--|---|
| <b>Definition</b>                          | Leasing, bei dem die Zahlung der Raten über einen obligatorischen Zeitraum erfolgt, der ausreicht, um die Capex des Vermieters zu amortisieren.  | Leasing, bei dem die Mietzahlung über einen obligatorischen Zeitraum erfolgt. Im Unterschied zum Finanzierungsleasing wird die Anlage dabei aber nicht vollständig amortisiert, und der Leasinggeber ist nicht auf seinen Gewinn aus den Mieten in dem kündbaren Zeitraum angewiesen. |
| <b>Bedingung in Bezug auf die Parteien</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gesellschaft mit beschränkter Haftung</li> <li>• Gesellschaftszweck in der Satzung: Anlage-Leasing-Tätigkeit</li> <li>• Finanzierungsgesellschaftslizenz</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gesellschaft mit beschränkter Haftung</li> <li>• Gesellschaftszweck in der Satzung: Anlage-Leasing-Tätigkeit</li> </ul>  |

|   | Finance Lease   | Operate Lease  |
|---|---|--|
| <b>Laufzeit</b>                                 | Mindestmietdauer, die ausreicht, um die Kapitalkosten des Vermieters zu amortisieren. <sup>40</sup>   | Laufzeit muss kürzer als die wirtschaftliche Lebensdauer der Anlage sein.  |
| <b>Zahlungen</b>                                | Von den Parteien frei vereinbart. Insgesamt müssen aber die Capex des Vermieters amortisiert werden.  | Von den Parteien frei vereinbart. Insgesamt niedriger als der Wert der Anlage.   |
| <b>Eigentum der Anlage</b>                      | SPV<br>Kaufoption für den O-T wird von den Parteien frei vereinbart. O-T hat generell die Möglichkeit, die Anlage zu einem Preis zu erwerben, der unter dem Marktwert liegt.  | SPV<br>Gesetzlich ist keine Kaufoption für den O-T während der Laufzeit des Vertrags vorgesehen. Die Parteien können den Verkauf der Anlage am Ende der Mietzeit vorsehen, müssen aber insbesondere bei der Vertragsdauer und der Preisgestaltung darauf achten, dass der Vertrag nicht als Finance Lease qualifiziert wird. |
| <b>Wartungspflicht</b>                          | O-T   | O-T  |
| <b>Durchsetzbarkeit gegenüber Dritten</b>       | Die Eintragung des Lease bei der Anlagen-Leasing-Registrierungsstelle ist erforderlich. Die Nichteintragung führt dazu, dass der Vertrag für ungültig erklärt wird und gegen einen Dritten nicht durchsetzbar ist.<br>Gemäß Sektion 19 des Anlage-Leasing-Gesetzes kann die bloße Befestigung einer geleasten Anlage mit einem Grundstück keinen Eigentumsübergang darstellen. Mit diesen Regelungen unvereinbare Bestimmungen eines Leasingvertrages sind unwirksam. |  |
| <b>Beendigung des Vertrags/Kündigungsrechte</b> | Gesetzliches Kündigungsrecht, wenn der Leasingnehmer nach Zustellung der Verzugs-mahnung den Mangel nicht binnen 14 Tagen behebt. <sup>41</sup>   |  |
| <b>Bilanzierung bei dem O-T</b>                 | Der Leasingnehmer (O-T) muss die Anlage bilanzieren (siehe neuer IFRS-Standard, Teil 2, C. V. 3., Rechnungslegungs- und Prüfungsvorschriften)   |  |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019), nach dem Anlage-Leasing-Gesetz (2015)(Equipment Leasing Act)

<sup>40</sup> Sek. 44 Equipment Leasing Act.

<sup>41</sup> Sek. 37 und 38 Equipment Leasing Act.

## IV. Sicherheiten und Garantien

Die NERC Acquisition of Land and Access Rights for Electricity Projects Regulations 2012 regelt die Zugangsrechte und den Erwerb von Land für Stromprojekte. Diese Vorschriften müssen im Rahmen des PPA oder der Leasingvereinbarung berücksichtigt werden.

Übliche Garantien in PPA und Leasingverträgen sind:

- Zusicherungen bzgl. der Rechtsfähigkeit und Befugnis zum Abschluss der Vereinbarungen
- Zahlungsgarantie: eine unwiderrufliche und bedingungslose Garantie für die vollständige Zahlung und Erfüllung aller Verpflichtungen

## V. Reality-Check und Empfehlung

Sowohl PPA- als auch Leasingmodelle sind in Nigeria gängige Praxis. Die Entscheidung für eines der beiden Modelle ist rein wirtschaftlich.

Aus regulatorischer Sicht sind bei Anlagen über einem Megawatt für beide Geschäftsmodelle Genehmigungen der NERC erforderlich (siehe folgende Abbildung).

Regulatorisch ist der Genehmigungsprozess für die Stromerzeugungslizenz zeitlich klar umrissen. Dennoch sieht die Praxis leider anders aus. Es gibt Projektbeispiele, bei denen sich der Prozess über mehrere Jahre hingezogen hat. Mitunter zwingt dieser Umstand die Antragsteller, die PV-Anlage bzw. die PV-Hybridsysteme schon vor Lizenzerteilung zu bauen – in der Hoffnung, die Lizenz später zu erhalten.

Diese Unsicherheit kann damit umgangen werden, dass man bei der Anlagengröße unter einem Megawatt bleibt. Allerdings gibt es bei der Bewertung der Anlagengröße Grauzonen, die beachtet werden müssen. Es ist z. B. nicht festgelegt, aufgrund welcher technischen Parameter die Systemgröße einer PV-Anlage berechnet wird: Wp-Gesamtleistung der Module oder Ausgangsleistung der Wechselrichter.

Handelt es sich um ein PV-Hybridsystem, so ist auch in diesem Fall nicht klar, ob zur Berechnung der Anlagengröße nur die PV-Anlage oder auch z. B. die verbundenen Dieselgeneratoren betrachtet werden müssen.

- Zugangsrechte der SPV und ihrer Angestellten für das Grundstück des O-T (um den Zugang zur RPP zu sichern)
- Bürgschaft: Bürge verpflichtet sich, keine Zahlungsforderungen im Rahmen der Vereinbarung zurückzuhalten, ungeachtet etwaiger Streitigkeiten zwischen den Vertragsparteien über die Zahlung fälliger Beträge
- Betrieb und Wartung: Im Rahmen eines PPA garantiert der Anlagenbetreiber üblicherweise, dass er die Anlage so baut, betreibt und wartet, dass die Nutzungsdauer der Anlage mindestens der Vertragslaufzeit entspricht

Das PPA-Modell ist im Markt eingeführt und eine sehr gute Vertragsgrundlage, weshalb es als Basisvertragsform für diese Studie gewählt wurde. Die unterschiedliche Ausprägung der jeweiligen Projektstruktur und die freien Marktpraktiken haben allerdings zu keiner Standardisierung im Sinne eines allgemeingültigen Mustervertrages geführt.

Alle kommerziellen Parameter sind zwischen dem O-T und SPV frei verhandelbar und können projekt- oder kundenspezifisch definiert werden.

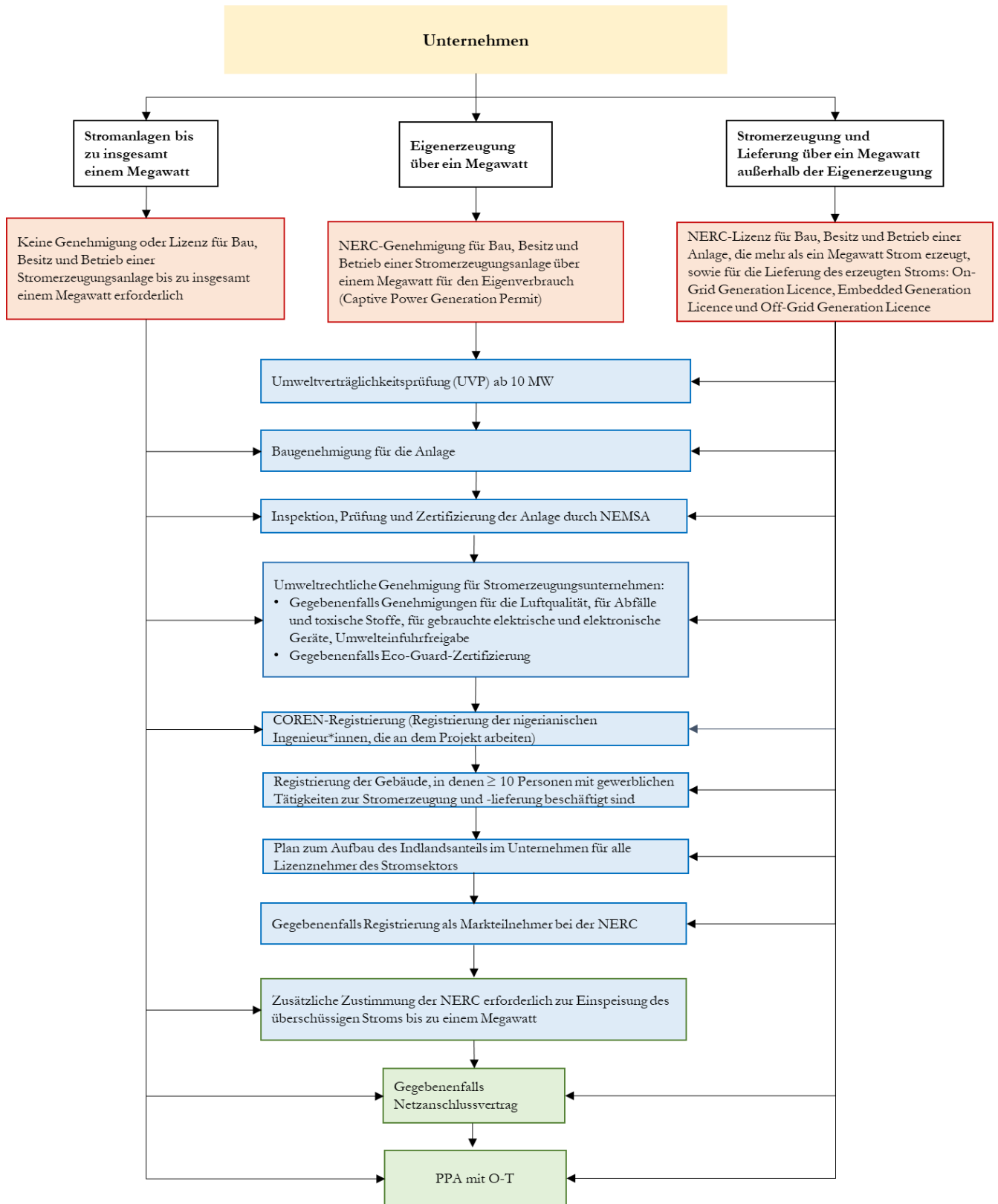
Bei der Ausgestaltung wichtiger kommerzieller Vertragsklauseln wie z. B.

- der Abnahmeverpflichtung der erzeugten elektrischen Energie (z. B. Take-or-Pay, bedarfsorientiert oder Mischformen),
- die Ermittlung des Energiepreises (z. B. fix oder variabel in Abhängigkeit von der Preisentwicklung des Energieversorgers oder Dieselpreises),
- monatliche Zahlungen (Festbetrag und/oder variabel in Abhängigkeit von der Erzeugung/Abnahme)

kann nicht auf industrieweit verwendete Standards zurückgegriffen werden.

Einem neuen Marktteilnehmer in Nigeria wird beim Markteintritt auf jeden Fall empfohlen, mit erfahrenen Partnern und/oder Dienstleistern zusammenzuarbeiten.

Abbildung 1: Genehmigungen für Eigenversorgung und netzunabhängige Stromerzeugung und Versorgung eines einzelnen O-T



Quelle: eigene Darstellung BBH (2020)

## VI. Rechtssicherheit in Nigeria

### Investitionsschutz

In der Vergangenheit gab es nur wenige ausländische Direktinvestitionen in Nigeria außerhalb des Ölsektors. Dies lag v. a. an politischen Einschränkungen und einem unattraktiven Investitionsklima. Nigeria hat 1995 aber praktisch alle Beschränkungen für ausländische Direktinvestitionen aufgehoben und lädt zu privaten Investitionen auch in den meisten Bereichen des öffentlichen Infrastruktur- und Versorgungssektors ein.<sup>42</sup>

Im Jahr 2011 gründeten Deutschland und Nigeria eine binationale Kommission. Deren Ziel ist die Förderung der wirtschaftlichen Zusammenarbeit zwischen beiden Ländern. Schwerpunkte der Zusammenarbeit sind: Sicherheit, Energie, Politik, Migration, Bildung und Kultur. Im Mittelpunkt des Energiebereichs stehen die Ausgestaltung der Nigerianisch-Deutschen Energiepartnerschaft, die Verbesserung der Stromversorgung in Nigeria, die Nutzung von EE und der Zugang deutscher Unternehmen zu diesem Sektor.<sup>43</sup>

Nigeria ist Deutschlands zweitwichtigster Handelspartner in Subsahara-Afrika. Im Jahr 2017 lagen die Einfuhren nach Deutschland aus Nigeria bei 1,601 Mrd. Euro, die Ausfuhren aus Deutschland nach Nigeria bei 935 Mio. Euro. Die wichtigsten deutschen Ausfuhr Güter nach Nigeria sind Maschinen, Fahrzeuge, chemische und elektrotechnische Produkte.<sup>44</sup>

### Vollstreckung ausländischer Urteile in Nigeria

Nigerianische Gerichte werden in der Regel ausländische Urteile und Schiedssprüche ohne weitere Überprüfung der Sachlage nach dem Prinzip der Gegenseitigkeit anerkennen und vollstrecken. Deutschland gehört derzeit nicht zu den Ländern, die nigerianische Urteile anerkennen und eine gegenseitige Behandlung gewährleisten. Dementsprechend kann ein deutsches Urteil nicht in Nigeria anerkannt und vollstreckt werden.

### Vollstreckung nationaler Urteile

Die Beschreibung des Rechtsweges bei Forderungen ist in Nigeria äußerst langwierig und unsicher. Speziell bei Vorliegen eines schriftlich belegbaren Schuldanerkenntnisses sind jedoch zuweilen auch in absehbarer Zeit Urteile und Vollstreckungstitel möglich (verkürztes Verfahren).

### Korruption

Aufgrund der OECD- und UN-Konventionen gegen Korruption, des EU-Bestechungsgesetzes und des deutschen Gesetzes zur Bekämpfung internationaler Bestechung ist Korruption in Deutschland strafrechtlich verfolgbar, auch wenn sie im Ausland begangen wurde. Bereits aus diesem Grunde sollte die SPV eine Antikorruptionspolitik entwerfen und alle ihre Geschäftspartner darüber informieren.

## C. Arbeitspaket 2: Beziehungen zwischen der deutschen Holding und der in Nigeria zu gründenden SPV

### I. Mögliche Rechtsformen in Nigeria

Das Gesetz für Unternehmen und verbundene Angelegenheiten (Companies and Allied Matters Act – CAMA) definiert die folgenden in Nigeria zulässigen Rechtsformen:

- Private Gesellschaft mit beschränkter Haftung (Private Company Limited by Shares)
- Öffentliche Gesellschaft mit beschränkter Haftung (Public Company Limited by Shares)

- Uneingeschränkt haftende Gesellschaft (Unlimited Liability Company)
- Garantiegesellschaft für gemeinnützige Zwecke (Company Limited by Guarantee)

Die gängigsten Formen für ausländische Investoren in Nigeria sind die private und öffentliche Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH).

<sup>42</sup> UNCTAD (2019): *Investment Policy Hub, Investment Policy Review of Nigeria*, <https://investmentpolicy.unctad.org/investment-policy-review/156/nigeria> (abgerufen am 25.11.2019).

<sup>43</sup> Deutsche Vertretung in Nigeria (2018): *Deutsch-Nigerianische Binationale Kommission*, veröffentlicht am 05.02.2018, <https://nigeria.diplo.de/ng-de/themen/politik/1433458> (abgerufen am 25.11.2019).

<sup>44</sup> IHK Bayern und WKO Außenwirtschaft Österreich (2018): *Exportbericht Nigeria*, <https://www.auwi-bayern.de/awp/inhalte/Laender/Anhaenge/exportbericht-nigeria.pdf> (abgerufen am 26.11.2019).

Eine private GmbH unterscheidet sich hauptsächlich von der öffentlichen GmbH durch die Anzahl der erlaubten Gesellschafter\*innen und durch die Finanzierung durch Aktien.

Da die SPV zu 100 Prozent der deutschen Holding zugehörig sein soll, empfiehlt der Autor der Studie, die SPV als private GmbH zu gründen.

## II. Rechtlicher Rahmen

Das CAMA bildet den Rechtsrahmen für Gesellschaften in Nigeria. Außerdem sind das EPSRA und die in

Weitere Vorteile der GmbH in Nigeria sind der strukturierte und gut etablierte Rechtsrahmen für GmbHs und die Haftungsbeschränkung auf das eingebrachte Eigenkapital der Gesellschafter\*innen.

Teil 2, B. I. ausgeführten Gesetzgebungen für eine Embedded Production in Nigeria relevant.

## III. Empfohlene Rechtsform: Private Gesellschaft mit beschränkter Haftung

Zur Gründung der SPV wird die Rechtsform der privaten GmbH (Private Company Limited by Shares) empfohlen, die in Deutschland mit der GmbH vergleichbar ist. Vor allem aus Gründen der Haftungsbeschränkung und der hundertprozentigen Zugehörigkeit zu der deutschen Holding ist dies die zu bevorzugende Gesellschaftsform.

Nach nigerianischem Recht dürfen maximal 50 Gesellschafter\*innen eingetragen werden. Es gibt aktuell keine Regelung, wie viele davon aus dem Ausland stammen dürfen.

Die Mindestkapitaleinlage beträgt 10.000 NGN für lokale Gesellschaften. Eine private GmbH mit ausländischen Kapitalgebern muss jedoch ein Mindestkapital von 10 Mio. NGN aufbringen.

Die zuständige Behörde ist die Kommission für Gesellschaften (Corporate Affairs Commission – CAC). Außerdem müssen sich Gesellschaften, die teilweise oder vollständig in ausländischem Besitz sind, zusätzlich bei der Kommission für Investitionen (Nigerian Investment Promotion Commission – NIPC) registrieren.

## IV. Ausschluss der anderen Rechtsformen

### 1. Öffentliche Gesellschaft mit beschränkter Haftung

Eine öffentliche GmbH (Public Company Limited by Shares) haftet in Höhe der erbrachten Eigenkapitaleinlage, handelt jedoch öffentlich die Gesellschaftsanteile.

Da bei der Embedded Production die Gesellschaftsanteile vollständig in der Hand der deutschen Holding sein soll, scheidet diese Gesellschaftsform in Nigeria aus.

### 2. Uneingeschränkt haftende Gesellschaft

Eine unbegrenzt haftende Gesellschaft (Unlimited Liability Company) in Nigeria ist vergleichbar mit der Kommanditgesellschaft in Deutschland. Bei dieser Gesellschaftsform muss der\*die persönlich haftende Gesellschafter\*in oder Komplementär\*in im

vollen Umfang für alle Schulden eintreten, und das sowohl mit dem betrieblichen als auch mit dem privaten Vermögen. Aus diesem Grund wird empfohlen, die SPV nicht als unbegrenzt haftende Gesellschaft zu gründen.

### 3. Garantiegesellschaft für gemeinnützige Zwecke

Eine Garantiegesellschaft für gemeinnützige Zwecke (Company Limited by Guarantee) kann nur für

ebensolche Zwecke gegründet werden. Deswegen scheidet diese Gesellschaftsform für die SPV aus.



## V. Notwendige Schritte zur Gründung der SPV

### 1. Registrierungsvorgaben im Elektrizitätssektor

Siehe den in Teil 2, B. I. erläuterten Rechtsrahmen für Embedded Production und die möglichen

Lizenzvergabebeanforderungen.

### 2. Allgemeine Registrierung bei den Aufsichtsbehörden

Abgesehen von der Berücksichtigung der Vorgaben für den Energiesektor muss die Gesellschaft bei den nachfolgenden Aufsichtsbehörden registriert werden.

#### CAC

Vor der Registrierung der Gesellschaft muss deren Name bei der CAC bestätigt werden. Das Onlineportal zur Registrierung von Unternehmen (Companies Registration Portal of the CAC – CRP) gibt Auskunft, ob der gewünschte Gesellschaftsname zur Verfügung steht.

Nach Genehmigung des Namens durch die CAC kann die Gesellschaft den Antrag auf Registrierung online einreichen. Hierzu werden die folgenden Angaben benötigt:

- Details aller Gesellschafter\*innen
- Eigenkapitaleinlage
- Gesellschafterquote
- Bevollmächtigte
- Firmensekretär\*in
- Geschäftsadresse
- Tätigkeitsbereiche

Die Registrierungsgebühren sind in der nationalen Währung Naira zu entrichten. Die Kosten für eine Registrierung sind vom eingebrachten Stammkapital abhängig.

Außerdem müssten Stempelgebühren an die Staatsbank in Nigeria (First Bank of Nigeria Ltd) entrichtet werden.

Nach Bezahlung der Registrierungs- und Stempelgebühren stellt die CAC das Formblatt CAC 1.1. aus. Alle relevanten Gesellschafter\*innen müssen es unterschreiben. Anschließend laden die Gesellschaftsvertreter\*innen das Formblatt zusammen mit den folgenden Unterlagen auf dem CRP hoch:

- Reisepasskopie aller Gesellschafter\*innen und des\*der Firmensekretär\*in
- Gesellschafterbeschluss über die Gründung der SPV und die Benennung eines Vertreters in Nigeria
- Wohnanschrift der ernannten Bevollmächtigten in Nigeria

- Nachweis über entrichtete Registrierungs- und Stempelgebühren

Im Durchschnitt dauert die Bearbeitung der Registrierung fünf bis sieben Werktage.

#### Kommission für Investitionen

Bei der Gründung einer Gesellschaft mit ausländischer Beteiligung muss diese Gesellschaft bei der NIPC, der für die Förderung ausländischer Investitionen in Nigeria zuständigen Regulierungsbehörde, registriert sein. Hierzu werden die folgenden Unterlagen benötigt:

- Ordnungsgemäß ausgefülltes NIPC-Formular I
- Gründungsurkunde und Satzung der SPV
- Gründungsnachweis der Gesellschaft
- CAC Formblatt 1.1.
- Nachweis der Zahlung einer (nicht erstattungsfähigen) Bearbeitungsgebühr von 15.000 NGN
- Adresse der Gesellschaft in Nigeria
- Beginn des Geschäftsbetriebs
- Anzahl der Angestellten
- Wert der Investition
- Gegebenenfalls Vollmacht

#### Zertifikat für Kapital- und Technologieimport

Des Weiteren muss eine Gesellschaft, die durch ausländisches Kapital ausgestattet wird, dieses Kapital bei einer lokalen Bank in Nigeria registrieren lassen.

Hierfür benötigt die Gesellschaft das Zertifikat für Kapital- und Technologieimport (Certificate of Capital Importation – eCCI). Dieses Zertifikat wird auch benötigt, wenn Technologie oder Maschinen nach Nigeria importiert werden.

Wichtig zu beachten ist, dass die Bank das Investitionsvermögen in die lokale Währung wechselt, bevor sie es an die Gesellschaft weitergibt.

Für den Transfer von Kapital via eines eCCIs werden die folgenden Unterlagen benötigt:

- Bestätigte SWIFT-Zahlung
- Gesellschafterbeschluss über die Transaktion
- Grund der Transaktion (Kapitaleinlage oder Darlehen)



- Angebot und Auftragsbestätigungsschreiben
- Vertragliche Unterlagen zur Transaktion
- Gründungsurkunde der beteiligten Gesellschaften

Der eCCI gilt als Garantie für die Durchführung der Transaktion durch eine autorisierte Bank.

### Stempelgebühr

In Anlehnung an das Gesetz zur Stempelgebühr (Stamp Duties Act, 2004) muss jede Gesellschaft Stempelgebühren von 0,75 Prozent auf ihr Eigenkapital bei der Registrierung entrichten.

Auch bei der Vergabe von Darlehensverträgen fallen Stempelgebühren an. Sie betragen 0,125 Prozent auf die Höhe des Darlehens.

### Nationaler Sozialversicherungstreuhandfonds

Das Arbeitsgesetz (Employee's Compensation Act 2010) schreibt vor, dass jeder Arbeitgeber ein Prozent des Monatsgehalts in den nationalen Sozialversicherungstreuhandfonds (National Social Insurance Trust Fund – NSITF) einzahlen muss.

### Arbeitsgenehmigungen

Um eine Arbeitsgenehmigung in Nigeria zu erhalten, muss der Antragsteller zuerst im Heimatland einen Antrag für ein STR-Visum (Subject to Regularization-Visum) stellen. Hierzu werden die folgenden Unterlagen benötigt:

- Angebot des Arbeitsvertrags
- Bestätigung der Annahme des Arbeitsvertrags
- Lebenslauf
- Genehmigung der Immigrationsquote

- Gründungsurkunde der Gesellschaft
- Empfehlungsschreiben der Gesellschaft

Mit dem STR-Visum kann der\*die Arbeitnehmer\*in nach Nigeria einreisen und muss sich innerhalb von drei Monaten für eine dauerhafte Aufenthaltsgenehmigung (Combined Expatriate Residence Permit an Aliens Card – CERPAC) bewerben. Sie gilt sowohl als Arbeits- als auch als Aufenthaltsgenehmigung.

### Einwanderungsquote

Nach nigerianischem Recht sind keine Immigrationsquoten im engeren Sinne vorgesehen.

Eine Gesellschaft, die ausländisches Personal beschäftigen möchte, muss das Personal jedoch von dem Ministerium für Innere Angelegenheiten (Ministry of Interior – MoI) genehmigen lassen. Sollte es sich um Führungs- oder technisches Personal handeln, wird die Anstellung ausländischer Angestellter normalerweise genehmigt. Allerdings muss die Gesellschaft nachweisen, dass sie für jede\*n Angestellte\*n aus dem Ausland zwei inländische Angestellte beschäftigt, die als Vertreter\*innen fungieren.

### Aufenthaltsgenehmigungen

Für Aufenthaltsgenehmigungen muss das Formblatt CERPAC ausgefüllt und bei dem nationalen Immigration Service (Nigeria Immigration Service – NIS) eingereicht werden. Das CERPAC ist für die Bewerbung um eine permanente Arbeitsgenehmigung zwingend notwendig. Nach Erhalt der CERPAC wird eine permanente Arbeitsgenehmigung ausgestellt.

Die Beantragung des CERPAC kostet 361.500 NGN und dauert im Durchschnitt fünf Tage.

Tabelle 14: Übersicht zu den wichtigsten Registrierungsschritten bei der Gründung einer SPV

| Zuständige Behörde           | Lokale Bezeichnung                       | Zuständigkeitsbereich  |
|------------------------------|--|--|
| CAC                          | Corporate Affairs Commission             | Gesellschaftsregistrierung in dem Onlineportal zur Registrierung von Gesellschaften<br>Für ausländische Investoren: eCCI |
| NSITF                        | National Security Trust Fund             | Sozialversicherungsbeiträge  |
| Kommission für Investitionen | Nigerian Investment Promotion Commission | Registrierung von Gesellschaften mit ausländischen Beteiligungen   |

| Zuständige Behörde   | Lokale Bezeichnung                         | Zuständigkeitsbereich  |
|--|--|--|
| Nationaler Immigrationsdienst  | National Immigration Service               | Beantragung von Visa sowie temporären und dauerhaften Aufenthaltsgenehmigungen |
| Institut der Wirtschaftsprüfer (Institute of Chartered Accountants Nigeria – ICAN) | Institute of Chartered Accountants Nigeria | Rechnungslegungs- und Prüfungsvorschriften                                     |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019)

### 3. Rechnungslegungs- und Prüfungsvorschriften

Das ICAN ist das Gremium der gesetzlich zugelassenen Wirtschaftsprüfer\*innen in Nigeria. Das ICAN hat im Jahr 2012 die Internationalen Rechnungslegungsstandards (International Financial Reporting Standards – IFRS) in Nigeria als verbindlich erklärt. Seither müssen Unternehmen entsprechend Jahresabschlüsse aufstellen und veröffentlichen.

#### Rechnungslegung

Das Gremium für Rechnungslegungs- und Prüfungsvorschriften in Nigeria (Financial Reporting Council of Nigeria – FRCN) ist Teil des ICAN. Es verlangt, dass jedes Unternehmen über seine Aktivitäten ordnungsgemäß Buch führen muss.

#### Leasing nach IFRS

Da in Nigeria ansässige Unternehmen nach IFRS bilanzieren, weist der Autor auf eine Änderung im Rechnungslegungsstandard bzgl. der Behandlung von Leasing hin. Zum Jahreswechsel 2019 ist der neue Leasingstandard IFRS 16 in Kraft getreten. Das Hauptziel von IFRS 16 ist, künftig alle Leasingverhältnisse in der Bilanz abzubilden.

Unter dem alten Leasingstandard IAS<sup>45</sup> 17 war die Definition als Operate oder Finance Lease für die bilanzielle Darstellung ausschlaggebend. Mit dem neuen Leasingstandard IFRS 16 fällt diese Unterscheidung aus bilanzieller Sicht weg. Im Anschluss wird auf diese Besonderheiten und den neuen Leasingstandard im Detail eingegangen.

#### Leasingdefinition und alter Leasingstandard IAS 17

Grundsätzlich existieren Mietverträge in unterschiedlichster Ausgestaltung. Buchhalterisch unterscheidet man zwischen zwei Leasingvertragsformen:

1. Operate Lease
2. Finance Lease

Achtung: Die Rechnungslegungskriterien entsprechen nicht unbedingt den rechtlichen Kriterien der verschiedenen Mietverträge.

#### Operate Lease

Beim Operate Lease erwirbt der Leasingnehmer ein kurzfristiges, meist jederzeit kündbares Nutzungsrecht an einem Objekt. Der Vertrag entspricht größtenteils dem zivilrechtlichen Mietvertrag. Im Gegensatz zur mittel- und langfristigen Finanzierung steht beim Operate Lease die kurzfristige Nutzung des Investitionsgutes im Vordergrund. So können Engpässe in der Produktion oder im Vertrieb überbrückt werden. Ein wesentliches Merkmal von Operate Lease ist, dass die Finanzierungskosten des Leasinggebers in einer Vertragsperiode in der Regel nicht getilgt werden. Die vollständige Amortisation lässt sich erst dadurch erzielen, dass das Objekt mehrfach verleast und schließlich verkauft wird.

<sup>45</sup> Internationale Rechnungslegungsstandards (International Accounting Standards – IAS)

Merkmale des Operate Lease sind:

- Relativ kurze Vertragslaufzeiten. Bei Vertragsabschluss auf unbestimmte Zeit besteht ein Kündigungsrecht innerhalb der vereinbarten Fristen. Die Lebensdauer des Objektes übersteigt hier die festgelegte Nutzungsdauer
- Vertragsoption: ohne Kaufoption
- Das wirtschaftliche Risiko/Objektrisiko trägt der Leasinggeber. Unter wirtschaftlichem Risiko/Objektrisiko versteht man in diesem Zusammenhang die Gefahr der technischen Obsoleszenz des Leasingobjektes, Diebstahl, technische Defekte oder Beschädigungen
- Die Instandhaltung liegt in der Verantwortung des Leasinggebers. Da der das Leasingobjekt häufig an mehrere Leasingnehmer nacheinander vermietet, ist er besonders am guten Erhaltungszustand des Objektes interessiert

### Finance Lease

Spricht man in der Praxis von Leasing, ist damit in der Regel das Finance Lease gemeint. Diese Leasingform wird als eigentliches Leasing angesehen. Die Verträge haben mittel- oder langfristigen Charakter.

Merkmale des Finance Lease sind:

- Lange Laufzeiten mit unkündbaren Grundmietzeiten. Die Grundmietzeit nähert sich an die betriebliche Nutzungsdauer des Leasinggegenstandes an

- Vertragsoption: Je nach Vertragsform besteht nach Ablauf der Grundmietzeit die Möglichkeit der Rückgabe des Leasinggutes (Finanzierungsleasing ohne Option), einer Kaufoption (Finanzierungsleasing mit Kaufoptionsrecht) oder einer Vertragsverlängerung (Finanzierungsleasing mit Verlängerungsoptionsrecht)
- Das Objektrisiko liegt beim Leasingnehmer. Das schließt die Bezahlung anfallender Reparaturen und das Abschließen von Versicherungen ein.
- Instandhaltung: Da der Leasingnehmer in der Regel die Anschaffung bzw. Herstellung des Leasinggegenstandes veranlasst hat, ist er auch für die Werterhaltungsmaßnahmen verantwortlich. Unter Leasing versteht man die vertraglich festgelegte, entgeltliche Nutzungsüberlassung eines Wirtschaftsgutes durch einen Leasinggeber an einen Leasingnehmer. Zumeist steht zwischen dem Hersteller und dem Verwender eines Gutes eine Leasinggesellschaft, die als Käufer und Vermieter fungiert.

Der Hauptunterschied dieser zwei Formen liegt in der vertraglichen Regulierung des Kündigungsrechts sowie in der Verteilung der mit dem Leasingobjekt verbundenen Investitionsrisiken zwischen Risikoggeber und -nehmer.

Unter dem alten Leasingstandard wurde das Operate Lease nur als Aufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung dargestellt, man sprach von Off-Balance Sheet Accounting.

Tabelle 15: Auswirkungen eines Leasingverhältnisses auf die Bilanz des O-T

| Auswirkung                   | Leasing nach IAS 17 |               |
|------------------------------|---------------------|---------------|
|                              | Finance Lease       | Operate Lease |
| Bilanz                       |                     |               |
| Aktiva                       | ---                 | ---           |
| Passiva                      | €€€                 | ---           |
| Bilanzsumme                  | ---                 | ---           |
| Off-Balance Sheet Accounting | ---                 | €€€           |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019)

**Tabelle 16: Auswirkungen eines Leasingverhältnisses auf die Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) des OT**

| Auswirkung                                | Leasing nach IAS 17 |                |
|---|---------------------|----------------|
|   | Finance Lease       | Operate Lease  |
| GuV                                       |                     |                |
| Umsatzerlöse                              | X                   | X              |
| Betrieblicher Aufwand (ohne Abschreibung) | ---                 | Leasingaufwand |
| Abschreibung                              | Abschreibung        | ---            |
| Finanzierungskosten                       | Zinsaufwand         | ---            |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019)

### Bilanzierung nach neuem IFRS-16-Standard

#### Bilanzierung beim Leasingnehmer

Mit dem neuen IFRS-16-Leasingstandard, der seit dem 1. Januar 2019 gilt, entfällt nun für den Leasingnehmer die bilanzielle Unterscheidung in Operate und Finance Lease. Stattdessen werden fortan für sämtliche Leasingverhältnisse ein Nutzungsrecht und eine korrespondierende Verbindlichkeit erfasst. Das Nutzungsrecht ist als Teil des Anlagevermögens oder als separater Bilanzposten auszuweisen und linear über die Laufzeit des Vertrags abzuschreiben. Die Verbindlichkeit wird in Höhe des Barwerts der künftig zu leistenden Leasingzahlungen passiviert und nach der Effektivzinsmethode fortgeführt. Somit sind grundsätzlich alle Leasingverpflichtungen gemäß dem sogenannten Right-of-Use-Ansatz *on balance* zu saldieren. Eine Ausnahme besteht lediglich für Leasingverträge mit einer Gesamtlaufzeit von max. zwölf Monaten sowie für Leasingverträge von geringem Wert (niedriger 5.000 EUR). In diesen Fällen kann eine Off-Balance-Bilanzierung beibehalten werden.

#### Bilanzierung beim Leasinggeber

In Bezug auf den Leasinggeber wurden die Regelungen des IAS 17 weitgehend in den neuen IFRS 16 übernommen. Die Bilanzierung beim Leasinggeber richtet sich also nach wie vor danach, welcher der Vertragspartner die wesentlichen Chancen und Risiken an dem Leasinggegenstand trägt. Konzeptionell fällt die Bilanzierung bei Leasingnehmer und -geber somit auseinander.

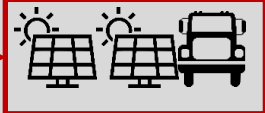

#### Sale-and-Lease-Back

Auch die Bilanzierung von Sale-and-Lease-Back-Transaktionen wurde reformiert. War es bislang noch möglich, sich durch solche Geschäfte außerbilanziell zu finanzieren, so dürfen nach IFRS 16 Gewinne nur dann realisiert werden, wenn durch die Transaktion ein Umsatz gemäß IFRS 15 entstanden ist. Durch die Neuregelung wird es schwieriger sein, den Klassifizierungskriterien gerecht zu werden.

#### Auswirkung

Vor allem für bislang als Operate Lease eingestufte Verträge sind die bilanziellen Auswirkungen für den Leasingnehmer bedeutsam. Die vollständige Erfassung aller Leasingverträge dürfte bei den meisten Leasingnehmern zu einer Bilanzverlängerung führen. Während dieser Effekt durch die Standardisierung durchaus gewünscht ist, ergeben sich auf der anderen Seite (ungewollte) Nebeneffekte: Durch die Erhöhung des Bestands an Verbindlichkeiten steigt z. B. der Verschuldungsgrad. Daneben ergeben sich auch Auswirkungen auf viele andere Kennzahlen, die sich als positiver Nebeneffekt erhöhen, da Leasingzahlungen nicht mehr als betrieblicher Aufwand erfasst werden. Gleiches gilt für den operativen Cashflow. Stattdessen erhöhen sich die Abschreibungen und der Zinsaufwand.

Tabelle 17: Auswirkung des IFRS-16-Standards auf die Bilanz

| Auswirkung                   | IAS 17        |  | IFRS 16   |
|------------------------------|---------------|--|---|
|                              | Finance Lease | Operate Lease  | Alle Leasingverträge  |
| Bilanz                       |               |  |   |
| Aktiva                       |               | –  |  |
| Passiva                      | €€            | –  | €€€€  |
| Bilanzsumme                  |               |  | ↑ ↑   |
| Off-Balance-Sheet-Accounting | –             | €€€  | –   |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019) in Anlehnung an IASB, IFRS 16 –Project Summary and Feedback

Tabelle 18: Auswirkung des IFRS-16-Standards auf die Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) des O-T

| Auswirkung                                  | IAS 17        |                | IFRS 16              |
|---|---------------|----------------|----------------------|
|   | Finance Lease | Operate Lease  | Alle Leasingverträge |
| GuV   |               |                |                      |
| Umsatzerlöse                                | X             | X              | X                    |
| Betrieblicher Aufwand (ohne Abschreibungen) | -             | Leasingaufwand | -                    |
| EBITDA                                      |               |                | ↑ ↑                  |
| Abschreibung                                | Abschreibung  |                | Abschreibung         |
| EBIT  |               |                | ↑                    |
| Finanzierungskosten                         | Zinsaufwand   |                | Zinsaufwand          |
| EBT   |               |                |                      |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019) in Anlehnung an IASB, IFRS 16 – Project Summary and Feedback

Tabelle 19: Übersicht über die wichtigsten Rechnungslegungsstandards insbesondere von IFRS-16-Leasing

| Rechnungslegungs- und Prüfungsvorschriften |   |
|--|---|
| Rechnungslegung                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zuständigkeit liegt bei dem ICAN</li> <li>• Vollständige Adaption von IFRS als Rechnungslegungsstandard in Nigeria</li> </ul>  |
| Leasing nach IFRS                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Seit 2019: IFRS 16 mit dem Hauptziel, alle Leasingverhältnisse in der Bilanz abzubilden</li> <li>• Bilanzierung beim Leasingnehmer:               <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Für sämtliche Leasingverhältnisse wird ein Nutzungsrecht und eine korrespondierende Verbindlichkeit erfasst</li> <li>◦ Grundsätzlich alle Leasingverpflichtungen gemäß dem sogenannten Right-of-Use-Ansatz <i>on balance</i></li> <li>◦ Ausnahme: Off-Balance-Bilanzierung für Leasingverträge mit einer Gesamtlaufzeit von max. zwölf Monaten sowie für Leasingverträge von geringem Wert (niedriger 5.000 Euro)</li> </ul> </li> <li>• Bilanzierung beim Leasinggeber:               <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Abhängig davon, welcher der Vertragspartner die wesentlichen Chancen und Risiken an dem Leasinggegenstand trägt</li> </ul> </li> <li>• Sale-and-Lease-Back:               <ul style="list-style-type: none"> <li>◦ Gewinne dürfen nur dann realisiert werden, wenn durch die Transaktion ein Umsatz gemäß IFRS 15 entstanden ist</li> </ul> </li> </ul> |
| Auswirkungen des Leasings nach IFRS        | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bilanzverlängerung seitens der Leasingnehmer aufgrund der vollständigen Erfassung aller Leasingverträge</li> <li>• Steigender Verschuldungsgrad aufgrund der Erhöhung des Bestands an Verbindlichkeiten</li> </ul>   |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019)

## D. Arbeitspaket 3: Finanzierung

### I. Rechtliche Grundlagen zur Finanzierung und zu Bankgeschäften

Das CAMA regelt die Finanzierung eines Unternehmens durch Bar- und Sacheinlagen.

#### Finanzierung

Gesellschafteranteile können in Nigeria für eine angemessene Gegenleistung in Form von Bargeld ausgestellt oder gekauft werden. Die zuständige Behörde ist das nigerianische Finanzamt.

#### Sonderregelung zu Bankgeschäften in der Elektrizitätswirtschaft

Zum Zeitpunkt der Studie sind keine Sonderregelungen zu Bankgeschäften in der Elektrizitätswirtschaft bekannt.

## II. Betreiben eines Auslandskontos in Nigeria

### 1. Devisenkonto

Einheimischen und Ausländern ist es gestattet, ein Devisenkonto (Foreign exchange account) zu führen. Generell können Salden auf diesem Konto ohne die erforderlichen Belege nicht frei übertragen werden. Des

Weiteren gelten individuelle Rahmenbedingungen der jeweiligen Bank.

### 2. Fremdwährungskonto

Einheimische und Ausländer können Fremdwährungskonten (Foreign currency account – FAC) bei jeder autorisierten Händlerbank in Nigeria eröffnen.

In dieses Konto kann Geld eines jeden anderen Landes eingezahlt werden. Ebenso können internationale

Transaktionen darüber abgewickelt werden. Die Regulierungen der nigerianischen Zentralbank (Central Bank of Nigeria – CBN) sind hierbei zu berücksichtigen. Ab einem Kontosaldo von 10.000 USD müssen Zinsen entrichtet werden.

## III. Liquidierung

Im Falle einer Liquidierung kann diese entweder durch eine private Liquidierung oder eine offizielle Zwangsliquidierung erfolgen. Hierbei sind die Vorgaben des CAMA zu beachten. Bei einer privaten Liquidierung stimmt die Gesellschaft trotz solventer Geschäfte mit-

tels Sonderbeschluss der Liquidierung zu. Bei einer offiziellen Liquidierung hingegen wird dieses Verfahren durch einen Antrag eines Gläubigers oder eines Gerichts eröffnet. In beiden Fällen wird ein Liquidator bestellt, der alle notwendigen Schritte übernimmt.

## IV. Währungen in Nigeria zur Bezahlung von Dienstleistungen

Der Naira ist das einzige gesetzliche Zahlungsmittel, das für die Bezahlung von Dienstleistungen (einschließlich der Bereitstellung von Elektrizität) in Nigeria zugelassen ist. Das Handbuch für Devisenhandel in

Nigeria (Foreign Exchange Manual Nigeria) schreibt vor, dass alle inländischen Verkäufe und Käufe von Waren und Dienstleistungen in Nigeria in der lokalen Währung Naira getätigt werden müssen.

## V. Transfer finanzieller und materieller Ressourcen

Grundsätzlich ist der Transfer finanzieller und materieller Ressourcen möglich. Bezüglich der Investitionsaufwendungen für die Anlagen wird es dem deutschen EPC-Contractor nicht darauf ankommen, ob der Auftrag von der SPV oder der deutschen Holding erteilt wird.

Bei der Bestellung chinesischer PV-Module ist jedoch darauf zu achten, dass die Ware direkt von China oder dem Zolllager nach Nigeria geliefert wird, um den für die Europäische Union (EU) geltenden Minimum Import Price (MIP) zu umgehen. Er wurde 2012 eingeführt, um dem Preisdumping chinesischer PV-Modulhersteller entgegenzuwirken. Seitdem wird auf PV-Module, die in die EU importiert werden, ein MIP erhoben. Bei einem Direktimport nach Nigeria fiel dieser MIP nicht an.

Um den allgemeinen Verwaltungsaufwand, z. B. durch unnötige Eigentumsübertragungen oder Wertnachweise für Sacheinlagen, nicht zu erhöhen, empfiehlt der Autor, die Finanzierung der SPV grundsätzlich auf Basis von Bareinlagen und Gesellschafterdarlehen (Intercompany Loan Agreements) aufzubauen.

Voraussetzung hierfür ist freilich, dass die SPV in der Lage ist, uneingeschränkt über ihr Fremdwährungskonto in Nigeria zu verfügen und somit unwiderrufliche und in Europa bestätigte Akkreditive eröffnen zu können. Alternativ könnte für die SPV ein Treuhandkonto in Deutschland eingerichtet werden, das von der finanzierenden deutschen Holding verwaltet wird.

### Gesellschafterdarlehen

Darlehensverträge werden in Nigeria als wirtschaftliche Verträge angesehen, die frei verhandelbar sind. Jedoch



ist bei Gesellschafterdarlehen (Intercompany Loan Agreements) zu beachten, dass sie zu marktüblichen Preisen geschlossen werden müssen, damit nicht gegen

nigerianisches Recht verstoßen wird. Außerdem muss auch für dieses Darlehen ein eCCI beantragt werden.

Tabelle 20: Übersicht über Möglichkeiten des Transfers finanzieller und materieller Ressourcen

| Transfer von finanziellen und materiellen Ressourcen |   |
|--|---|
| Finanzierung der SPV                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Grundsätzlich auf Basis von Bareinlagen und Gesellschafterdarlehen (Intercompany Loan Agreements)</li> <li>• Voraussetzung: SPV kann uneingeschränkt über ihr Fremdwährungskonto verfügen</li> </ul> |
| Darlehensverträge                                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Müssen zu marktüblichen Preisen geschlossen werden</li> <li>• Je Darlehen ist die Beantragung eines elektronischen Zertifikats zur Kapitalinvestition notwendig</li> </ul>                           |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019)

## E. Arbeitspaket 4: Abgaben und Steuern

### I. Nigerianische Steuergesetze

Zu den wichtigsten Steuergesetzen zählen:

- Federal Inland Revenue Service (Establishment) Act (2007)
- Industrial Inspectorate Act (2004)
- Companies Income Tax Act (1990)
- Capital Gains Tax Act (1990)

#### Grundsätzliche Konzepte

Das nigerianische Steuersystem ist in drei Verwaltungsebenen gegliedert. Die übergeordnete zuständige Behörde ist die Bundessteuerbehörde (Financial Inland Revenue Service – FIRS). Sie verwaltet auf Bundesebene vorwiegend die Einkommensteuer (Personal Income Tax – PIT).

Die Regierungen der Bundesstaaten verwalten die Steuern durch die verschiedenen staatlichen Finanzbehörden.

Die von den Kommunalverwaltungen einziehbaren Steuern und Abgaben werden durch ihre verschiedenen Gemeinderäte verwaltet.

Jeder Ebene sind unterschiedliche Steueraufgabengebiete zugeordnet, die im Einzelfall beleuchtet werden müssen.

#### Energiesektor

Die gesetzlichen Vorgaben des Gesetzes zur Reform des Stromsektors (Electricity Power Sector Reform Act 2005 – EPSRA), die in Teil 2, B. I. detailliert aufgeführt sind, müssen beachtet werden.

#### Managementgebühr

Das Abschließen sogenannter Vereinbarungen für Managementgebühren (Management Fees Agreements) zwischen der deutschen Holding und der SPV kann eine Option zur Steueroptimierung sein. Vereinbarungen für Managementgebühren sind legal und müssen die folgenden Anforderungen erfüllen:

- Die gezahlte Vergütung richtet sich nach den zwischen unabhängigen Unternehmen für vergleichbare Dienstleistungen üblichen Marktpreisen.
- Die zugehörigen Unterlagen werden den Steuerbehörden zur Einsicht und möglichen Kontrollen zur Verfügung gestellt.

Des Weiteren wird die Transferpreissetzung immer stärker kontrolliert. Die im Jahr 2018 durchgeführte Steuerreform verstärkt die Dokumentationspflicht für Transferpreise. Die Unternehmen müssen seitdem mit der Anmeldung der Ergebnisse die folgenden Informationen an die Regierung melden:

- Allgemeine Informationen zur Unternehmensgruppe und verbundenen Unternehmen
- Detaillierte Informationen des berichtstatenden Unternehmens
- Erklärung mit länderspezifischer Aufschlüsselung der Gewinne, der wirtschaftlichen, buchhalterischen und steuerlichen Gesamtheit sowie Informationen zu Standorten und Aktivitäten der beteiligten Einheiten

Bei der Verwendung von Managementgebühren (Management Fees) gilt jedoch zu beachten, dass der bürokratische Aufwand und die damit verbundenen Beratungskosten nicht im Verhältnis zum steuerlichen Vorteil stehen. Deswegen wird von Vereinbarungen für Managementgebühren abgeraten.

### Besteuerung juristischer Personen

Nach dem grundsätzlichen Konzept gelten Gesellschaften nach dem nigerianischen Steuerrecht als Ansässige, wenn sie ihren Sitz, ihre Betriebsstätte oder ihr Tätigkeitszentrum in Nigeria haben.

Im Allgemeinen werden die Steuerzahler\*innen in Nigeria nach dem rechtlichen Status ihrer Unternehmen kategorisiert. Diese Kategorien lassen sich unterscheiden:

- Einzelpersonen: Darunter werden steuerpflichtige Personen gefasst, die in ihrem eigenen Namen zu besteuern sind. Einzelpersonen sind gemäß den Bestimmungen des Einkommensteuergesetzes (Personal Income Tax Act – PITTA) zur Zahlung einer Steuer auf ihr Einkommen verpflichtet. Der Prozentsatz hängt von dem jeweiligen Einkommen ab und liegt zwischen 5 Prozent und 24 Prozent.
- Personengesellschaften: Zusammenschlüsse von zwei oder mehr Personen, die sich mit dem Ziel der Gewinnerzielung zusammenschließen. Diese Kategorie von Unternehmen wird nach dem PITTA auf die gleiche Weise wie natürliche Personen zur PIT veranlagt. In Nigeria werden die Gesellschafter basierend auf dem Anteil der ihnen zugeteilten Gesellschaftsgewinne in ihrem individuellen Namen bewertet.
- Nichtregierungsorganisationen: Die Gewinne dieser Organisationen bieten sich für eine Einkommenssteuerbefreiung gemäß Abschnitt 23 des Körperschaftsteuergesetzes (Company Income Tax Act – CITA) an, solange die Gewinne oder der Handel mit einer anderweitigen Organisation getätigt wurden. Diese Arten

von Organisationen sind verpflichtet, eine Befreiung von der PIT zu beantragen. Die Steuerangelegenheiten von NGOs werden von der FIRS bearbeitet.

- Kapitalgesellschaften: Das sind Gesellschaften mit beschränkter Haftung, die mit dem Ziel der Gewinnerzielung eingetragen sind. Ihre Steuerangelegenheiten werden von der FIRS bearbeitet, während die PIT des Personals von der Steuerbehörde des Staates, in dem das Personal ansässig ist, übernommen wird.

### Veranlagungszeitraum

Der Veranlagungszeitraum einer Gesellschaft ist das Kalenderjahr.

### Körperschaftsteuersätze

Gemäß dem CITA unterliegen nigerianische Unternehmen der Körperschaftsteuer (Company Income Tax – CIT) und damit Körperschaftsteuersätze (Corporate Income Tax Rates). Hierbei fallen für Gesellschaften mit bis zu 25 Mio. Naira keine und für mittelgroße Unternehmen mit Umsatz bis zu 100 Mio. Naira 20 Prozent Körperschaftsteuer an. Die steuerliche Verarbeitung von Investitionszulagen („Investment Allowances“) ist im Einzelfall von einem lokalen Steuerberater zu prüfen.

### Übertragung steuerlicher Verluste

Steuerliche Verluste können auf unbestimmte Zeit genutzt und vorgetragen werden. Im Falle von Versicherten können Verluste jedoch nur für vier Jahre vorgetragen werden.

### Quellensteuerpflichten

Bei Zahlungen an Gebietsansässige wie auch an Gebietsfremde ist grundsätzlich Quellensteuer zu entrichten. Für Gebietsfremde handelt es sich dabei um eine Abgeltungssteuer.

Nigeria hat kein Abkommen zur Vermeidung der Doppelbesteuerung (DBA) mit Deutschland, daher greifen die Quellensteuersätze vollumfänglich.

Es gelten die verschiedenen Quellensteuersätze nach dem nigerianischen Steuerrecht:

- 10 Prozent für Dividenden
- 10 Prozent für Zinsen
- 5 Prozent für Lizenzen
- 5 Prozent für technische Servicegebühren

## Mehrwertsteuer

Die Mehrwertsteuer wird auf jeder Stufe der Produktion/des Vertriebs erhoben, wenn Waren oder Dienstleistungen den Besitzer wechseln. Sie wird von der Person, die die Lieferung vornimmt, in Rechnung gestellt und vom Endverbraucher getragen.

Die Mehrwertsteuer gemäß dem Mehrwertsteuergesetz (Value Added Tax Act – VATA) ist auf alle steuerpflichtigen Waren und Dienstleistungen, die an Personen in Nigeria geliefert werden, anzuwenden, außer wenn sie von der Steuer befreit sind oder mit null bewertet werden. Die Mehrwertsteuer wird mit 5 Prozent der steuerpflichtigen Waren oder Dienstleistungen berechnet. Jedoch ist derzeit damit zu rechnen, dass die nigerianischen Behörden in naher Zukunft den Steuersatz von 5 Prozent auf 7,5 Prozent anheben. Das Mehrwertsteuergesetz verpflichtet alle Steuerpflichtigen, diese Steuer an die FIRS zu überweisen.

Eine Mehrwertsteuerregistrierung muss gemäß den Bestimmungen des Mehrwertsteuergesetzes innerhalb von sechs Monaten nach Aufnahme der Geschäftstätigkeit bei der FIRS erfolgen. Von der Gesellschaft wird erwartet, dass sie durch einen Wirtschaftsprüfer einen monatlichen Bericht über die Mehrwertsteuer an die FIRS übersendet.

## Sozialversicherungsbeiträge

Das nationale Krankenversicherungssystem (National Health Insurance System – NHIS) wurde im Rahmen des NHIS-Gesetzes eingerichtet.

Demnach sind Arbeitgeber mit zehn oder mehr Beschäftigten zur Teilnahme an einem sozialen Krankenversicherungsprogramm verpflichtet. Die Gesundheitsfürsorge der Arbeitnehmer\*innen wird aus den Mitteln des Programms finanziert. Die Finanzierung geschieht durch das Zusammenlegen der Beiträge von Arbeitnehmer\*innen und Arbeitgebern.

Vom Grundgehalt der Arbeitnehmer\*innen müssen der Arbeitgeber mindestens 10 Prozent und die Arbeitnehmer\*innen 5 Prozent in das NHIS einzahlen. Der Arbeitgeber ist verpflichtet, sich und seine Angestellten beim NHIS anzumelden und die Beiträge an eine benannte Gesundheitsorganisation zu überweisen.

Des Weiteren verpflichtet das Entschädigungsgesetz (Compensation Act 2010) jeden Arbeitgeber, ein Prozent seiner gesamten monatlichen Lohnsumme oder des vom nationalen Sozialversicherungstreuhandfonds

festgesetzten Betrags in den Arbeitnehmerentschädigungsfonds (Employees Compensation Fund – ECF) einzuzahlen. Die Gelder der Eigenkapitalfonds werden zur Entschädigung von Angestellten (oder deren Angehörigen) für Tod, Verletzung, Krankheit oder Behinderung verwendet, die sich im Verlauf der oder durch die Beschäftigung bedingt ergeben.

## Zölle

Nach nigerianischem Recht werden Zölle und Verbrauchsteuern von der Zollbehörde (Customs Board) in Übereinstimmung mit den Bestimmungen des Zoll- und Verbrauchsteuerverwaltungsgesetzes (Customs and Excise Management Act – CEMA) geregelt. Nach den nigerianischen Zollgesetzen ist die Zahlung von Zöllen für die Einfuhr von Gütern nach Nigeria grundsätzlich unabdingbar. Ausgenommen hiervon sind Fälle, in denen die Ware nur zwischengelagert wird.

Wichtig ist, dass zwischengelagerte Waren nicht nachträglich zur dauerhaften Verwendung in Nigeria umgewandelt werden können, es sei denn, die Genehmigung der Zollbehörde wurde eingeholt und die entsprechenden Abgaben vollständig entrichtet. Die Abgabesätze variieren zwischen 0 Prozent und 35 Prozent.

Verbrauchsteuern sind auf die Herstellung, den Verkauf oder die Verwendung bestimmter lokal hergestellter Waren zu entrichten. Verbrauchsteuerpflichtige Waren dürfen nur mit einer entsprechend ausgestellten Lizenz hergestellt werden. Seit 2015 bietet die nigerianische Regierung Steuer und Zollanreize für den Bau einer PV-Anlage. Die folgenden Zolltarife sind anzuwenden:

- Solarzellen/-panels: 0 Prozent
- Batterien: 20 Prozent Einfuhrzoll und 5 Prozent Mehrwertsteuer
- Wechselrichter: 5 Prozent Einfuhrzoll und 0 Prozent Mehrwertsteuer

## Technologietransfer

Das Nationale Büro für Technologieerwerb und -förderung (National Office for Technology Acquisition and Promotion – NOTAP) ist befugt, die Registrierung aller Verträge und Vereinbarungen im Zusammenhang mit dem Transfer ausländischer Technologie an nigerianische Parteien vorzunehmen.

Die zu zahlenden Kosten für einen Antrag auf Registrierung einer Technologietransfervereinbarung variieren und orientieren sich an dem Vertragswert.

Tabelle 21: Übersicht über das nigerianische Steuersystem

| Nigerianisches Steuersystem       |  |
|-----------------------------------|--|
| Nigerianisches Steuerrecht        | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Geregelt durch nigerianische Bundessteuerbehörde</li> </ul>   |
| Energiesektor                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gesetz zur Reform des Stromsektors (EPSRA)</li> </ul>   |
| Managementgebühren                | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vereinbarungen für Managementgebühren als Option zur Steueroptimierung zwischen der deutschen Holding und der SPV</li> <li>• Stärkere Kontrollen der Transferpreissetzung</li> <li>• Seit 2018 verstärkte Dokumentationspflicht für Transferpreise</li> <li>• Bürokratischer Aufwand und damit verbundene Beratungskosten stehen nicht im Verhältnis zum steuerlichen Vorteil</li> </ul>                            |
| Veranlagungszeitraum              | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Entspricht dem Kalenderjahr</li> </ul>  |
| Körperschaftsteuersatz            | <ul style="list-style-type: none"> <li>• für Gesellschaften mit bis zu 25 Mio. Naira keine Körperschaftsteuer</li> <li>• für mittelgroße Unternehmen mit Umsatz bis zu 100 Mio. Naira 20% Körperschaftsteuer</li> </ul>  |
| Übertragung steuerlicher Verluste | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Steuerliche Verluste können auf unbestimmte Zeit genutzt und vorgetragen werden.</li> <li>• Im Falle von Versicherern können Verluste jedoch nur für 4 Jahre vorgetragen werden.</li> <li>• Verlustrücktrag ist nicht gestattet</li> </ul>  |
| Quellensteuerpflicht              | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bei Zahlungen an Gebietsansässige als auch an Gebietsfremde zu entrichten</li> <li>• Quellensteuersatz für Dividenden 10,0 %</li> </ul>   |
| Mehrwertsteuer                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mehrwertsteuer auf einheimische Produkte und eingeführte Waren in Höhe von 5 %</li> <li>• Alle Personen, die steuerpflichtige Tätigkeiten ausüben, sind verpflichtet, sich für die Mehrwertsteuer anzumelden</li> </ul>   |
| Sozialversicherungsbeiträge       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Arbeitgeber: mindestens 10 % des Grundgehalts des Arbeitnehmers</li> <li>• Arbeitnehmer 5 % des Grundgehalts des Arbeitnehmers</li> <li>• Zusätzlich: Arbeitgeber 1 % seiner gesamten monatlichen Lohnsumme oder des vom Nationalen Sozialversicherungs-Treuhandfonds festgesetzten Betrags in den Arbeitnehmerentschädigungsfonds</li> </ul>   |
| Zölle                             | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zollbehörde regelt diese in Übereinstimmung mit den Bestimmungen des Zoll- und Verbrauchssteuerverwaltungsgesetzes (CEMA)</li> <li>• Steuer und Zollanreize für den Bau einer PV- Anlage: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Solarzellen / Solarpanels 0 %</li> <li>○ Batterien 20% Einfuhrzoll und 5 % Mehrwertsteuer</li> <li>○ Wechselrichter 5% Einfuhrzoll und 0 % Mehrwertsteuer</li> </ul> </li> </ul> |
| Technologietransfer               | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nur über Antrag bei dem Nationalen Büro für Technologieerwerb und -förderung (NOTAP) möglich</li> </ul>   |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019)

## II. Grundsätze der Besteuerung ausländischer Einkünfte in Deutschland

Die Grundsätze der Besteuerung ausländischer Einkünfte können nachfolgend nur systematisch dargestellt werden. Die tatsächliche Besteuerung hängt maßgeblich von der Rechtsform und den realisierten Beteiligungsverhältnissen ab.

Die Besteuerung ausländischer Einkünfte ist grundsätzlich in § 34c Einkommensteuergesetz (EStG) geregelt. Demnach ist die festgesetzte und gezahlte ausländische Steuer auf die deutsche Einkommensteuer anzurechnen, die auf die Einkünfte aus diesem

Staat entfällt. Besteht mit einem Staat ein DBA, ist § 34c Abs. 1 bis 3 EStG nur eingeschränkt anwendbar. Die Regelungen des DBA sowie die Regelungen des § 34c Abs. 6 EStG haben dann Vorrang.

Mit Nigeria besteht kein DBA. Deswegen gelten hier die vollen steuerlichen Richtlinien der jeweiligen Länder, Deutschland und Nigeria.

## III. Außensteuergesetz

Das deutsche Außensteuergesetz (AStG) soll sicherstellen, dass auch bei einer Verlagerung von Einkommen oder Vermögen in das Ausland zumindest für eine gewisse Zeit eine Besteuerung in Deutschland erfolgt.

Eine natürliche Person mit Wohnsitz oder gewöhnlichem Aufenthalt im Inland und eine juristische Person (z. B. eine GmbH) mit dem Sitz oder dem Ort der Geschäftsleitung im Inland sind nach dem deutschen Steuerrecht unbeschränkt steuerpflichtig, d. h., sie unterliegen grundsätzlich mit ihrem weltweit erzielten Einkommen der deutschen Einkommensteuer bzw. der Körperschaftsteuer.

Diese Personen können ihre deutsche Besteuerung mindern, indem sie

- ihren Wohnsitz bzw. ihren Sitz/Ort der Geschäftsleitung ins Ausland verlegen, um somit aus der unbeschränkten Steuerpflicht auszuscheiden,
- Rechtsträger (z. B. Gesellschaften, Stiftungen) im Ausland gründen oder erwerben und auf diese Rechtsträger Einkommen und Vermögen

verlagern, um es von der inländischen Besteuerung abzuschirmen.

Diese Steuervermeidung ist legal. Sie ist damit insbesondere abzugrenzen von der Steuerhinterziehung (Straftatbestand, § 370 Abgabenordnung), deren charakteristisches Merkmal eine Täuschung oder ein Verschweigen in Bezug auf steuerlich relevante Tatsachen gegenüber den Finanzbehörden ist und die mit dem AStG unmittelbar nichts zu tun hat.

Gleichwohl ist diese Steuervermeidung aus fiskalischer Sicht unerwünscht, weshalb sie durch das AStG verhindert bzw. erschwert werden soll.

Ausländische Gesellschaften werden grundsätzlich als Zwischengesellschaften für Einkünfte klassifiziert und sind demnach steuerpflichtig.

Davon ausgenommen sind solche ausländische Gesellschaften, deren Bruttoerträge ausschließlich oder fast ausschließlich aus unter § 8 Abs. 1 Nr. 1 bis 6 AStG fallende Tätigkeiten resultieren. § 8 Abs. 1 Nr. 2 AStG bezieht sich auf die Erzeugung von Energie.

Tabelle 22: Außensteuergesetz

| Außensteuergesetz                                       |   |
|---|---|
| AStG  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Das AStG stellt bei einer Verlagerung von Einkommen oder Vermögen ins Ausland für eine gewisse Zeit eine Besteuerung des Einkommens in Deutschland sicher</li> </ul>   |
| Möglichkeiten zur Minderung der deutschen Steuerpflicht | <ul style="list-style-type: none"> <li>Wohnsitz bzw. den Sitz/Ort der Geschäftsleitung ins Ausland verlegen, um somit aus der unbeschränkten Steuerpflicht auszuschneiden</li> <li>Rechtsträger im Ausland gründen oder erwerben und auf diese Rechtsträger Einkommen und Vermögen verlagern, um sie von der inländischen Besteuerung abzusichern</li> <li>Ausländische Gesellschaften werden grundsätzlich als Zwischengesellschaften für Einkünfte klassifiziert. Ausgenommen sind ausländische Gesellschaften, deren Bruttoerträge ausschließlich oder fast ausschließlich aus unter § 8 Abs. 1 Nr. 1 bis 6 AStG fallende Tätigkeiten resultieren. Der § 8 Abs. 1 Nr. 2 AStG bezieht sich auf die Erzeugung von Energie</li> </ul> |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019)

#### IV. Best-Practice-Standard

Unter der Annahme einer fiktiven Umsatz- und Kostenstruktur und dass eine vereinfachte Gesellschaft, die in Nigeria eingetragen ist, gegründet wird, entwickelte

der Autor der vorliegenden Studie die folgende typisierte Steuerberechnung:

Tabelle 23: Steuerliche Darstellung der SPV

| Gesellschaft mit beschränkter Haftung   |      | Dividenden<br>T€ |
|---|------|------------------|
| Umsatzerlöse                            |      | 225,00           |
| Materialaufwand                         |      | 102,08           |
| Verkaufskosten                          | 5 %  | 11,25            |
| Verwaltungskosten                       | 10 % | 22,50            |
| Sonstige Erträge                        | 0 %  | 0,00             |
| Sonstiger Aufwand                       | 3 %  | 5,63             |
| <b>Einkommen vor Zinsen und Steuern</b> |      | <b>83,54</b>     |
| Zinsaufwände                            | 2 %  | 23,33            |
| <b>Einkommen vor Steuern</b>            |      | <b>60,21</b>     |
| Einkommen- und Ertragsteuer             |      | 20,51            |
| Zinsen des Intercompany Loan Agreements | 15 % | 3,50             |
| Körperschaftsteuer                      | 30 % | 17,01            |
| <b>Gewinn</b>                           |      | <b>39,70</b>     |
| Steuern auf Dividenden                  | 10 % | 3,97             |
| <b>Nettodividende</b>                   |      | <b>35,73</b>     |
| <b>Cashflow</b>                         |      | <b>59,06</b>     |
| <b>Anfallende Steuern in Nigeria</b>    |      |                  |
| GmbH                                    |      | <b>24,48</b>     |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019)



Gemäß dem oben dargestellten Steuersystem sind in Nigeria die folgenden Beiträge zu entrichten:

- Zinsen auf Intercompany Loan Agreements
- Körperschaftsteuer

Der Jahresüberschuss wird in seiner Eigenschaft als Dividende an eine deutsche Holding mit weiteren 100 Prozent belastet. Dem deutschen EStG und Körperschaftsteuergesetz (KStG) zufolge werden die von der SPV an die deutsche Holding ausgeschütteten Dividenden sowie die Unternehmensgewinne wie folgt besteuert:

Tabelle 24: Steuerliche Darstellung der deutschen Holding

| Deutsche Holding als GmbH               |             | Dividenden<br>T€ |
|---|-------------|------------------|
| Umsatzerlöse                            |             | 0,00             |
| Materialaufwand                         |             | 0,00             |
| Verkaufskosten                          |             | 0,00             |
| Verwaltungskosten                       |             | 50,00            |
| Sonstige Erträge                        |             | 0,00             |
| Sonstiger Aufwand                       |             | 10,00            |
| <b>Einkommen vor Zinsen und Steuern</b> |             | <b>-60,00</b>    |
| Dividenden                              |             | 35,73            |
| Zinserträge                             |             | 23,33            |
| <b>Einkommen vor Steuern</b>            |             | <b>-0,94</b>     |
| Einkommen- und Ertragsteuern            |             | 0                |
| Anrechenbare Steuern                    |             | 3,50             |
| Bemessungsgrundlage                     |             | -36,67           |
| Körperschaftsteuer                      | 15 %        | 0,00             |
| SoliZ                                   | 0 %         | 0,00             |
| <b>Gewerbsteuer</b>                     | <b>14 %</b> | <b>0,00</b>      |
| Gewinn                                  |             | -0,94            |
| <b>Steuern auf Dividenden (GmbH)</b>    | <b>26 %</b> | <b>0,00</b>      |
| Anrechenbare Steuern                    |             | 3,97             |
| <b>Nettodividende GmbH</b>              |             | <b>0,00</b>      |
| <b>Cashflow GmbH</b>                    |             | <b>0</b>         |
|   |             |                  |
| <b>Steuern</b>                          |             | <b>24,48</b>     |
| Steuern in Nigeria                      |             | <b>24,48</b>     |
| Steuern in Deutschland                  |             | 0                |

Quelle: eigene Darstellung BBH (2019)

Abschließend wird darauf hingewiesen, dass diese steuerliche Vergleichsrechnung lediglich ein typisiertes Modell darstellt. Die steuerliche Belastung sowie die dargestellten Cashflows können sich unter einer abweichenden Erlös- und Kostenstruktur vollkommen anders darstellen. Hier wird davon ausgegangen, dass die deutschen Gesellschaften ausschließlich vermögensverwaltend tätig sind. Die Kostenstruktur und

Steuerberechnung sind dementsprechend ausgerichtet. Als Entscheidungsgrundlage ist vor der Gründung eine integrierte Planung zu erstellen, aus der sowohl die wirtschaftlichen Gegebenheiten des nigerianischen Energiemarkts als auch die steuerlichen Folgen abgeleitet werden können.



## Teil 3 Ergebnisse der Studie

Der Rechtsrahmen für Embedded Production in Nigeria wird teilweise auf Bundesebene und teilweise bei den Bundesstaaten festgelegt. Diese Studie fokussiert auf die Gesetzgebung auf Bundesebene. Grundsätzlich muss darauf hingewiesen werden, dass im nigerianischen Recht der Begriff „Embedded Generation“ nicht identisch mit dem in der Studie verwendeten Begriff „Embedded Production“ ist. In den nigerianischen Vorschriften wird stets davon ausgegangen, dass „Embedded Generation“ nur die Stromerzeugung für einen DisCo umfasst. Für die in dieser Studie untersuchten Geschäftsansätze wird meist der Begriff „Captive Production“ verwendet.

Embedded Production wird zurzeit in Nigeria hauptsächlich mit PPAs gestaltet. PPAs bleiben in diesem Segment das in Nigeria meistverbreitete Geschäftsmodell. Gleichwohl sind auch Leasingalternativen entstanden, die im Einzelfall bevorzugt werden.

Um einen PPA mit einem einzelnen O-T zu schließen, braucht die SPV für eine Stromerzeugungsanlage bis zu insgesamt einem Megawatt Leistungskapazität keine Lizenz. Bei einer Stromerzeugungsanlage, die mehr als ein Megawatt Strom erzeugt, braucht die SPV eine Off-Grid Generation Licence. Die Stromerzeugungsanlage darf ggf. nicht mit dem Netz verbunden sein (außer zur Synchronisation). Eine feste FiT nach REFiT ist nur bei an das Netz angeschlossenen Solaranlagen von einem Megawatt Peak bis 5 MW<sub>p</sub> möglich. Für die hier empfohlene Off-Grid-Lösung wird der Preis zwischen den Parteien frei ausgehandelt.

Im Rahmen der Leasingmodelle verleast die SPV die RPP an den O-T, damit er Strom für den eigenen Verbrauch erzeugen kann. Für eine RPP mit einer Leistung über einem Megawatt muss der O-T eine Captive Power Generation Permit beantragen.

Regulatorisch ist der Genehmigungsprozess für Stromerzeugungslizenzen und Genehmigungen zeitlich klar umrissen. Dennoch sieht die Praxis leider anders aus. Es gibt Projektbeispiele, bei denen sich der Prozess über mehrere Jahre hingezogen hat. Mitunter zwingt dieser Umstand die Antragsteller, die PV bzw. die PV-Hybridssysteme schon vor Lizenzerteilung zu bauen, in der Hoffnung, die Lizenz später zu erhalten. Diese Unsicherheit kann damit umgangen werden, dass man bei der Anlagengröße unter einem Megawatt bleibt.

Für den Bau und den Betrieb einer RPP muss außerdem je nach Gesetzgebung des Bundesstaates geprüft werden, ob eine umweltrechtliche Genehmigung und eine Baugenehmigung erforderlich sind oder weitere Anforderungen für die Stromerzeugung und Versorgung gelten. In jedem Fall muss die RPP aber durch NEMSA hinsichtlich der Einhaltung technischer Normen und Sicherheitsanforderungen zertifiziert werden.

Es gibt Inlandsanteilverpflichtungen im Stromsektor im Hinblick auf das Personal, die Dienstleistungen und die Waren, die berücksichtigt werden müssen. Es gibt aber keine Beschränkungen für ausländische Investitionen und ausländische Gesellschafter\*innen. Die SPV kann dementsprechend zu 100 Prozent im Besitz ausländischer Gesellschafter\*innen sein.

Es wird zur Gründung der SPV empfohlen, die Rechtsform der Gesellschaft mit beschränkter Haftung (Private Company Limited by Shares) zu wählen. Vor allem aus Gründen der Haftungsbeschränkung ist sie die vorzuziehende Gesellschaftsform.

Des Weiteren müssen die gesetzlichen Vorgaben aus EPSRA bei der Gründung der SPV berücksichtigt werden.

Neben der Berücksichtigung der neuen Regulierung müssen die Registrierungsvorgaben der CAC und aufgrund der ausländischen Beteiligung die Vorgaben der NIPC berücksichtigt werden.

Des Weiteren muss eine Gesellschaft, die durch ausländisches Kapital ausgestattet wird, dieses Kapital bei einer lokalen Bank in Nigeria registrieren lassen.

Hierfür benötigt die Gesellschaft das eCCI. Dieses Zertifikat wird auch benötigt, wenn Technologie oder Maschinen nach Nigeria importiert werden.

Rechnungslegungs- und Prüfungsvorschriften richten sich nach den IFRS und sind dadurch für ausländische Investoren transparent. Besonders der geänderte Leasingstandard, nachdem nicht mehr in Operate and Finance Lease unterschieden wird, kann ein ausschlaggebender Punkt in der Entscheidung des Geschäftsansatzes sein.

Um den allgemeinen Verwaltungsaufwand, z. B. durch unnötige Eigentumsübertragungen oder Wertnachweise für Sachanlagen, nicht zu erhöhen, wird die Finanzierung der SPV grundsätzlich auf Basis von Bareinlagen und Gesellschafterdarlehen (Intercompany Loan Agreements) empfohlen.

Die Grundsätze der Besteuerung sind in der Studie systematisch dargestellt.

Da Nigeria mit der Bundesrepublik Deutschland aktuell kein DBA hat, besteht die Gefahr einer zusätzlichen Steuerlast bei der Gewinnabführung der SPV an die deutsche Holding.

Diese Studie wird durch Musterverträge für Embedded Production in Nigeria (PPA, Wartungsvertrag und Finanzierungsvertrag zwischen der Muttergesellschaft und der SPV) sowie eine Satzung für die SPV vervollständigt.

Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Sitz der Gesellschaft  
Bonn und Eschborn

Friedrich-Ebert-Allee 36 + 40  
53113 Bonn, Deutschland  
T +49 228 44 60-0  
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn, Deutschland  
T +49 61 96 79-0  
F +49 61 96 79-11 15

E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)  
I [www.giz.de](http://www.giz.de)