



Leitfaden für den Einsatz von Fronius Tauro

um BOS-Kosten zu sparen und TCO niedrig zu halten

© Fronius International GmbH

Version 1.0, 03/2019 , Namenkürzel Autoren

Solar Energy

Fronius behält sich alle Rechte, insbesondere das Recht der Vervielfältigung und Verbreitung sowie der Übersetzung vor. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form ohne schriftliche Genehmigung von Fronius reproduziert oder unter Verwendung elektrischer Systeme gespeichert, verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden. Es wird darauf hingewiesen, dass alle Angaben in diesem Dokument trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung des Autors oder von Fronius ausgeschlossen ist. Geschlechterspezifische Formulierungen beziehen sich gleichermaßen auf die weibliche und männliche Form.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung.....	4
2	Kostenstruktur eines pv-systems	5
2.1	Total Cost of Ownership	5
2.1.1	Capital expenditures	5
2.1.2	Balance of System Kosten.....	5
2.1.3	Operational expenditures.....	6
2.2	Ertrag	6
2.2.1	Verlustleistung auf Kabel	7
3	Tauro Varianten und deren Einsatzbereich	9
3.1	Dezentrales Anlagendesign	9
3.1.1	D-Variante	9
3.2	Zentrales Anlagendesign	9
3.2.1	P-Variante	10
3.3	Systemkostenvergleich der Varianten	10
3.3.1	Fokus auf Investitionskosten	11
3.4	Einsatzgebiet der Tauro Varianten	12
4	Option AC Daisy Chaining	13
4.1	Was ist AC Daisy Chaining?	13
4.2	Spezielle Einzelanwendung von AC Daisy Chaining.....	13
4.3	Wie rechnet sich AC Daisy Chaining?	14
4.3.1	D-Variante mit und ohne AC Daisy Chaining	14
4.3.2	AC Daisy Chaining in der Einzelanwendung mit Doppelleitung	20
4.4	P-Variante mit und ohne AC Daisy Chaining.....	21
4.5	Kostenvergleich der Varianten mit AC Daisy Chaining	23
5	Zusammenfassung	24
6	Abbildungsverzeichnis.....	25
7	Quellenangaben	26
8	Anhang.....	27

1 EINLEITUNG

In diesem Paper werden die Kostenstruktur eines gewerblichen PV-Systems sowie die größten monetären Einflussfaktoren auf die Total Cost of Ownership (=TCO) erläutert. Es werden zudem einige Produkteigenschaften von Fronius Tauro explizit erklärt und deren Auswirkung auf die Gesamtsystemkosten dargestellt.

Es werden das Sparpotential und die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten des Commercial Wechselrichters sowie dessen Varianten und Optionen aufgezeigt. Vor allem wird der Unterschied sowie der Einfluss der Variante Precombined (=P-Variante) und der Variante Direct (=D-Variante) auf die TCO sowie auf die Stromgestehungskosten (=LCOE) aufgezeigt. Darüber hinaus wird das Feature AC Daisy Chaining im Detail erklärt und aufgezeigt, welchen monetären Einfluss dieses auf die BOS-Kosten hat. In einem weiteren Schwerpunkt wird erläutert in welcher Situation, welche Variante oder Option die wirtschaftlichste Wahl für typische Commercial PV-Systeme ist.

2 KOSTENSTRUKTUR EINES PV-SYSTEMS

Aufschluss über die Frage, was die Erzeugung von Strom kostet und was diese am Ende einbringt, geben die sogenannten Stromgestehungskosten (=LCOE). Diese gelten weltweit als Richtwert, wenn es um Energiesysteme geht.

Unter den LCOE oder auch „levelized costs of energy“ versteht man das Verhältnis von den Gesamtkosten der PV-Anlage und dem zu erwartenden Ertrag. Bei den betrieblichen Gesamtkosten (=TCO) werden alle anfallenden Kosten wie Kapital- und Investitionskosten, Installations- und Arbeitsaufwand sowie diverse Kosten für Wartung, Betrieb und Instandhaltung der Anlage über einen gewissen Zeitraum, berücksichtigt. Bei PV-Systemen werden die Stromgestehungskosten mit EURO pro Kilo- bzw. Megawattstunde dargestellt.

$$\text{Stromgestehungskosten} = \frac{TCO}{\text{Ertrag}} \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]$$

Je niedriger die TCO und je höher der Ertrag des PV-Systems ausfallen, desto geringer und somit besser ist auch der Wert der Stromgestehungskosten.

2.1 Total Cost of Ownership

Die sogenannten Total Cost of Ownership (=TCO) stellen die Gesamtkosten eines Systems dar, wobei neben den Anschaffungskosten auch bewusst Aspekte der späteren Nutzung, wie etwa Reparaturen, Wartung, sonstige laufende Kosten sowie gegebenenfalls Kosten für Entsorgung in Betracht gezogen werden (vgl. Gabler Wirtschaftslexikon).

2.1.1 Capital expenditures

Die sogenannten Capital expenditures (=CAPEX) spielen bei den TCO eine wesentliche Rolle. Hierzu zählen neben den Anschaffungskosten für die Wechselrichter auch jene für Module, Arbeit und BOS-Kosten (vgl. Gabler Wirtschaftslexikon). Die CAPEX-Kosten werden meist als Entscheidungskriterium bei der Wahl der Wechselrichter herangezogen.

2.1.2 Balance of System Kosten

Die Balance of System Kosten (=BOS-Kosten) machen etwa ein Drittel der gesamten CAPEX-Kosten aus. Sie bestehen aus den Kosten für die Aufständungen der Module, der AC bzw. DC Verkabelung sowie diversen Verteilern. Außerdem gehören zu den BOS-Kosten Kabeltassen, Elemente für die Netzanbindung und sonstige zusätzliche Komponenten und Bauteile, die maßgeblich zum adäquaten Funktionieren der Anlage beitragen. Weitere Komponenten, die unter die BOS-Kosten fallen können, sind System-Monitoring, Energiemanagement-Software oder auch diverse Sensoren (vgl. Sinovoltaics).

Wenn man bei einem PV-Projekt die Initialkosten möglichst niedrig halten möchte, bieten die BOS-Kosten das beste und

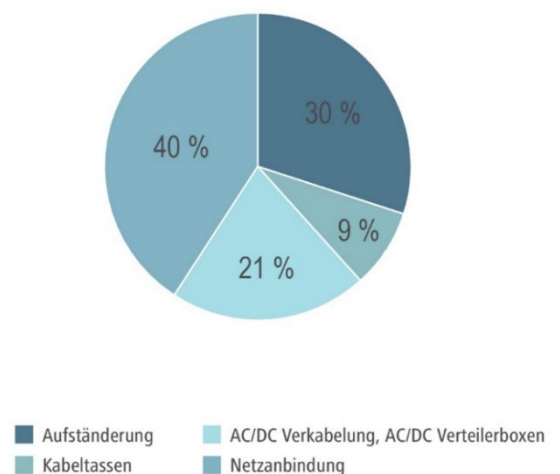


Abbildung 1: Zusammensetzung der Balance of System Costs, Quelle: Gewerbliche PV Anlage in Norditalien

größte Sparpotential. Der Fronius Tauro ECO bietet einige Eigenschaften, deren einzige Funktion es ist, Kosten – speziell BOS-Kosten – im Projekt einzusparen.

2.1.3 Operational expenditures

Bei den Initialkosten alleine bleibt es allerdings nicht, wenn die gesamte PV-Anlage über 10, 15 oder 20 Jahre betrieben wird. Im Laufe des Betriebes kommen die sogenannten Operational expenditures (=OPEX) hinzu. Hierzu zählen alle durch den Betrieb anfallenden Kosten wie etwa Energiekosten, Reparaturen sowie Wartungs- und Serviceeinsätze (vgl. Gabler Wirtschaftslexikon).

Das Produktdesign des Fronius Tauro Eco bietet effiziente Möglichkeiten die OPEX-Kosten im System niedrig zu halten.

Wartungsfreies Kühlsystem

Fronius Tauro Eco ist mit einem aktiven Kühlsystem ausgestattet. Zusätzlich zur aktiven Kühlung verfügt der Fronius Tauro über eine Doppelwand-Isolierung. Aufgrund dieser Kombination können die Innenraumtemperatur sowie die Temperatur von sensibler Leistungselektronik äußerst niedrig gehalten werden – selbst unter extremer Hitze. Durch dieses innovative Kühlsystem kann der Fronius Tauro maximale Performance bis 50°C Umgebungstemperatur liefern. Dies hat wiederum einen positiven Einfluss auf den Gesamtertrag des PV-Systems sowie die Lebensdauer der Leistungselektronik.

Aufgrund dieses einzigartigen Kühlsystems ist es zusätzlich erlaubt den Fronius Tauro im ungeschützten Außenbereich zu platzieren. Dies bedeutet, dass monetäre Aufwände hinsichtlich Verschattungen und Überdachungen zusätzlich entfallen.

Besonderen Vorteil bietet dieses aktive Kühlsystem hinsichtlich OPEX-Kosten, denn anders als bei manch anderen Kühlsystemen, gibt es hier keine vorgeschriebenen Wartungsintervalle durch spezifische Fachpersonen.

Effiziente Technologien für Service und Wartung

Bei Fronius Tauro stand in der Entwicklung vor allem die einfache Handhabung im Service- und Wartungsfall im Fokus. Das durchdachte Produktdesign bietet durch seinen großzügigen Innenraum nicht nur Komfort bei der Installation, sondern ermöglicht dem Installateur im Fall der Fälle eine zeiteffiziente Servicierung durchzuführen. Hier setzt Fronius auf einfachen Komponententausch anstelle eines aufwändigen Tauschs des gesamten Gerätes. Beim Fronius Tauro ist es möglich die Leistungseinheit auf einfache Weise und durch nur eine Person zu tauschen. Dieser Vorgang ersetzt einen kompletten Gerätetausch und hat einen äußerst positiven Einfluss auf die Service- und Personalkosten. Außerdem kann so sichergestellt werden, dass in einem Servicefall der Fehler rasch behoben wird und der Ertrag der Anlage langfristig gesichert ist.

Die OPEX ergeben gemeinsam mit den CAPEX inkl. BOS-Kosten die betrieblichen Gesamtkosten.

2.2 Ertrag

Grundsätzlich ist der Ertrag eines PV-Systems über einen längeren Zeitraum zu betrachten. Bei Anlagen zum Zwecke des Eigenverbrauchs bietet sich ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren an. Je nachdem, ob

es sich bei der PV-Anlage um eine langfristige bzw. kurzfristige Investition handelt, kann dieser Wert angepasst werden.

Viele Faktoren einer PV-Anlage haben Einfluss auf den Ertrag des gesamten PV-Systems. Neben örtlichen Wetterbedingungen, Einstrahlung, Ausrichtung, Modulneigung, Verschattung, Verschmutzung sowie die Modultemperatur, hat auch der Wechselrichter einen wesentlichen Einfluss auf den Ertrag.

Zudem kommt hinzu, dass die Energie, die von den Modulen produziert wird über DC-Kabel zum Wechselrichter gelangt. Diese wird dort wiederum umgewandelt und über AC-Leitungen weiter zur Hauptverteilung transportiert. Selten werden allerdings diese Kabeldistanzen auch als Einflussfaktor auf den Ertrag berücksichtigt. Diese haben allerdings einen deutlichen Einfluss auf den Ertrag. Besonders bei hohen Strömen und langen Distanzen ergeben sich maßgebliche Verluste, die den Ertrag über die Laufzeit des PV-Systems negativ beeinflussen.

2.2.1 Verlustleistung auf Kabel

Verlustleistung entsteht durch die physikalischen Gegebenheiten der Kabel und Umwelt. Die Höhe dieser Verluste wird von Kabel-Querschnitt, -Material, -Länge, -Temperatur und der darüber geleiteten Stromstärke beeinflusst. Diese Verluste führen zu einem Spannungsabfall und dieser wiederum zu einem Leistungsverlust bzw. einem Minderertrag bei PV-Systemen.

In der Regel werden PV-Systeme so geplant, dass die gesamten Leistungsverluste im Schnitt nicht höher als 1,0 % betragen. Dies ist allerdings keine rechtliche oder normative Vorgabe, daher kommt es auch vor, dass ein PV-System mit Verlustleistungen bis über 3% geplant wird.

Ein Leistungsverlust von 1,0 % mag auf den ersten Blick nicht viel erscheinen. Dieser geringe Prozentsatz kann über 20 Jahr allerdings zu Verlusten von Tausenden von Euro führen.

In der folgenden Tabelle möchten wir aufzeigen, welche monetären Auswirkungen Verlustleistung auf AC-Kabel bei einem 2 MWp-System über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren haben.

Verlustleistung in %	Monetäre Verluste über 20 Jahre
1%	€ 16.173,44
2%	€ 32.346,88
3%	€ 48.520,32
4%	€ 64.693,76

Wie leicht zu erkennen ist, entsteht auch bereits bei einer Verlustleistung von nur 1%, über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren, ein monetärer Verlust von mehreren Tausend Euro. Je höher die prozentuellen Verluste auf Kabel sind, desto höher sind auch die monetären Verluste. Diese erhöhen sich innerhalb eines Kabelquerschnittes im gleichen Verhältnis.

Je höher der Querschnitt des Kabels wiederum ist desto geringer ist auch die Verlustleistung. Dies kann auf einfache Weise demonstriert werden. Lehnt man sich an die zuvor erwähnte Systemdesign-Regel an, so sollte innerhalb eines PV-Systems kein Kabelabschnitt eine Verlustleistung >1% aufweisen. Bei Fronius

Tauro Eco ist ein Kabelquerschnitt von 240mm² AC-seitig möglich. Mit einem solchen Kabelquerschnitt kann eine Distanz von durchschnittlich 125 Metern innerhalb des Systems zurückgelegt werden, ohne die 1%-Grenze AC-seitig zu überschreiten.

Überbrückt man diese Distanz allerdings mit geringeren Kabelquerschnitten so erhöht sich demnach die Verlustleistung. Welche negativen Auswirkungen dies haben kann, zeigt die nachstehende Grafik.

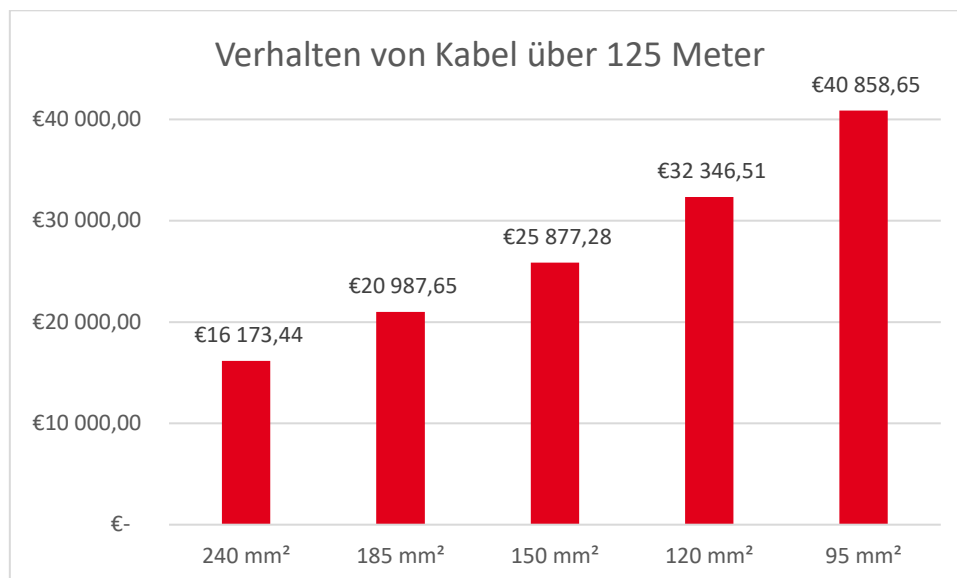


Abbildung 2: AC-seitige Kabelverluste auf einer Distanz von 125 Metern, Beispiel: 2MWp, 20 Jahre

Wie leicht zu erkennen ist steigt der monetäre Ertragsverlust sobald der Kabelquerschnitt reduziert wird. Würde man in diesem Beispiel eines 2MWp-Systems eine Distanz von 125 Metern anstelle eines 240mm² AC-Kabels mit einem 95 mm² Kabels überbrücken, so entstehen über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren über 24.500€ mehr an monetären Verlusten.

Verluste auf Kabelebene verdienen demnach Beachtung, denn je geringer die Verlustleistungen innerhalb eines PV-Systems gehalten werden, desto höher kann der Ertrag ausfallen. Dieser beeinflusst wiederum die Gesamtkosten des PV-Systems und somit auch die Amortisationsdauer.

3 TAURO VARIANTEN UND DEREN EINSATZBEREICH

Der Fronius Tauro ECO bietet durch seine Varianten große Flexibilität im Anlagendesign. Je nach gegebener Situation kann der Tauro ECO an die Projektbedingungen angepasst werden.

3.1 Dezentrales Anlagendesign

Bei einem sogenannten dezentralen Anlagendesign sind die Wechselrichter direkt am PV-Modulfeld angeschlossen, entweder einzeln oder in kleineren Gruppen verteilt. Dabei werden die größeren Distanzen mittels AC-Verkabelung entweder direkt zum AC-Hauptverteiler, oder gruppenweise über einen AC-Verteiler mittels AC-Sammelleitungen ausgeführt.

Anwendungsgebiete für dieses Anlagendesign sind beispielsweise Industriedächer bzw. Freifeldanlagen mit kurzen Wegen zur Hauptverteilung und wo lediglich eine begrenzte Fläche vorhanden ist und die Wechselrichter dementsprechend platzsparend ins System integriert werden müssen.



Abbildung 3: Dezentrales Systemdesign mit kurzer Distanz zur Hauptverteilung

3.1.1 D-Variante

Für dezentrales Anlagendesign eignet sich der Fronius Tauro in der „Direct Variante“ (=D-Variante) am besten.

Diese Variante zeichnet sich dadurch aus, dass die DC-Verkabelung einfach mittels MC4-Stecker am Gerät angebunden werden kann. Außerdem können AC Kabel von 35mm² bis 240mm² angeschlossen werden und mit den im Gerät integrierten V-Klemmen befestigt werden.



Abbildung 4: Anschlussbereich der D-Variante mit integrierten MC4-Steckern

3.2 Zentrales Anlagendesign

Beim zentralen Anlagendesign werden die Modulstränge zunächst in einer Strangsammler-Box gesammelt und die Hauptdistanz zu den Wechselrichtern wird mit einer DC-Sammelleitung ausgeführt. Die Wechselrichter sind zentral mit kurzer Distanz zum AC-Hauptverteiler bzw. zum Transformator platziert.

Anwendungsgebiete sind Industriedächer oder große Freifeldanlagen, welche lange Distanzen zur Hauptverteilung überbrücken müssen. Beispielsweise befindet sich der Trafo auf der gegenüberliegenden Straßenseite.



Abbildung 5: zentrales Systemdesign mit langer Distanz zur Hauptverteilung

3.2.1 P-Variante

Die „Precombined Variante“ (=P-Variante) eignet sich besonders gut für zentrales Systemdesign. Diese ist bereits mit Kabeldurchführungen ausgeführt und lässt DC-Kabel bis zu 95mm² zu. Auch bei der Precombined Variante können AC-Kabel von 35 bis 240mm² angeschlossen und mit integrierten V-Klemmen befestigt werden.



Abbildung 6: Anschlussbereich der P-Variante mit integrierten PG-Verschraubungen

3.3 Systemkostenvergleich der Varianten

Je nach individuellen Systemanforderungen kann der Anlagenplaner entscheiden, ob entweder ein dezentrales oder ein zentrales Systemdesign vorteilhafter für das Gesamtprojekt ist. Da der Fronius Tauro diese Entscheidungsflexibilität zulässt, besteht großes Potential BOS-Kosten zu sparen.

Je nach gegebenen Bedingungen ergeben sich unterschiedliche Einsparungspotentiale, die je für eine der beiden Design-Varianten spricht.

Ein ausschlaggebender Faktor, welcher Einfluss auf die Wahl des Systemdesigns hat ist die Distanz von den PV-Modulen zur Hauptverteilung.

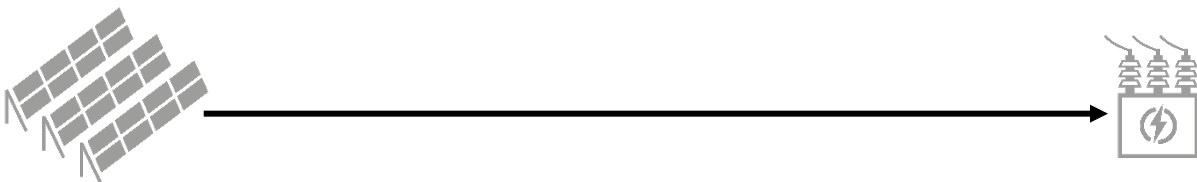


Abbildung 7: Distanz zwischen Modulfeld und Hauptverteilung/Trafo

Wie in der nachstehenden Grafik ersichtlich lässt sich erkennen, dass je größer die Distanz zur Hauptverteilung ist, desto rentabler ist es, ein zentrales Systemdesign anzuwenden.

In diesem Beispiel sind die Gesamtsystemkosten zweier gleicher Systeme auf Basis von 200 kWp gegenübergestellt. Es wurden bereits die Kosten für die Inverter, Kabel, Systemkomponenten sowie Leistungsverluste auf Kabeleben basierend auf österreichischen Preisen berücksichtigt.

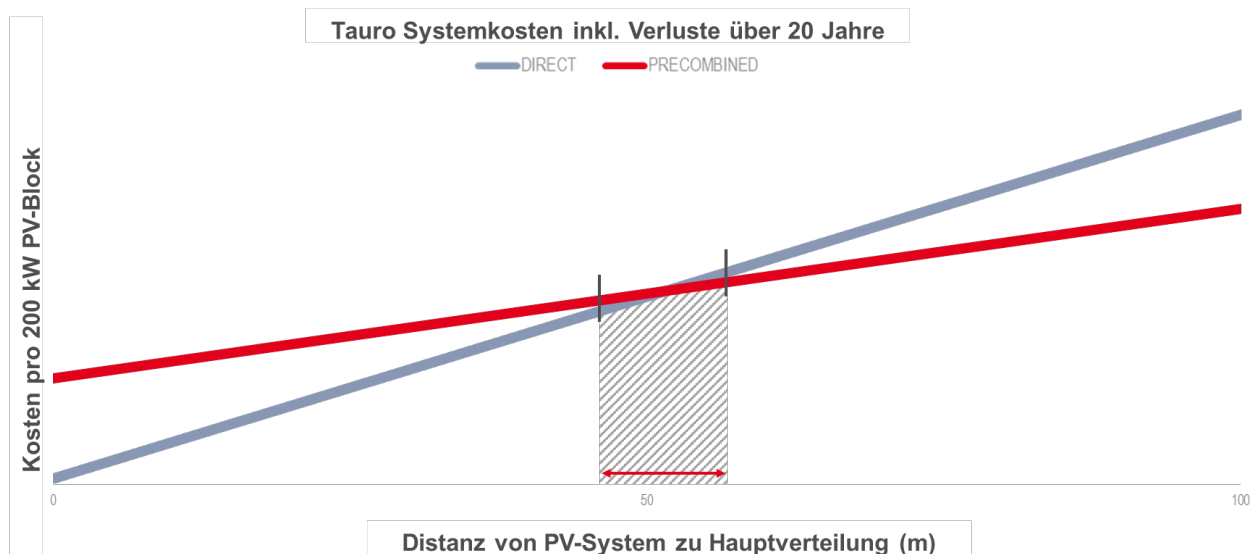


Abbildung 8: Systemkostenvergleich von D- und P-Variante, Stand Jänner 2020

Man kann deutlich erkennen, dass die Initialkosten der unterschiedlichen Systemausführungen differieren. Je nach Distanz der Module zur Hauptverteilung verändern sich diese allerdings. Erhöhen sich beispielsweise die Distanzen, so erhöhen sich auch die Kabellängen und folglich auch der Gesamtpreis für die Verkabelung und der Ertragsverlust. Der kostentechnische Break-Even beider Varianten findet sich etwa bei 50 Metern.

Dies bedeutet, wenn die durchschnittliche Distanz zwischen Modulen und Hauptverteilung geringer als 50 Meter ist, ist es in diesem Beispiel rentabler ein dezentrales System mit der Tauro ECO Direct Variante auszuführen. Ergeben sich größere Distanzen würde sich aus wirtschaftlicher Sicht ein zentrales Systemdesign mit der Tauro ECO Precombined Variante besser eignen.

Jedes System muss allerdings individuell betrachtet werden und so könnten es auch die Bedingungen erfordern, dass sich der Anlagenplaner bei durchschnittlichen Distanzen von beispielsweise 70 Metern für eine Direct Variante entscheidet. Der Tauro ECO ist so gestaltet, dass er Potential für Kosteneinsparungen durch durchdachtes Produktdesign bietet – unabhängig von der Variante.

3.3.1 Fokus auf Investitionskosten

In einigen Fällen werden gewerbliche PV-Anlagen aus Investitionsgründen errichtet. Das Ziel ist in diesem Fall das PV-System nach wenigen Jahren zu verkaufen. Hier wird oft aus wirtschaftlicher Sicht das Thema Ertragsverluste außer Acht gelassen.

Unter der Annahme, dass in derartigen Situationen Verluste auf Kabel außer Acht gelassen werden, ist die D-Variante auch für lange Distanzen die wirtschaftlichere Wahl.

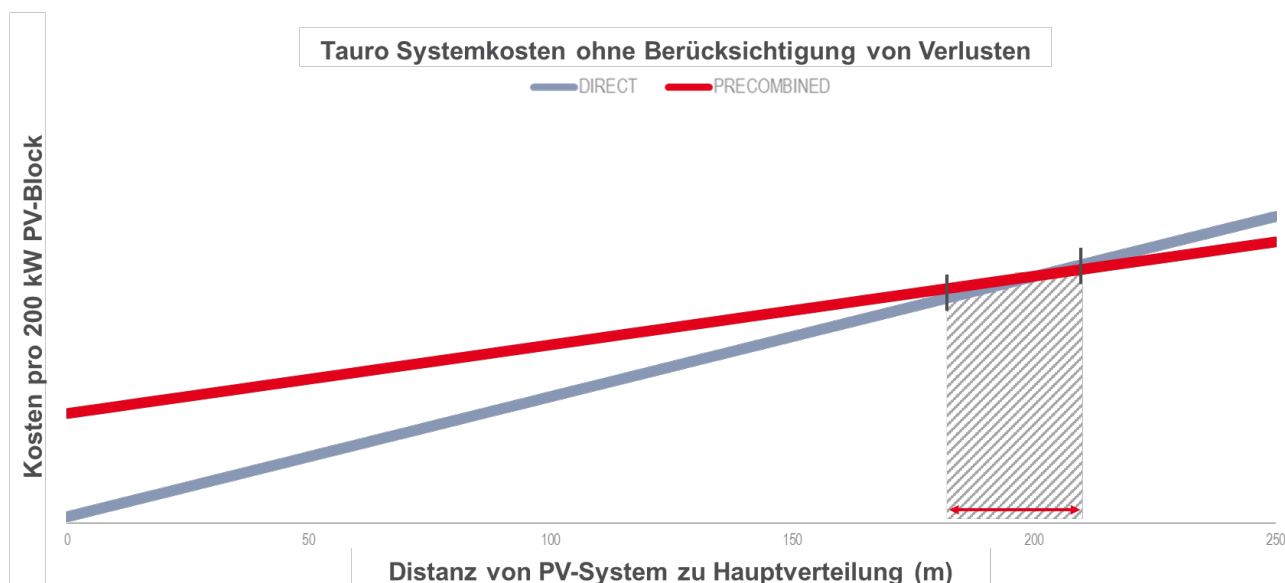


Abbildung 9: Systemkostenvergleich von D- und P-Variante ohne Berücksichtigung von Leistungsverlusten, Stand Jänner 2020

Ein dezentrales System mit dem Tauro ECO in der Direct Variante wäre hinsichtlich der Initialkosten bis zu einer Distanz von rund 200 Metern zwischen PV-Modulen und Hauptverteilung in diesem Situationsbeispiel die rentablere Entscheidung.

3.4 Einsatzgebiet der Tauro Varianten

Zusammenfassend können somit folgende Anhaltspunkte definiert werden:

P-VARIANTE	D-VARIANTE
Eignet sich aus wirtschaftlicher Sicht gut für:	Eignet sich aus wirtschaftlicher Sicht gut für:
/ Lange Distanzen zwischen Modulfeld und Trafo/Hauptverteilung	/ Kurze Distanzen zwischen Modulfeld und Trafo/Hauptverteilung
/ Zentrales Systemdesign	/ Dezentrales Systemdesign
/ Positionierung des Wechselrichters nahe der Trafostation/Hauptverteilung	/ Positionierung des Wechselrichters nahe des Modulfeldes

4 OPTION AC DAISY CHAINING

Der Fronius Tauro ist mit einer Designoption namens AC DAISY CHAINING erhältlich, wodurch er höhere Flexibilität im System Design sowie großes Potential zur BOS-Kosteneinsparung bietet.

4.1 Was ist AC Daisy Chaining?

AC Daisy Chaining ist bei Fronius Tauro als Option verfügbar. Bei dieser Option ist im AC-Bereich ein rudimentärer AC-Verteiler integriert, welcher eine Verkettung von mehreren Wechselrichtern AC-seitig ermöglicht.

Mit dem speziellen AC-Bereich im Gerät für die Kabelverbindung ist es möglich, mehrere Geräte bis zu 200 kW direkt aneinander zu schalten. Dadurch ergibt sich eine enorme Einsparung an AC-Kabeln sowie anderer Komponenten wie AC-Verteiler oder AC-Trenner.

Für einen 200kW-Block im PV Feld hätte AC Daisy Chaining folgenden Einfluss:

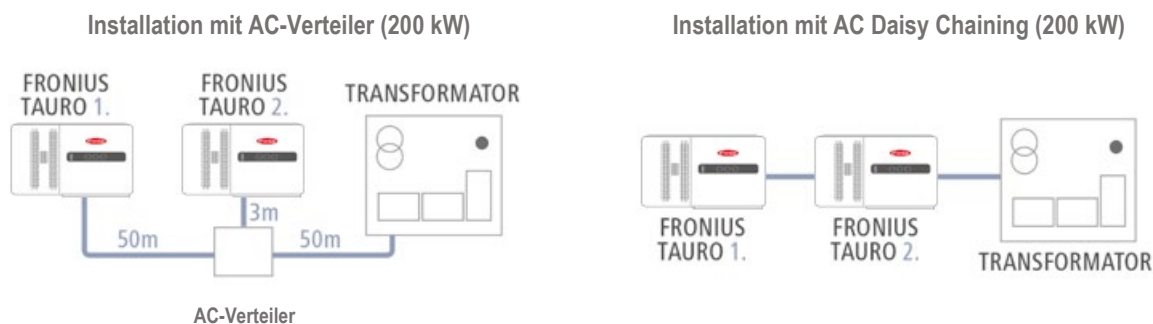


Abbildung 10: Vergleich von Systemdesign 1 mit AC-Verteiler und mit Systemdesign 2 mit Option AC Daisy Chaining

Der PV-Block im linken Teil der Grafik weist zwei Stränge mit je einem 100kW Wechselrichter auf. Aufgrund der Distanz und des Kabelquerschnittes müssen am Weg zum Trafo mehrere AC-Verteiler eingesetzt werden, um die AC-Kabel an einem Punkt zusammenzufassen.

Bei der AC Daisy Chaining Option – dargestellt im rechten Teil der Grafik - hingegen besteht die Möglichkeit zwei 100kW-Wechselrichter, vier 50kW-Wechselrichter, oder eine Mischform AC-seitig miteinander zu verschalten und gesammelt eine AC-Leitung zum Trafo bzw. Hauptanschluss zu legen. So werden in diesem Beispiel nicht nur der AC-Verteiler gespart, sondern auch ein Drittel der AC-Kabel. Dies ergibt am Ende des Tages große Einsparungen bei den BOS-Kosten.

4.2 Spezielle Einzelanwendung von AC Daisy Chaining

Bei der AC Daisy Chaining Option besteht zudem die Möglichkeit den integrierten AC-Bereich für eine Doppelleitung zu verwenden. Das bedeutet anstelle von nur einer AC-Leitung zur Hauptverteilung, können gleichzeitig zwei AC-Leitungen parallel zur Hauptverteilung geführt werden.



Abbildung 11: Einzelanwendung von AC Daisy Chaining Option mit zwei parallelen AC-Leitungen

Auf diese Weise besteht die einfache Möglichkeit den Kabelquerschnitt zu verdoppeln. Dies hat zur Folge, dass die AC-Verlustleistung deutlich reduziert wird und dadurch längere Distanzen ohne zusätzliche AC-Verteiler Boxen realisiert werden können.

4.3 Wie rechnet sich AC Daisy Chaining?

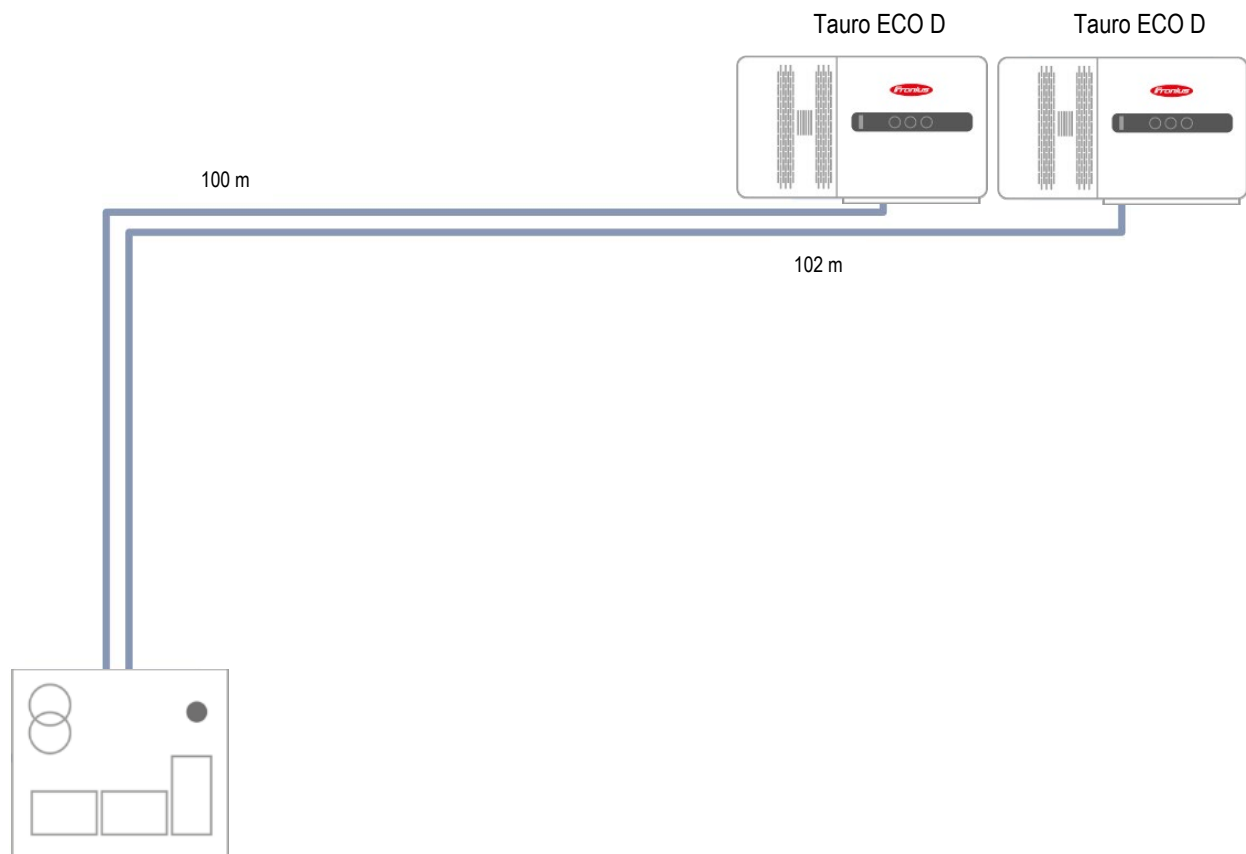
Wie flexibel sich Fronius Tauro in ein dezentrales Systemdesign einfügen lässt und welchen Einfluss die AC Daisy Option in den speziellen Topologie-Formen hat, wird auf den nachfolgenden Seiten erläutert.

4.3.1 D-Variante mit und ohne AC Daisy Chaining

In den folgenden Beispielen wird die D-Variante in Kombination mit der AC Daisy Chaining Option untersucht. In den folgenden Beispielen wird angenommen, dass es sich um ein dezentrales Systemdesign handelt, wo die Inverter direkt am Modulfeld platziert werden und so die DC-Verkabelung verschwindend gering gehalten wird. Aus diesem Grund wird in den folgenden Gegenüberstellungen lediglich die AC-Verkabelung betrachtet.

Beispielsituation 1.A – ohne AC Daisy Chaining

Dezentrales Systemdesign, Wechselrichter zentral gruppiert, Ausführung als Direct-Variante



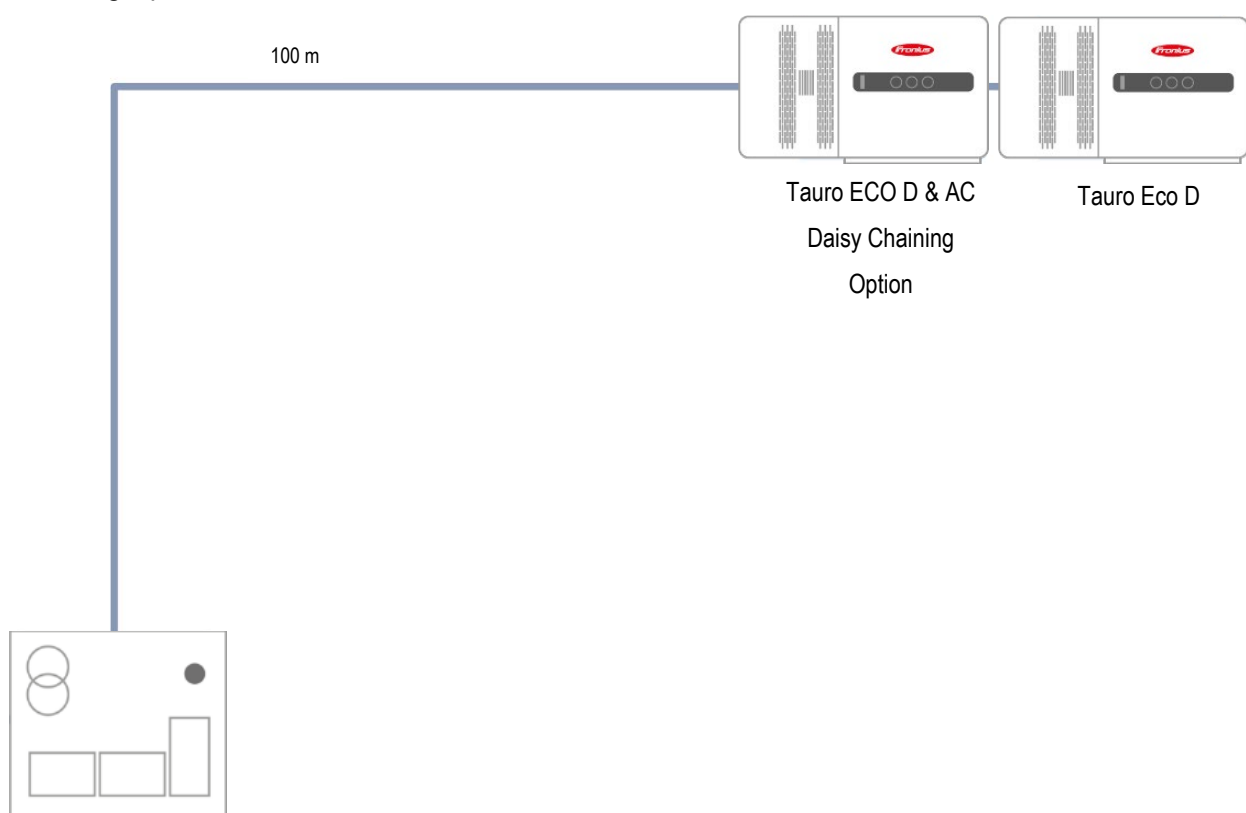
TRANSFORMATOR

Abbildung 12: Systemdesign mit Tauro ECO in der D-Variante

BOS-KOSTEN AUFSTELLUNG	AUSFÜHRUNG	KOSTEN
KABEL (11,16€/METER)	AC: 1x 100m 120mm ²	€ 1.116,-
	AC: 1x 102m 120mm ²	€ 1.138,32
		€ 2.254,32
ERTRAGSVERLUSTE (0,08€ 20 JAHRE)	100 kW – 100m – 120mm ²	€ 1.242,39
	100 kW – 102m – 120mm ²	€ 1.267,23
		€ 2.509,62
GESAMTKOSTEN		€ 4.763,94

Beispielsituation 1.B - mit AC Daisy Chaining Option

Dezentrales Systemdesign, Wechselrichter zentral gruppiert, Ausführung als Direct-Variante mit AC Daisy Chaining Option



TRANSFORMATOR

Abbildung 13: Systemdesign mit Tauro ECO D + Tauro ECO D mit AC Daisy Chaining Option

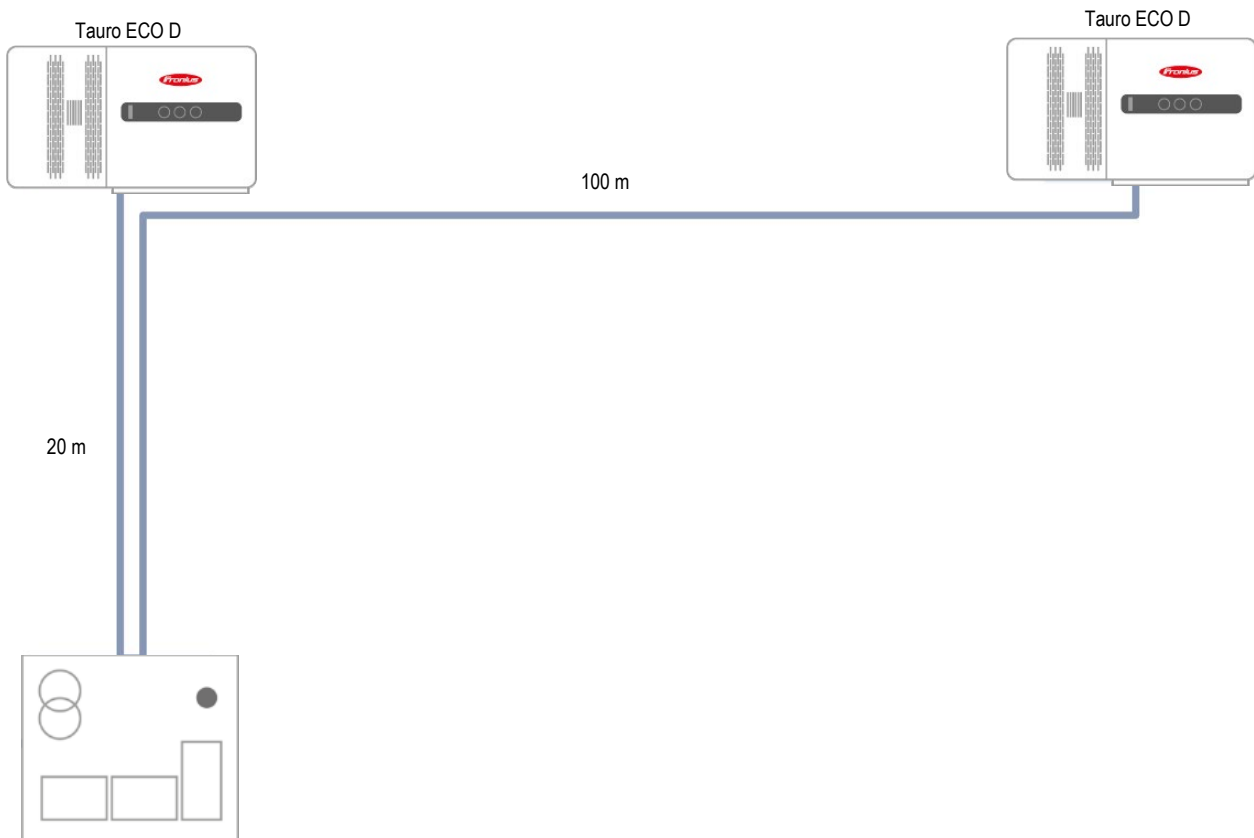
BOS-KOSTENAUFSTELLUNG	AUSFÜHRUNG	KOSTEN
KABEL (17,64€/METER)	AC: 1x 101m 240mm ²	€ 1.781,64
ERTRAGSVERLUSTE (0,08€ 20 JAHRE)	200 kW – 100m – 240mm ²	€ 2.484,77
	100 kW – 2m – 240mm ²	€ 12,44
		€ 2.497,21
GESAMTKOSTEN		€ 4.278,85

Resultat der Gegenüberstellung

Bereits bei der alleinigen Betrachtung der AC-Kabelkosten ergeben sich für die Option AC Daisy Chaining bereits Einsparungen. Hier erzielt die Option einen Kostenvorteil von € 472,68 und erbringt somit einen Gesamtvorteil von **€ 485,09**.

Beispielsituation 2.A – ohne AC Daisy Chaining

Dezentrales Systemdesign, Wechselrichter an deutlich unterschiedlichen Positionen, Ausführung als Direct Variante



TRANSFORMATOR

Abbildung 14: Systemdesign mit Tauro ECO in der D-Variante

BOS-KOSTENAUFSTELLUNG	AUSFÜHRUNG	KOSTEN
KABEL (11,16€/METER)	AC: 1x 100m 120mm ²	€ 1.116,-
	AC: 1x 20m 120mm ²	€ 223,20
		€ 1.339,20
ERTRAGSVERLUSTE (0,08€ 20 JAHRE)	100 kW – 100m – 120mm ²	€ 1.242,39
	100 kW – 20m – 120mm ²	€ 248,48
		€ 1.490,87
GESAMTKOSTEN		€ 2.830,07

Beispielsituation 2.B – mit AC Daisy Chaining

Dezentrales Systemdesign, Wechselrichter an deutlich unterschiedlichen Positionen, Ausführung als Direct Variante mit AC Daisy Chaining Option



TRANSFORMATOR

Abbildung 15: Systemdesign mit Fronius Tauro ECO D und Tauro ECO D mit AC Daisy Chaining Option

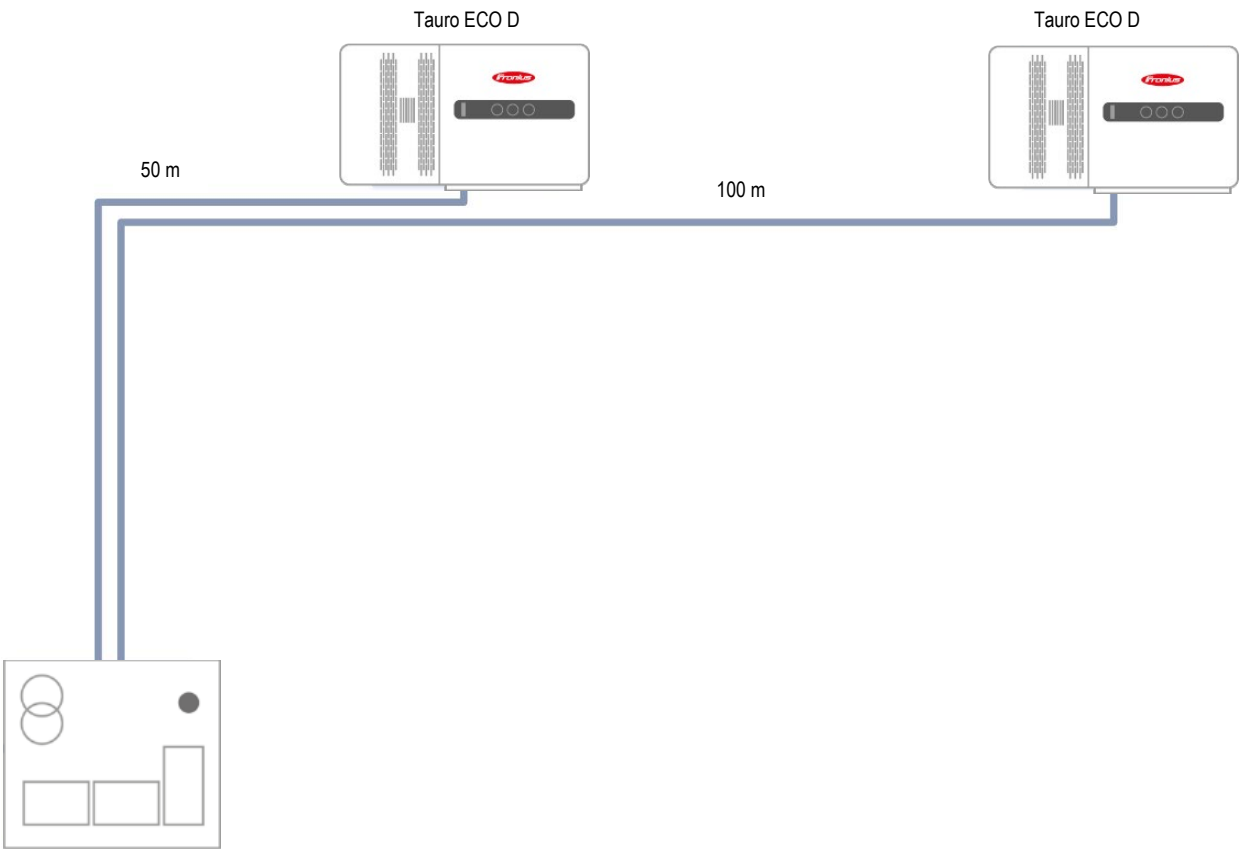
BOS-KOSTENAUFSTELLUNG	AUSFÜHRUNG	KOSTEN
KABEL (17,64€/METER)	AC: 1x 100m 240mm ²	€ 1.764,-
ERTRAGSVERLUSTE (0,08€ 20 JAHRE)	100 kW – 80m – 240mm ²	€ 496,96
	200 kW – 20m – 240mm ²	€ 496,96
		€ 993,92
GESAMTKOSTEN		€ 2.757,92

Resultat der Gegenüberstellung:

Hier ist deutlich zu erkennen, dass aufgrund der AC Daisy Chaining Option € 424,80 mehr an AC-Kabelkosten anfallen. Dies ist auf den benötigten höheren Kabelquerschnitt von 240mm² zurückzuführen. Allerdings wird dieser Kostenvorteil langfristig aufgrund der höheren AC-Verluste wieder ausgeglichen. AC Daisy Chaining bringt somit einen **Gesamtkostenvorteil von € 72,15** bei den BOS-Kosten.

Beispielsituation 3.A – ohne AC Daisy Chaining

Dezentrales Systemdesign, Wechselrichter an unterschiedlichen Positionen, Ausführung mit Direct-Variante



TRANSFORMATOR

Abbildung 16: Systemdesign mit Tauro ECO in der D-Variante

BOS-KOSTENAUFSTELLUNG	AUSFÜHRUNG	KOSTEN
KABEL (11,16€/METER)	AC: 1x 100m 120mm²	€ 1.116,-
	AC: 1x 50m 120mm²	€ 558,-
		€ 1.674,-
ERTRAGSVERLUSTE (0,08€ 20 JAHRE)	100 kW – 100m – 120mm²	€ 1.242,39
	100 kW – 50m – 120mm²	€ 621,19
		€ 1.863,58
GESAMTKOSTEN		€ 3.537,58

Beispielsituation 3.B – mit AC Daisy Chaining

Dezentrales Systemdesign, Wechselrichter an unterschiedlichen Positionen, Ausführung mit Direct-Variante mit AC Daisy Chaining



TRANSFORMATOR

Abbildung 17: Systemdesign mit Tauro ECO D und Tauro ECO D mit AC Daisy Chaining Option

BOS-KOSTENAUFSTELLUNG	AUSFÜHRUNG	KOSTEN
KABEL (17,64€/METER)	AC: 1x 100m 240mm ²	€ 1.764,-
ERTRAGSVERLUSTE (0,08€ 20 JAHRE)	100 kW – 50m – 240mm ²	€ 310,60
	200 kW – 50m – 240mm ²	€ 1.242,39
		€ 1.552,99
GESAMTKOSTEN		€ 3.316,99

Resultat der Gegenüberstellung:

Beim Systemdesign mit der AC Daisy Chaining Option fallen minimal mehr AC-Kabelkosten an. Berücksichtigt man allerdings langfristig die AC-Verluste so bringt die AC Daisy Chaining Option einen Kostenvorteil von **€ 220,59**.

4.3.2 AC Daisy Chaining in der Einzelanwendung mit Doppelleitung

Bei der Einzelanwendung von AC Daisy Chaining Option wird der integrierte AC-Bereich für eine Doppelleitung verwendet und so der Kabelquerschnitt verdoppelt. Dies hat zur Folge, dass die AC-Verlustleistung deutlich reduziert wird und dadurch längere Distanzen ohne zusätzliche AC-Verteiler realisiert werden können.

In den folgenden Gegenüberstellungen werden wieder lediglich die AC-Verkabelung sowie die dazugehörigen Komponenten betrachtet.

Beispielsituation 1.A – ohne AC Daisy Chaining

Dezentrales Systemdesign, Ausführung mit Direct-Variante

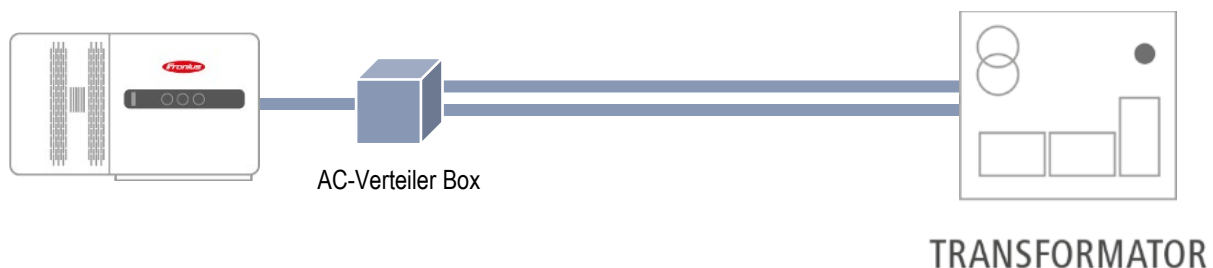


Abbildung 18: Systemdesign mit Tauro ECO D bei langen Distanzen

BOS-KOSTENAUFSTELLUNG	AUSFÜHRUNG	KOSTEN
KABEL (11,16€/METER)	AC: 1x 30m 240mm ²	€ 529,2
	AC: 2x 170m 240mm ²	€ 5.997,6
		6.526,8
ERTRAGSVERLUSTE (0,08€ 20 JAHRE)	100 kW – 30m – 240mm ²	€ 556,5
	2x 50 kW – 170m – 240mm ²	€ 1.576,75
		€ 2.133,25
SYSTEMKOMPONENTEN	1x AC Verteiler-Box	€ 2000,-
GESAMTKOSTEN		€ 10.660,05

Beispielsituation 1.A – mit AC Daisy Chaining

Dezentrales Systemdesign, Ausführung mit Direct-Variante mit AC Daisy Chaining Option für eine Doppelklemm-Variante verwendet



Abbildung 19: Systemdesign mit Tauro ECO D mit AC Daisy Chaining Option in der Einzelanwendung bei langen Distanzen

BOS-KOSTENAUFSTELLUNG	AUSFÜHRUNG	KOSTEN
KABEL (11,16€/METER)	AC: 2x 200m 240mm ²	€ 7.056,-
ERTRAGSVERLUSTE (0,08€ 20 JAHRE)	2x 50 kW – 200m – 240mm ²	€ 1.855,-
GESAMTKOSTEN		€ 8.911,-

Resultat der Gegenüberstellung

Beim Systemdesign mit der AC Daisy Chaining Option in der Verwendung für eine doppelte AC-Leitung ergeben sich deutliche Kostenvorteile. Die Kosten für die AC-Verkabelung sind minimal höher, allerdings wird bei Verlusten und Systemkomponenten gespart. Da bei dieser Option die AC-Verteiler-Box entfällt bietet die Option einen deutlichen Kostenvorteil von **€ 1.749,05 pro 100 kW**.

4.4 P-Variante mit und ohne AC Daisy Chaining

Beispielsituation 1.A – ohne AC Daisy Chaining

Zentrales Systemdesign, Wechselrichter zentral an einem Platz positioniert, Platz weit entfernt von Modulfeld und von Hauptverteilung, Ausführung mit Precombined-Variante

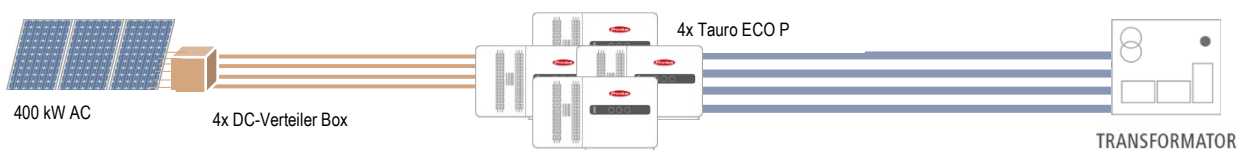


Abbildung 20: Systemdesign mit Tauro ECO P

BOS-KOSTENAUFSTELLUNG	AUSFÜHRUNG	KOSTEN
KABEL (11,16€/METER)	DC: 2x4 150m 70mm ² (Single-Core Kabel)	€ 4.406,-
	AC: 4x 100m 120mm ² (Multi-Core Kabel)	€ 4.464,-
		€ 8.870,-
ERTRAGSVERLUSTE (0,08€ 20 JAHRE)	DC: 2x4 50kW – 150 m – 70mm ² (Single-Core Kabel)	€ 2.187,-
	AC: 4x 100 kW – 100m – 120mm ² (Multi-Core Kabel)	€ 4.969,-
400 KW AC		€ 7.156,-
SYSTEMKOMPONENTEN	4x DC Verteiler-Box (100kW à € 1000,-)	€ 4.000,-
GESAMTKOSTEN		€ 20.026,-

Beispielsituation 1.B – mit AC Daisy Chaining

Zentrales Systemdesign, Wechselrichter zentral an einem Platz positioniert, Platz weit entfernt von Modulfeld und von Hauptverteilung, Ausführung mit Precombined-Variante mit AC Daisy Chaining Option

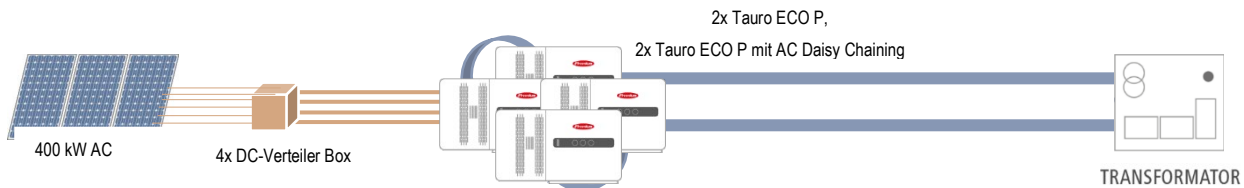


Abbildung 21: Systemdesign mit Tauro ECO P und AC Daisy Chaining Option

BOS-KOSTENAUFSTELLUNG	AUSFÜHRUNG	KOSTEN
KABEL (11,16€/METER)	DC: 2x4 150m 70mm ² (Single-Core Kabel)	€ 4.406,-
	AC: 2x 101m 240mm ² (Multi-Core Kabel)	€ 3.563,-
		€ 7.969,-
ERTRAGSVERLUSTE (0,08€ 20 JAHRE)	DC: 2x4 50 kW – 150 m – 70 mm ² (Single-Core Kabel)	€ 2.187,-
400 KW AC	AC: 2x 200 kW – 100 m – 240 mm ²	€ 4.969,-
	2x 100 kW – 1 m – 240 mm ² (Multi-Core Kabel)	€ 12,-
		€ 7.168,-
SYSTEMKOMPONENTEN	4x DC Verteiler-Box (100 kW à € 1000,-)	€ 4.000,-
GESAMTKOSTEN		€ 19.137,-

Resultat der Gegenüberstellung:

Beim semi-zentralen Systemdesign mit der AC Daisy Chaining Option fallen minimal mehr Verluste an, allerdings auch weniger AC-Kabelkosten an. So bringt die AC Daisy Chaining Option auch in Kombination mit der Precombined Variante einen Kostenvorteil – in diesem Fall von **€ 889,-**.

Die oben getätigten Gegenüberstellungen zeigen, dass AC Daisy Chaining bei der D-Variante größere Kosteneinsparungen aufweist, als bei der P-Variante. Dies liegt daran, dass Tauro ECO in der D-Variante für dezentrales Systemdesign vorgesehen ist und somit deutlich längere AC-Distanzen aufweist, als DC-Distanzen. Wie in den vorhergehenden Gegenüberstellungen ersichtlich ist, hat AC Daisy Chaining vor allem eine Auswirkung auf die AC-Verkabelung und die dafür benötigten Komponenten.

Es konnte festgestellt werden, dass AC Daisy Chaining immer einen Kostenvorteil im Hinblick auf die AC-Verkabelung sowie verwandte Systemkomponenten bringt. Dies gilt auch für die Einzelanwendung durch eine Doppelleitung.

Die Designoption bietet zudem großes Potential für Systeme, wo die verketteten Inverter weit von der Hauptverteilung entfernt sind. Je weiter die Distanz zur Hauptverteilung desto größer ist der Kostenvorteil im Vergleich zur D-Variante ohne AC Daisy Chaining. Besonders großes Sparpotential bietet die Option, wenn die verketteten Geräte dezentral am Netzanschlusspunkt und nah beieinander platziert sind. Im Umkehrschluss können allerdings die Ertragsverluste so gering wie möglich gehalten werden, wenn einer der verketteten Wechselrichter möglichst nahe an der Hauptverteilung sitzt.

So kann man aus den vorhergehenden Gegenüberstellungen ableiten, dass AC Daisy Chaining in jeder Situation einen Kostenvorteil schaffen kann.

4.5 Kostenvergleich der Varianten mit AC Daisy Chaining

Wie in den zuvor geschilderten Gegenüberstellungen hat die AC Daisy Chaining Option großes Potential BOS-Kosten im Projekt einzusparen. Dieses Potential ist wie zuvor errechnet allerdings in Kombination mit der Direct-Variante meist höher als mit der Precombined-Variante und auch in der Praxis wahrscheinlicher.

In der nachstehenden Grafik sind die Gesamtsystemkosten zweier gleicher Systeme auf Basis von 200 kWp gegenübergestellt. Es wurden die Direct-Variante in Kombination mit der Option AC Daisy Chaining und die Precombined-Variante miteinander verglichen.

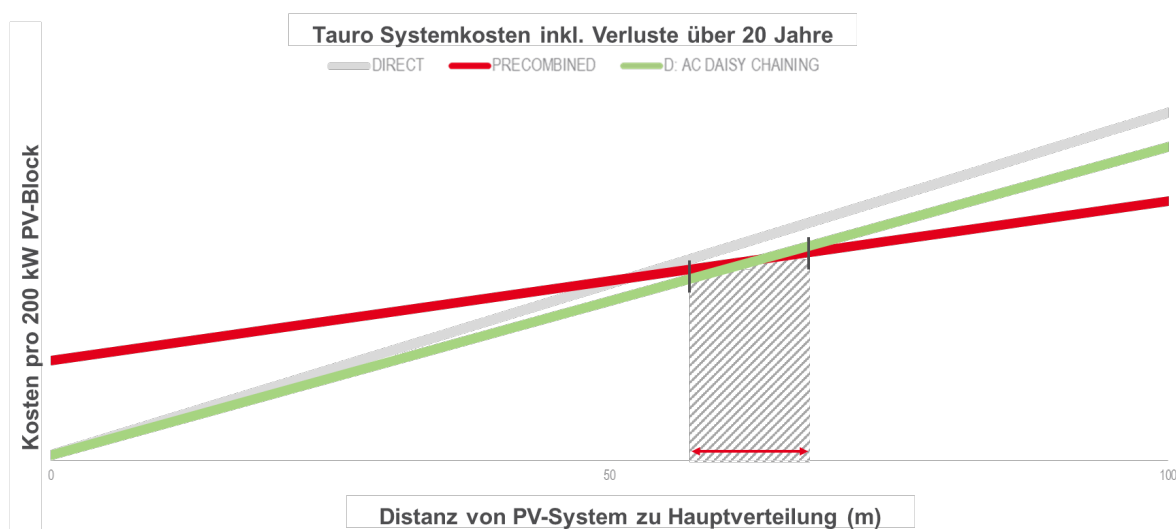


Abbildung 22: Systemkostenvergleich von Tauro ECO D- und P-Variante sowie D-Variante mit AC Daisy Chaining, Stand Jänner 2020

Wie zu erkennen, differieren die Initialkosten der unterschiedlichen Systemausführungen. Je nach Distanz der Module zur Hauptverteilung verändern sich die Initialkosten aufgrund der steigenden Kabellängen. Der kostentechnische Break-Even beider Varianten findet sich in diesem Beispiel etwa bei 65 Metern.

Dies bedeutet, wenn die durchschnittliche Distanz zwischen Modulen und Hauptverteilung geringer als 65 Meter ist, ist es rentabler ein dezentrales System mit der Tauro ECO Direct Variante inklusive AC Daisy Chaining Option auszuführen. Ergeben sich größere Distanzen würde sich aus wirtschaftlicher Sicht ein zentrales Systemdesign mit der Tauro ECO Precombined Variante besser eignen.

Es wurde zudem die Direct-Variante in Kombination mit und ohne AC Daisy Chaining verglichen. Die Direct-Variante ohne AC Daisy Chaining ist als hellgraue Linie dargestellt. Hier ist deutlich zu erkennen, dass diese Variante ohne der Option AC Daisy Chaining lediglich bis etwa 50 Meter die rentablere wäre. Dies unterstreicht den positiven Einfluss von AC Daisy Chaining auf die Gesamtsystemkosten.

5 ZUSAMMENFASSUNG

Wie in den letzten Kapiteln erläutert sind bei einer Investition in eine PV-Großanlage die CAPEX ein wichtiges Merkmal und meist ein Entscheidungskriterium. Wie allerdings festgestellt werden konnte, sind die Initialpreise der eingesetzten Inverter nicht ausschlaggebend für die Gesamtsystemkosten. Es lohnt sich die einzelnen Produkteigenschaften etwas genauer zu betrachten und so Kostenvorteile für das Gesamtsystem zu realisieren.

Wie aufgezeigt, sind auch die Ertragsverluste auf Kabel über eine gewisse Laufzeit nicht außer Acht zu lassen. Diese sind entscheidend für die Amortisationsdauer und auch für die gesamten LCOE von besonderer Bedeutung. Durch die großzügigen Anschluss-Querschnitte und den verschiedenen Varianten von Fronius Tauro ECO kann mehr Ertrag erzielt werden und so wiederum ein profitables PV-Großsystem realisiert werden.

Wie erläutert bietet der Fronius Tauro durch seine Varianten und Optionen große Flexibilität im Einsatzbereich und so auch im Systemdesign. Je nach Situation fügt sich der Fronius Tauro auf Grund dieser Eigenschaft in jedes System und bietet dadurch auch Potential BOS-Kosten zu sparen.

P-VARIANTE	D-VARIANTE
Eignet sich aus wirtschaftlicher Sicht gut für:	Eignet sich aus wirtschaftlicher Sicht gut für:
/ Lange Distanzen zwischen Modulfeld und Trafo/Hauptverteilung / Zentrales Systemdesign / Positionierung des Wechselrichters nahe der Trafostation/Hauptverteilung	/ Kurze Distanzen zwischen Modulfeld und Trafo/Hauptverteilung / Dezentrales Systemdesign / Positionierung des Wechselrichters nahe des Modulfeldes

Zusätzlich bietet der Fronius Tauro durch die einzigartige Option AC Daisy Chaining großes Sparpotential. Wie errechnet bietet die Option AC Daisy Chaining in jeder Situation einen Kostenvorteil. So können bis zu 50 % an Systemkomponenten und AC-Verkabelung eingespart werden.

All diese Produkteigenschaften machen es möglich, dass Fronius Tauro in jedes Systemdesign eingefügt werden kann. Darüber hinaus bieten diese auch einige Möglichkeiten im Projekt zu Beginn sowie laufend Kosten einzusparen und ein profitables Commercial System zu realisieren.

Rückfragehinweis:

Fachpresse: Andrea SCHATNER, Email: schartner.andrea@fronius.com, Froniusplatz 1, 4600 Wels, Austria.

6 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Zusammensetzung der Balance of System Costs, Quelle: Gewerbliche PV Anlage in Norditalien.....	5
Abbildung 2: AC-seitige Kabelverluste auf einer Distanz von 125 Metern, Beispiel: 2MWp, 20 Jahre	8
Abbildung 3: Dezentrales Systemdesign mit kurzer Distanz zur Hauptverteilung	9
Abbildung 4: Anschlussbereich der D-Variante mit integrierten MC4-Steckern.....	9
Abbildung 5: zentrales Systemdesign mit langer Distanz zur Hauptverteilung	10
Abbildung 6: Anschlussbereich der P-Variante mit integrierten PG-Verschraubungen	10
Abbildung 7: Distanz zwischen Modulfeld und Hauptverteilung/Trafo	10
Abbildung 8: Systemkostenvergleich von D- und P-Variante, Stand Jänner 2020	11
Abbildung 9: Systemkostenvergleich von D- und P-Variante ohne Berücksichtigung von Leistungsverlusten, Stand Jänner 2020	12
Abbildung 10: Vergleich von Systemdesign 1 mit AC-Verteiler und mit Systemdesign 2 mit Option AC Daisy Chaining.....	13
Abbildung 11: Einzelanwendung von AC Daisy Chaining Option mit zwei parallelen AC-Leitungen	13
Abbildung 12: Systemdesign mit Tauro ECO in der D-Variante.....	14
Abbildung 13: Systemdesign mit Tauro ECO D + Tauro ECO D mit AC Daisy Chaining Option	15
Abbildung 14: Systemdesign mit Tauro ECO in der D-Variante.....	16
Abbildung 15: Systemdesign mit Fronius Tauro ECO D und Tauro ECO D mit AC Daisy Chaining Option ..	17
Abbildung 16: Systemdesign mit Tauro ECO in der D-Variante.....	18
Abbildung 17: Systemdesign mit Tauro ECO D und Tauro ECO D mit AC Daisy Chaining Option	19
Abbildung 18: Systemdesign mit Tauro ECO D bei langen Distanzen	20
Abbildung 19: Systemdesign mit Tauro ECO D mit AC Daisy Chaining Option in der Einzelanwendung bei langen Distanzen	20
Abbildung 20: Systemdesign mit Tauro ECO P	21
Abbildung 21: Systemdesign mit Tauro ECO P und AC Daisy Chaining Option	22
Abbildung 22: Systemkostenvergleich von Tauro ECO D- und P-Variante sowie D-Variante mit AC Daisy Chaining, Stand Jänner 2020	23

7 QUELLENANGABEN

Quellenangabe	<i>“Total costs of ownership“, https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/total-cost-ownership-49401, 20.04.2020</i>
Erklärung	<i>[Prof. Dr. Dr. h.c. Jürgen Weber, WHU – Otto Beisheim School of Management, Institut für Management und Controlling (IMC)] „Total costs of ownership“, https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/total-cost-ownership-49401, 20.04.2020</i>

Quellenangabe	<i>“Capital expenditures“, https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/capex-52700, 20.04.2020</i>
Erklärung	<i>[Unbekannter Autor, daher keine Angabe] „CAPEX“, https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/capex-52700, 20.04.2020</i>

Quellenangabe	<i>“BOS-Kosten“, https://sinovoltaics.com/learning-center/basics/balance-of-system-bos/, 20.04.2020</i>
Erklärung	<i>[Dricus, Managing Director at Sinovoltaics Group] „Balance of System (BOS): what is it?“, https://sinovoltaics.com/learning-center/basics/balance-of-system-bos/, 20.04.2020</i>

Quellenangabe	<i>“Operational expenditures“, https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/opex-52701, 20.04.2020</i>
Erklärung	<i>[Unbekannter Autor, daher keine Angabe] „OPEX“, https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/opex-52701, 20.04.2020</i>

8 ANHANG

Anhang zu Abbildung 2: AC-seitige Kabelverluste auf einer Distanz von 125 Metern, Beispiel: 2MWp, 20 Jahre

Spannungsabfallberechnung

R +/-	R	AC Alu Ω (Leitung)	x	Länge (m)	/	Querschnitt (mm ²)
0,03	0,02	3,08E--08		125,00		240,00
L1	I [A] 144,93	P [W] 33333,00	/	U [V] 230,00	99999,00	
L2	I [A] 144,93	P [W] 33333,00	/	U [V] 230,00		
L3	I [A] 144,93	P [W] 33333,00	/	U [V] 230,00		
L1	2,32	Spannungfall [V] (Ohmleitung x Ip)+(Ohmleitung x In)		336,93	W	
L2	2,32	Spannungfall [V] (Ohmleitung x Ip)+(Ohmleitung x In)		336,93	W	
L3	2,32	Spannungfall [V] (Ohmleitung x Ip)+(Ohmleitung x In)		336,93	W	
	1010,80	Verlustleistung [W] P (L1)+ P (L2) + P (L3) + Pn				
	1,01	Verlustleistung [%]				

Verlust in Euro (AC-Alu)

Finanzielle Kosten durch Kabelverluste					
Anlagengröße (kWp)	2000				
	DC-Kupfer	AC-Kupfer	AC-Alu	DC-Module	
Gesamt Kabelverlust	0,51%	0,59%	0,51%	0,23%	
Einspeisevergütung (ct/kWh)	8				
Kosten durch verlorene Einspeisevergütung					
(1000 kWh/kWp)					
	pro Jahr	815 €	950 €	809 €	375 €
	in 20 Jahren	16.308 €	19.009 €	16.173 €	7.508 €

Beispiel Europäischer Wirkungsgrad:

Verlustleistung		Euro-Verlust	AC-Alu	
P/Pnenn	Pverlust	Faktor	Gesamt [W]	
5,00%	50,54	0,03	1,52	
10,00%	101,08	0,06	6,06	
20,00%	202,16	0,13	26,28	
30,00%	303,24	0,10	30,32	
50,00%	505,40	0,48	242,59	
100,00%	1010,80	0,20	202,16	
		1,00	508,94	
			0,51	€-Verlust %

Kabelquerschnitt (in mm²)	Rechengang	Verluste über 20 Jahre (in €)
240	2000kWp*1000*8ct/kWh*0,51%=809€/Jahr*20 Jahre=16173€/20Jahre	16.173,44
185	2000kWp*1000*8ct/kWh*0,66% *20 Jahre	20.981,65
150	2000kWp*1000*8ct/kWh*0,81% *20 Jahre	25.877,28
120	2000kWp*1000*8ct/kWh*1,01% *20 Jahre	32.346,51
95	2000kWp*1000*8ct/kWh*1,28% *20 Jahre	40.858,65