

Machbarkeitsstudie

Solarpark Fürstenhausen

Machbarkeitsstudie Solarpark Fürstenhausen

Abschlußbericht

Auftraggeber: SaarProjekt, Saarbrücken

erstellt vom: Institut für ZukunftsEnergieSysteme

Bearbeiter: Ralf Cavelius
Günther Frey

Stand: 26. November 2003

Inhaltsverzeichnis

Kapitel 1	Einleitung.....	1
	1.1 Aufgabenstellung	1
	1.2 Methodik	1
	1.3 Überblick über verschiedene Großanlagenprojekte	2
Kapitel 2	Technisches Konzept	4
	2.1 Übersicht über die Konzeptvorschläge	4
	2.2 Detaillierte Betrachtung	5
	2.2.1 Solarmodule	5
	2.2.2 Wechselrichter	6
	2.2.3 Bergschadensproblematik	8
	2.2.4 Aufständigung	8
	2.2.5 Netzanbindung	9
	2.2.6 Flexibler Rückbau	12
Kapitel 3	Ertragsberechnung	13
	3.1 Ertragsberechnung der Konzept Varianten	13
	3.2 Ertragsberechnung der Variante „Dünnschichtzelle“	15
Kapitel 4	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen.....	18
	4.1 Rahmenbedingungen.....	18
	4.1.1 EEG	18
	4.1.2 Finanzierung / Förderbedingungen	20
	4.2 Kostenbetrachtung	21
	4.3 Wirtschaftlichkeitsberechnungen.....	22
	4.3.1 Beschreibung Varianten und Diskussion der Ergebnisse	22
	4.3.2 Zusammenfassung.....	25
Kapitel 5	Zusammenfassung	26
	5.1 Machbarkeitsgesichtspunkte	26
	5.2 Empfehlungen für eine Projektvergabe / Ausschreibung / Realisierung	26
Kapitel 6	Literatur.....	28
Kapitel 7	Anhang	29
	7.1 Anfrage an die Unternehmen	
	7.2 Antworten der Unternehmen (separater Teil)	
	7.3 Ergebnisse der Simulationsberechnungen für den Solarertrag	
	7.4 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen	
	7.5 Einspeisepunkte im Netz der STW Völklingen	

Kapitel 1 **Einleitung**

1.1 Aufgabenstellung

SaarProjekt betreut im Rahmen seiner Tätigkeit das Gelände der ehemaligen Kokerei in Völklingen-Fürstenhausen.

Das Areal von ca. 27 ha soll in den nächsten zwei Jahren in eine gewerbliche Nutzung überführt werden. Bedingt durch Absenkungen des Geländes, verursacht durch den Kohleabbau, ist jedoch eine gewerbliche Nutzung für mindestens 15 Jahre ausgeschlossen.

Aus dieser Sachlage heraus entstand die Idee, das Gelände als Aufstellfläche für eine große Photovoltaikanlage zu nutzen.

Das IZES wurde in diesem Zusammenhang gebeten in einer Machbarkeitsstudie festzustellen, ob und wie sich eine solche Anlage unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten realisieren lässt. Besondere Aufgabenstellungen waren:

- lässt sich ein Teil der Anlage nach 15 Jahren sinnvoll zurückbauen, um die Teilfläche gewerblich nutzen zu können?
- wie ist die Absenkungsproblematik zu bewerten?
- wie verändern sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage?

1.2 Methodik

Grundlage der Betrachtungen ist eine Flächenplanung für den Solarpark Fürstenhausen von SaarProjekt in der potenziell nutzbare Flächen des Gesamtareals ausgewiesen sind. Hierzu wurde IZES ein Projekt Exposé [innova 2003] zur Verfügung gestellt.

Um die technischen und kostenseitigen Bedingungen marktnah klären zu können, wurden Anfragen an PV-Anlagenbauer gerichtet.

Zwei von drei angefragten Unternehmen waren bereit, die Anfrage zu beantworten (Solarstrom AG, Freiburg, und Phoenix AG, Ulm). Auf der Basis der vorgelegten technisch konzeptionellen Überlegungen und der Aussagen zu den notwendigen Investitionen und

Betriebskosten, wird die prinzipielle technische und wirtschaftliche Machbarkeit geprüft.

1.3 Überblick über verschiedene Großanlagenprojekte

PV Großanlagen sind Anlagen der Leistung von 100 kW bis zu einigen Megawatt. Sie werden errichtet auf Dächern, Verkehrsbauten oder auch anderweitig nicht genutzten Landflächen (z.B. stillgelegten Mülldeponien). Anlagen über 10 MW werden zu den VLS-PV Anlagen gezählt (Very Large Scale).

Die erste Anlage der Megawatt Klasse mit 1 Megawatt und die weltgrößte Dachanlage wurde 1998 auf dem Dach der Messe München Riem errichtet (Phoenix AG).

Seither ist eine Reihe weiterer großer Anlagen errichtet worden und ans Netz gegangen (ohne Vollständigkeitsanspruch, teilweise [FVS Themen 2002] und eigene Recherchen):

- Messe München Riem Erweiterung auf 2 MW (Phoenix AG)
- Fortbildungsakademie Herne Glasdachanlage 1 MW (Shell)
- Solarpark Hohenfels-Markstetten 1,6 MW (voltwerk AG)
- Solarpark Sonnen 1,75 MW (voltwerk AG)
- PV Großanlage Relzow 1,5 MW (ecotec-solar)

Inzwischen ist die erste 4 MW Anlage in Hemau in der Oberpfalz auf einem ehemaligen Munitionsdepot der US-Armee in Betrieb gegangen (voltwerk AG). Mit 955 kWh/kWp Prognoseertrag ergeben sich für diese Region ideale Bedingungen. Die Nutzung dieser versiegelten Fläche hat auch die Umweltverbände, wie z.B. BUND überzeugt.

In Bürstadt bei Worms soll eine 5 MW Anlage auf den Lagerhallen einer Speditionsfirma errichtet werden (Tauber Solar).

Im Saarland befindet sich derzeit die erste Großanlage der MW-Klasse mit einer Leistung von 1,4 MW im Aufbau.

Die Öffnung der nächsten Dimension an die Grenzen von Großanlagen ist bereits im Visier. Auf mehreren Flächen im Landkreis Neumarkt soll ein Verbund von Solaranlagen mit einer Gesamtkapazität von 10 MW gebaut werden (S.A.G. Solarstrom AG und der K & S Unternehmensgruppe).

Alleine in 2002 wurden Großanlagen mit einer Kapazität von ca. 10 MW bundesweit entwickelt. Damit ist das Potenzial bei weitem nicht ausgeschöpft. Eine Kapazität von 30 MW in 2003 und von 50 MW in 2004 wird für wahrscheinlich gehalten [Neue Energie 2003].

Allerdings wartet die Branche auf die Novellierung des EEG, um unter dann gesicherten Rahmenbedingungen an die Umsetzung der Projekte zu gehen. Ein Wettbewerb um Standorte, Projekte und Flächen ist dabei absehbar.

Inzwischen liegt der Gesetzesentwurf des BMU vor, der in das Gesetzgebungsverfahren gehen wird, um Ende 2003 verabschiedet zu werden. Somit wird voraussichtlich Anfang 2004 ein novelliertes EEG in Kraft getreten sein.

Kapitel 2 **Technisches Konzept**

2.1 Übersicht über die Konzeptvorschläge

Die folgende Tabelle beinhaltet eine Übersicht der betrachteten Konzeptvorschläge:

Themen	Phoenix AG	S.A.G.
Wechselrichter Module	Multikristalline, alternative Dünnschicht – Module, 100 kW Felder Zentrale Wechselrichter mit 100 kVA, TEAM-Konzept oder Master/Slave-Betrieb.	Multikristalline Module, 6/100 kW Felder Zentrale Wechselrichter mit 100 kVA, TEAM-Konzept oder Master/Slave-Betrieb oder Stringwechselrichter mit 6 kVA
Aufständigung	Kleinflächige Solartische (ca. 3 kW), massiv ausgeführt, Gestellfüße zum Ausgleich nachstellbar Holz scheidet als Werkstoff aus	Freilandgestell Betonfertigteile, Metallaufbau, versetzbare 6 kWp Blöcke Holz scheidet aus
Rückbaubarkeit	Wechselrichter mit dazugehörigem Feld (100 kW _p) wird komplett rückgebaut und verlagert	N mal 6/100 kW Felder werden zurückgebaut und vermarktet

Einige Fragestellungen an das technische Grundkonzept wären, neben den Vorgaben bezüglich der Flächenbelegung, insbesondere, ob ein Teil des Gesamtareals (ca. 15 ha) nach ca. 15 Jahren für eine kommunale gewerbliche Nutzung freigegeben werden könnte, d.h. ob ein Teil der Anlage rückbaubar und die Solarkomponenten weiterverwertbar sein können. Außerdem sind die möglichen Absenkungen der Fläche konzeptionell zu bewerten bzw. zu berücksichtigen.

2.2 Detaillierte Betrachtung

Im Folgenden werden die einzelnen technischen Ansätze der eingereichten technischen Lösungen beschrieben und bewertet.

2.2.1 Solarmodule

Es werden sowohl multikristalline Module (Module mit Zellen aus multikristallinem Silizium) als auch Dünnschichtmodule vorgeschlagen (hier Module mit Zellen aus amorphem Silizium). Bei Freiflächenanlagen werden fast ausschließlich multikristalline Module eingesetzt, in Einzelfällen auch monokristalline Module, jedoch bislang noch keine Dünnschichtmodule. Letztere kommen vor allen Dingen im Bereich der Fassadenbelegung zum Einsatz (z.B. Thyssen u.a.).

Während multikristalline Module mit Wirkungsgraden zwischen 12 und 15 % arbeiten, liegen die Wirkungsgrade bei Dünnschichtmodulen zwischen 6 und 9 % (bei amorphen Zellen). In der Folge beanspruchen Dünnschicht PV-Anlagen bei gleicher Leistung fast doppelt soviel Fläche. Da Flächen jedoch meist knapp und/oder teuer sind, werden diese Module weniger häufig eingesetzt [ISFH 2003]. Außerdem besteht ein Unterschied im Langzeitverhalten der Module. Amorphes Silizium erreicht nicht die Standzeit wie kristallines Silizium. Die realen Felderfahrungen für Dünnschichtmodule bei Freiflächenanlagen liegen noch nicht vor. Dagegen werden multikristalline Zellen schon seit über 20 Jahren erfolgreich eingesetzt.

Deshalb sind Hersteller bereit langfristige Leistungsgarantien zu vergeben (25 Jahre bei 80% Ertragsgarantie). Die Module haben eine technische Nutzungsdauer von ca. 30 Jahren. Bei Dünnschichtmodulen werden Leistungsgarantien nur über 20 Jahre erteilt (20 Jahre bei 80% Ertragsgarantie).

Die Vorteile der Dünnschichttechnik liegen vor allem in einem günstigen Wirkungsgrad bei ungünstigen Strahlungsverhältnissen (im Jahresdurchschnitt besteht ca. 50 % der Einstrahlung aus diffusem Licht) oder bei Abschattungsproblemen, damit liegt der spezifische Ertrag (KWh/kW_p) höher als bei multikristallinen Modulen. Weiterer Vorteil liegt u.a. auch im wesentlich geringeren Materialverbrauch pro m^2 Modulfläche begründet.

2.2.2 Wechselrichter

Technologie/Konzepte:

Der Wechselrichter übernimmt im Gesamtsystem einer PV-Anlage die Rolle des Umformers von der Gleichspannungsseite (DC) der Module auf die Wechselfspannungsseite (AC) des Netzes und stellt somit ein notwendiges und wesentliches Bindeglied im Gesamtsystem dar – welches mit seinem Wirkungsgrad in die Gesamtbilanz einer PV-Anlage eingeht. Wichtig ist in diesem Zusammenhang neben einem guten Nominal-Wirkungsgrad ein gutes Teillastverhalten des Wechselrichters, da sich ca. 50% des Jahresertrages im Teillastbereich abspielt.

Prinzipiell können zwei wesentliche Konzepte bei der Wechselrichter-Verschaltung von PV-Modulen unterschieden werden.

1. String-Konzept

Hierbei werden die PV-Module in „kleinen“ Strängen (Strings) über Wechselrichter DC-seitig verschaltet – übliche Leistungen von Einzelstrings bewegen sich im kleineren kW-Bereich (siehe Konzept SAG: 6 kW String-Leistung – Solarmax6000). AC-seitig bieten die Wechselrichter in der Regel die Anbindung an das Drehstromniederspannungsnetz (3x400V).

Dieses Konzept bietet im Wesentlichen den Vorteil, dass eine hohe Ausfallsicherheit erreicht wird, da z.B. ein defekter Wechselrichter im Verhältnis zur Gesamtleistung des gesamten Parks nur ein Bruchteil der installierten Leistung darstellt und somit auch nur eine geringe Ertragseinbuße bedeutet. Die kleineren Wechselrichter zeichnen sich im Vergleich zu den Zentralwechselrichtern durch einen besseren Gesamtwirkungsgrad aus.

2. Zentralwechselrichterkonzept

Aus Kostengesichtspunkten werden bei Großanlagen tendenziell eher Zentralwechselrichter eingesetzt. Zentralwechselrichter sind heute im Leistungsbereich ab 20 kVA

bis zu einigen hundert kVA verfügbar. Diese in der Industrie (Antriebstechnik) vielfach eingesetzte und somit erprobte Technik erlaubt eine kosteneffizientere Gesamtkonzeption im Fall einer solaren Großanlage. Aufgrund der robusten Technik zeichnet sich die heutige Gerätegeneration durch eine gute Zuverlässigkeit sowie gute Wirkungsgrade in Verbindung mit einem günstigen Preis-Leistungsverhältnis aus.

Die neueste Gerätegeneration erlaubt AC-seitig neben der Einspeisung auf der 3x400V Niederspannungsebene bereits die Direkteinspeisung in die übergeordnete Mittelspannungsebene, was im vorliegenden Fall ebenfalls als interessante Variante angesehen werden kann.

Bei beiden Wechselrichterkonzepten wird für Großanlagen heute das sogenannte „Team-Konzept“ oder alternativ das „Master-Slave-Konzept“ am Markt angeboten. Das Konzept bedeutet im Wesentlichen das intelligente DC-seitige Zusammen- und Verschalten einzelner PV-Strings, so dass ein oder mehrere Wechselrichter in einem optimalen Wirkungsgradbereich arbeiten können. Letzteres sorgt dafür, dass z.B. bei Extremsituationen wie z.B. im Teillastbereich (diffuse Strahlung o.ä.) nicht alle Wechselrichter gleichzeitig im Teillastmodus arbeiten, sondern nur eine bestimmte, notwendige Anzahl von Wechselrichtern aktiv ist, die dann in günstigeren Arbeitspunkten eine effektivere Ausnutzung des solaren Angebotes ermöglichen.

Die bei einem Zentralwechselrichterkonzept vorgesehene großflächige Verschaltung von PV-Modulen (z.B. 100 kW-Felder) führt jedoch bei einem Fehler innerhalb des Feldes nicht zwangsläufig dazu, dass dieser erkannt wird (ein Fehler in einem String kann eine Leistungseinbuße jedoch nicht einen Komplettausfall hervorrufen). Um diesem Problem zu begegnen, muss zweckmäßigerweise beim Zentralwechselrichterkonzept eine separate String-Überwachung die Funktion der Anlage stets prüfen. Diese ist heute standardmäßig enthalten.

Weitere Angaben sowie ein Prinzipschaltbild befinden sich im Anhang des Dokumentes.

Vergleich der angebotenen Konzepte:

Beide Anbieter bieten eine prinzipielle Verschaltung nach dem Zentralwechselrichterkonzept an.

Die Solarstrom AG bietet insbesondere unter dem Gesichtspunkt eines flexiblen Rückbaus in kleineren Einheiten das String-Konzept für den optional vom Rückbau betroffenen Teil des Solarparks an.

Die technischen Daten der angebotenen Wechselrichterkomponenten befinden sich im Anhang.

Die angebotenen Konzepte unterscheiden sich kaum – lediglich die Philosophie im Hinblick auf einen möglichen Rückbau ist teilweise unterschiedlich (s.a. Kapitel 2.2.5)

2.2.3 Bergschadensproblematik

Zur Klärung der Verhältnisse am Standort wurde vom IZES ein Gespräch mit der betreffenden Stelle der DSK im Saarland (TM S5, 5.9.2003) geführt sowie eine schriftliche Stellungnahme angefordert.

Die schriftliche Stellungnahme wurde im Oktober seitens DSK (Herne, 22.10.2003) vorgelegt.

Demnach werden durch den Stilllegungsbeschluß vom 19.9.2003 der Abbau im Westfeld Anfang 2006 endgültig eingestellt.

Voraussichtlich werden die bergbaulichen Einwirkungen laut DSK im nordöstlichen Bereich der Planfläche Ende 2005 auf ein unschädliches Maß abgeklungen sein. Nach 2006 soll dies für die gesamte Planfläche gelten. Ab 2007 ist somit auf der gesamten Fläche nicht mehr mit signifikanten Bodenbewegungen zu rechnen.

Gleichzeitig wurden konstruktive Maßnahmen diskutiert, z.B. sollten Modultische 6m lang sein, die Stützen verstellbar sein und es sollten mindestens 10 cm Abstand zwischen den einzelnen Tischen eingehalten werden etc. .

Somit ergibt sich zusammenfassend eine Situation die technisch mit vertretbarem Aufwand beherrschbar ist.

2.2.4 Aufständigung

Zum Zeitpunkt der Anfrage an die Unternehmen lag die Stellungnahme der DSK noch nicht vor.

Beide Konzepte gehen davon aus, dass die Flächen vorbereitet sind. Gemäß Vorgabe von SaarProjekt wird eine Bodenschicht von ca. 1,2 m Dicke als Abdeckung mit einer Asphaltsschicht abgedichtet. Durchdringungen sind also zu vermeiden. Außerdem wird wegen der Rückbaubarkeit davon ausgegangen, dass die Aufständerrung mobil sein sollte.

Es wurden dementsprechend metallische Gestelle mit Betonfüßen ausgewählt, die noch an die Maßgaben bezüglich der Absenkung der Flächen angepasst werden müssen (Phoenix schlägt z.B. nachstellbare Gestellfüße vor, siehe Kapitel 7.2).

2.2.5 Netzanbindung

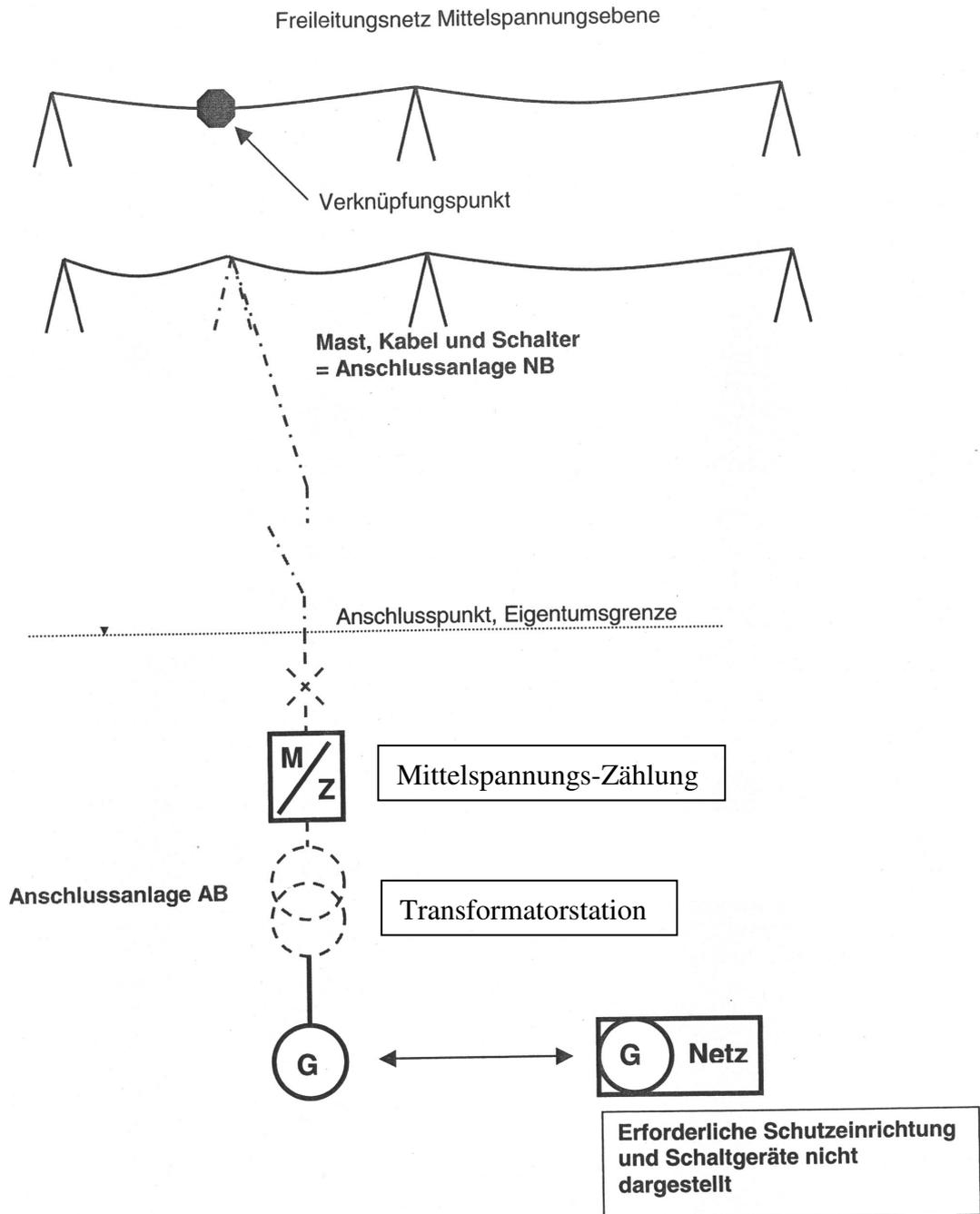
Das IZES hatte im Juli sowohl mündlich als auch schriftlich unter Vorlage des Flächenplans von SaarProjekt bei den Stadtwerken Völklingen darum gebeten, Angaben zu möglichen Netzeinspeispunkten sowie den zur Verfügung stehenden Aufnahmekapazitäten zu machen.

Am 9. Oktober gab es schließlich ein Gespräch bei den Stadtwerken Völklingen bei dem die möglichen Einspeisepunkte genannt wurden (Vermerk SWV vom 9.10.2003).

Demnach gibt es zwei potenzielle Einspeisepunkte. Eine Einspeisung in die Versorgungstrasse des SLR Geländes (Raffinerie) mit einer Kapazität von 2 MW sowie eine Möglichkeit in die Trasse Saarbrücker Straße einzuspeisen (USW Saarwiesen) mit einer Kapazität von 10 MW. Die technische Machbarkeit ist somit gegeben.

Eine detaillierte Projektierung muß der entsprechenden Planung überlassen bleiben.

Das nachfolgende Prinzipschaltbild stellt eine beispielhafte Variante der im vorliegenden Fall zu realisierenden Netzeinspeisung in die Mittelspannungsebene dar [P.Weißferdt].



Kostenträger Anschlussanlage NB / AB = Anlagenbetreiber
Version Netzbetreiber

Netzanschlussvariante „Freileitungsnetz Mittelspannungsebene“
 (Quelle: Bundesclearingstelle)

Das Schema ist beispielhaft anzusehen und verdeutlicht, dass der Anlagenbetreiber sowohl die Anbindung an die Mittelspannungsebene (Trafostation) + diverse Schalteinrichtungen als auch die

Mittelspannungsmessung vorzusehen hat. Demzufolge müssen bei der Betrachtung des Ertrages der Anlage die entsprechenden Verteil- und Umwandlungsverluste berücksichtigt werden.

Weitere Ausführungen zur Netzanbindung:

Prinzipiell erfolgt die Netzeinspeisung bei der betrachteten Großanlage wechsellspannungsseitig auf der Mittelspannungsebene (10 oder 20 kV) der vorhandenen Trassen. Wechselrichterseitig sind nun prinzipiell zwei technische Varianten möglich:

1. Übliche Variante: Wechselrichter liefert Niederspannungs-Wechselspannung (3x400V) – diese muss über eine/mehrere Transformatorstationen auf die Mittelspannungsebene transformiert werden und wird am Verknüpfungspunkt an den Netzbetreiber weitergegeben.
2. Neue Ausführungen der Zentralwechselrichter bieten eine direkte Einspeisung in die Mittelspannungsebene.

Neben der Frage auf welchem Spannungsniveau der Wechselrichter AC-seitig arbeitet, kann des weiteren diskutiert werden wie die nachgeschalteten Transformatorstationen ausgeführt werden sollen.

Das bislang von der Herstellern angebotene Konzept sieht im wesentlichen die Installation von einzelnen, verteilten Kompaktrafostationen (ca. 100 kVA) je 100 kW PV-Nennleistung vor – letztere müssten entweder über eine MS-Ringleitung oder aber über eine sternförmige Leitungsführung mit dem(n) Netzeinspeisepunkt(en) verbunden werden – diese Vorgehensweise wäre analog bei der MS-Wechselrichtervariante zu wählen. Andererseits wäre es möglich, eine NS-Ringleitung im geplanten Solarpark zu installieren und diese über wenige Großtransformatoreinheiten in die MS-Ebene einzuspeisen.

Aufgrund der beschriebenen Situation nehmen wir in der Folge für die weitere Berechnung der Gesamtwirtschaftlichkeit einen AC-seitigen Verlust von 3% für Verteil- sowie Trafoverluste an.

Die Kostenkalkulation der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen berücksichtigt übliche Netzanbindungskosten vergleichbarer PV-Großanlagen und Erfahrungswerte.

2.2.6 Flexibler Rückbau

Eine der Voraussetzungen für flexiblen Rückbau wurde durch die gewählte Aufständerung gelöst.

Beide Konzepte unterscheiden sich grundsätzlich durch die Einschätzung der späteren Nutzung oder Nutzbarkeit der Teilanlagen.

Während S.A.G davon ausgeht, dass kleine 6 kW Anlagen flexibel zurückgebaut werden, geht Phoenix davon aus, dass eher größere Flächenabschnitte rückgebaut werden und an einem anderen Standort als komplettes System wieder aufgebaut werden.

Für letzteres Konzept spricht, dass bei einer gewerblichen Erschließung größere Flächen umgewidmet werden, setzt allerdings voraus, dass in Zukunft ein Markt für Anlagen ab 100 kW vorhanden sein wird (Landwirtschaft, Gewerbe, Industrie). Das S.A.G Konzept geht eher davon aus, dass die kleinen 6 kW Anlagen im Gebäudebereich wieder eingesetzt werden (Siedlung, Gewerbe).

Aus heutiger Sicht kann hier kaum eine Prognose abgegeben werden. Zu berücksichtigen ist, dass innerhalb von 15 Jahren weitere technische Fortschritte bei der Weiterentwicklung der Photovoltaik vonstatten gehen werden.

Es kann ausgeschlossen werden, dass 2020 für neu installierte PV-Anlagen eine erhöhte Einspeisevergütung gezahlt wird.

Wie sich ein Markt für gebrauchte PV-Anlagen in 15-20 Jahren gestaltet kann heute noch nicht prognostiziert werden.

Trotzdem sollten am Standort die Bedingungen eines Rückbaus ausgelotet werden.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Kapitel 4.3 hat ergeben, dass ein Rückbaukonzept nicht wirtschaftlich darstellbar ist.

Kapitel 3 Ertragsberechnung

3.1 Ertragsberechnung der Konzept Varianten

Basierend auf den eingegangenen Konzepten der angefragten Unternehmen wurden Ertragssimulationen anhand einer Kurzauslegung mit Hilfe des Simulationsprogramms PVSOL durchgeführt. Letztere dienen zum einen zur Überprüfung, der durch die Unternehmen angegebenen Prognosen und zum anderen als Grundlage für die durch das IZES durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in Kapitel 4.

Das in Kapitel 3.2 aufgeführte Ertragsergebnis stellt eine Variante bzgl. der Verwendung amorpher Dünnschichtzellen an Stelle der effektiveren aber kostenintensiveren polykristallinen Module (standardmäßiges Angebot der Anbieter) dar.

Die folgende Tabelle stellt die angebotenen Konzepte vergleichend dar und zeigt die Simulationsergebnisse des spez. Jahresertrages für polykristalline Zellen. Berechnet wurden jeweils „100kWp“- PV-Felder – der Ertrag der Großanlage kann durch einfaches Multiplizieren der Werte für den spez. Jahresertrag mit dem entsprechenden Faktor hochgerechnet werden.

Ertragsberechnung eines 100 kWp – PV-Feldes				
Anlagen konzept	Technische Daten PV-Generator	Technische Daten Wechselrichter	Gesamtleistung DC [kW] ¹	Spez. Jahresertrag (Simulation PV-8DL) [kWh/kWp]
Phönix	PHOTOWATT Int. 165 W $\eta_{(STC)}=12,3\%$ 600 Module jeweils 15 in Reihe	SMA - Sunny Central 90 kW $\eta_{(EU)}=93,6\%$ 1 Zentralwechselrichter	99	861,6
Solarstrom AG (Zentral)	OLON AG, 250 W $\eta_{(STC)}=12,4\%$ 390 Module jeweils 15 in Reihe	SMA - Sunny Central 90 kW $\eta_{(EU)}=93,6\%$ 1 Zentralwechselrichter	97,6	870,1
Solarstrom AG (Variante „String“)	OLON AG, 250 W $\eta_{(STC)}=12,4\%$ 384 Module jeweils 8 Module in Reihe	SOLARMAX 6000 5,5 kW $\eta_{(EU)}=94\%$ 16 Stringwechselrichter	96	869,2

¹: Die Unterschiede in der Gesamtleistung des „100kWp-Feldes“ sind durch die verschiedenen Hardware-Konzepte, sowie durch die prinzipielle Grobauslegung begründet – durch die Normierung auf die Größe des spez. Jahresertrags ist dieser Unterschied jedoch für die weiteren Berechnungen nicht relevant

Annahmen der Simulationen:

- Freie Aufstellung der Module, Aufstellwinkel 30°
- Wetterdatensatz PVSOL „Saarbrücken“

Kommentar zu den Simulationsergebnissen:

Die Unterschiede im spezifischen Jahresertrag der einzelnen Konzepte bzw. Varianten sind marginal und sind neben der Verwendung von unterschiedlichen Komponenten, den unterschiedlichen Teil- und Vollastwirkungsgraden der Komponenten unter anderem aber auch in der prinzipiellen Grobauslegung der Anlagen begründet – eine Optimierungsrechnung im Hinblick auf die optimale Auslastung des(r) Wechselrichters, Strangaufteilung,... kann weitere Potentiale aufzeigen.

Der berechnete spez. Jahresertrag stellt das Ergebnis der PV-Anlage auf der AC-Seite (unmittelbar hinter dem Wechselrichter) dar. Es müssen jedoch je nach Einspeisekonzept weitere Verluste auf der AC-Seite des zukünftigen Betreibers berücksichtigt werden, die insbesondere in Verbindung mit der Netzanbindung an einen oder mehrere Netzeinspeisepunkte, sowie der Verwendung einer

oder mehrerer Transformatorstationen (Mittelspannungsebene) entstehen. (s. a. Kapitel 2.2.4).

In einer ersten Annahme wird somit für die AC-seitigen Verluste ein Wert von 3% angesetzt. Berücksichtigt man noch mögliche technische Optimierungspotentiale, die in dem jetzigen Vorplanungsstadium nicht weiter behandelt wurden, so legen wir als Referenzwert für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen in Kapitel 4 den Wert von 850 kWh/kWp als realistische Größe für den zu erwartenden spez. Jahresertrag fest.

Kommentar zu den angegebenen Werte der Anbieter:

Der durch die Phönix AG angegebene Wert liegt mit 843,2 kWh/kWp leicht unterhalb der Größenordnung der simulierten Werte des IZES und bezieht sich auf die AC-Seite des Wechselrichters. Der durch die Solarstrom AG angegebene Ertragswert liegt mit 930 kWh/kWp deutlich über dem simulierten Wert und wird unsererseits als zu optimistisch eingeschätzt werden.

3.2 Ertragsberechnung der Variante „Dünnschichtzelle“

Als mögliches wirtschaftliches Optimierungsinstrument bietet sich die Verwendung neuartiger amorpher (oder kristalliner) Si-Dünnschichtzellen an. Letztere zeichnen sich einerseits durch einen schlechteren Modul-Wirkungsgrad aus, was sich im Wesentlichen in einem geringeren Ertrag bei einer fest gegebenen Fläche ausdrückt.

Andererseits zeichnen sich Dünnschicht-Module jedoch durch eine bessere Kosteneffizienz, optimiertes Betriebsverhalten unter Extremsituationen (Teillastverhalten, besseres Betriebsverhalten unter Extremsituationen (hohe Umgebungstemperaturen, Schwachlicht und diffuse Lichtverhältnisse)) aus.

Extremsituationen und Teillastzustände belegen im Jahreszyklus einen Anteil von ca. 50% der Gesamteinstrahlung. Dies kann dazu führen, dass aufgrund des besseren Teillastverhaltens der spez. Jahresertrag (kWh/kWp) einer Dünnschichtzelle höher sein kann, jedoch sinkt aufgrund des schlechteren Modulwirkungsgrades der flächenspezifische Ertrag. Aus diesem Grund werden in der folgenden Tabelle zum besseren Vergleich mit den angebotenen Varianten die Größen „spez. Ertrag pro Modulfläche“ sowie „spez. Flä-

chenbedarf“ mit aufgeführt. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung in Kapitel 4.3.1 zeigt letztendlich für die gewählte Variante, ob dies unter ökonomischen Gesichtspunkten zu einem besseren Ergebnis führt.

Ertragsberechnung eines 100 kW _p – PV-Feldes „Dünnschicht-Zellen“						
Anlagen konzept	Technische Daten PV-Generator	Technische Daten Wechselrichter	Gesamtleistung DC [kW] ¹	Spez. Jahresertrag [kWh/kW _p]	Spez. Ertrag (Modulfläche) [kWh/m ²]	Spez. Flächenbedarf [m ² /kW _p]
Variante „Dünnschicht“ (IZES)	MITSUBISHI MA100 100 W $\eta_{(STC)}=6,4\%$ 985 Module jeweils 5 in Reihe	SMA - Sunny Central 90 kW $\eta_{(EU)}=93,6\%$ 1 Zentral- wechselrichter	98,9	901,8	58,8	15,6
Phönix	PHOTOWATT Int. 165 W $\eta_{(STC)}=12,3\%$ 600 Module jeweils 15 in Reihe	SMA - Sunny Central 90 kW $\eta_{(EU)}=93,6\%$ 1 Zentral- wechselrichter	99	861,6	106,2	8,1
Solarstrom AG (Zentral)	SOLON AG, 250 W $\eta_{(STC)}=12,4\%$ 390 Module jeweils 15 in Reihe	SMA - Sunny Central 90 kW $\eta_{(EU)}=93,6\%$ 1 Zentral- wechselrichter	97,6	870,1	107,9	8,1
Solarstrom AG (Variante „String“)	SOLON AG., 250 W $\eta_{(STC)}=12,4\%$ 384 Module jeweils 8 Module in Reihe	SOLARMAX 6000 5,5 kW $\eta_{(EU)}=94\%$ 16 String- wechselrichter	96	869,2	107,9	8,1

Kommentar zu den Simulationsergebnissen:

Die Simulationsergebnisse zeigen zum einen, dass der spez. Jahresertrag bei der Dünnschicht-Variante aufgrund des besseren Teillastverhaltens höher liegt als bei den polykristallinen Modulen. Andererseits drückt sich der schlechtere Modulwirkungsgrad (6,4% gegenüber 12,4% bei STC-Bedingungen¹) an dem geringeren spez. Ertrag pro installierter Modulfläche (58,8 kWh/m² gegenüber ca. 107 kWh/m²) bzw. an dem deutlich höheren Flächenbedarf pro in-

¹ STC-Bedingungen: Standard Test Conditions: 1000W/m², 25°C

stalliertem kWp ($15,6 \text{ m}^2/\text{kWp}$ gegenüber $8,1 \text{ m}^2/\text{kWp}$) aus. Letzteres führt dazu, dass am Beispiel des 100 kWp-Feldes für die Dünnschicht-Variante eine Modul-Fläche von 1.560 m^2 notwendig ist - wohingegen die polykristallinen Module lediglich einen Flächenbedarf für die Module von 810 m^2 aufweisen. Der gesamte Flächenbedarf (inklusive Abstandflächen und Randflächen) liegt somit bei den polykristallinen Modulen bei 2400 m^2 und den Dünnschicht Modulen bei 4500 m^2 .

Für den Solarpark Fürstenhausen bedeutet dies, dass die aufgrund der verfügbaren Fläche maximal erreichbare Leistung bei Verwendung von Dünnschichtmodulen sich lediglich auf **ca. 5 MW (inklusive Optionsflächen)** beläuft.

Die in Kapitel 4 aufgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen tragen diesem Sachverhalt Rechnung und zeigen die betriebswirtschaftliche Bilanz der Dünnschicht-Variante.

Weitere Optimierungsgesichtspunkte

Wie bereits angedeutet liegen bei der Konzeption des Solarparks weitere Optimierungsgesichtspunkte auf der technischen Seite, die insbesondere die Konzeption des PV-Generators (Modultyp, Verschaltung), das Wechselrichterkonzept (Zentral- vs. Stringkonzept), sowie die AC-seitige Verschaltung (mehrere kleine MS-Transformatoren vs. zentrale Großtransformatoren) betreffen.

Kapitel 4 **Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen**

4.1 Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen, maßgeblich das EEG sowie die staatliche Solarförderung, sind ein entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen. Das EEG und das Hunderttausend-Dächer Programm (HTDP) sowie Darlehensprogramme der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) haben ermöglicht, dass die Kapazität der Photovoltaik in Deutschland inzwischen die Grenze von 350 MW erreicht hat. Der sog. nationale Deckel liegt bei 1000 MW. Daran orientiert sich die Diskussion mit den Umweltverbänden und den Interessenverbänden der Solarindustrie sowie dem Bundes-Umweltministerium (BMU).

4.1.1 EEG

Das Erneuerbare Energien Gesetz wird bis Ende dieses Jahres novelliert werden. Insofern ist im Rahmen dieser Untersuchung zu betrachten welche Konsequenzen dies für das Projekt eines Solarparks haben wird, der voraussichtlich im Jahre 2005 errichtet werden und im Jahr 2006 in Betrieb gehen könnte.

Bezüglich der Photovoltaik hat dies zwei Auswirkungen:

1. Bislang sah das EEG für Anlagen größer 100 kW keine Berücksichtigung vor (100 kW Grenze). Hintergrund: Der Gesetzgeber wollte bewusst Großanlagen nicht begünstigen. Die Konsequenz für die Realisierung von größeren Anlagen bestand in einer Parzellierung der Großanlagen in 100 kW große Einheiten. Für jede dieser Einheiten wurden Betriebsgesellschaften gebildet, die, jede für sich, nach EEG berücksichtigt werden konnten.
2. Die Einspeisevergütung wurde in der Höhe so gestaltet, dass bei Kleinanlagen in Kombination mit der öffentlichen Förderung HTDP (s.u.) 75 % der Kosten abdecken konnte. Großanlagen kamen und kommen in den Genuss der Umweltprogramme der Banken und Kreditanstalten (DtA und KfW) und können heute mit vernünftigen Renditen betrieben werden.

Die Frage stellt sich nun, wie die Bedingungen durch die Novellierung aussehen werden. Inzwischen liegt hierzu ein Referentenentwurf vor [BMU August 2003].

Zu 1.): Ein großer Teil der Verbände der erneuerbaren Energien wünscht eine Aufhebung der 100 kW Grenze, um bewusst den Bau von größeren Solarparks zu fördern [BEE, 3/2003]. Damit ergäben sich insbesondere günstigere Bedingungen für die Kostenstruktur von Großanlagen. Ein weitergehender Wunsch ist darüber hinaus die Aufhebung bzw. Anhebung des nationalen 1000 MW Deckels. Dies würde den Marktakteuren größere Sicherheit und Kontinuität geben, allerdings auf der anderen Seite die Gewichte innerhalb der EEG-Kosten stark in Richtung Photovoltaik verschieben.

Viele Umweltverbände, auch einzelne Solarverbände, z.B. DGS, sind jedoch aus verschiedenen, insbesondere aus Gründen des Naturschutzes, gegen die massive Verbreitung von großflächigen Solarparks.

Der Referentenentwurf hat nun diese 100 kW Grenze aufgehoben, so dass keine Beschränkung mehr vorhanden ist.

Zu 2) 2003 wurde das Förderziel des ersten HTDP erreicht. Die Auflage eines weiteren Solarförderprogramms ist nicht wahrscheinlich. Vor diesem Hintergrund argumentieren die Verbände, dass sich dann die EEG Einspeisevergütung für Solarstrom entsprechend anpassen müsste. Es gibt selbstverständlich eine vielfältige Diskussion über die Höhe der Einspeisevergütung. Bei Freiflächen Anlagen wird beispielsweise ein Wert von 53 ct/kWh genannt [BEE, 3/2003]. Unabhängig von der Höhe werden u.a. auch breitengradabhängige Korrekturfaktoren in die Diskussion gebracht sowie unterschiedliche Verhältnisse für Gebäude und Freiflächen.

Der **Referentenentwurf für die EEG Novellierung** vom August sah folgende Regelungen vor: Die Grundvergütung liegt bei 43,4 ct/kWh (entspricht dem Wert des gültigen EEG für 2004). Für Anlagen größer 30 kW im Gebäudebereich kommen Zuschläge hinzu, jedoch nicht für Freiflächenanlagen. D.h. Freiflächen kommen in den Genuss der Grundvergütung, die der bisherigen dynamisch angepassten Vergütung entspricht.

Zusätzlich soll gelten, dass Freiflächenanlagen nur eine Vergütung erhalten, wenn ein gültiger Bebauungsplan vorliegt und die Flächen versiegelt wurden (Ausnahmeregelung Landwirtschaft: umgewidmete Ackerflächen zu Grünlandflächen).

Vorrangig sollen demnach PV-Anlagen auf oder an Gebäuden errichtet werden, ansonsten entscheiden die Gemeinden über die Nutzung der Flächen [BMU August 2003].

Gesetzesentwurf für die Beschließung der EEG Novelle.

Am 18. November wurde vom BMU ein Gesetzesentwurf vorgelegt, der bezüglich der oben genannten Bedingungen sich wie folgt darstellt: Die Grundvergütung für 2004 wird auf dem Stand von 2003 belassen und beträgt damit 45,7 ct/kWh (d.h. die Degression von 5%/a wurde für ein Jahr ausgesetzt, wobei sie mit dem Jahr 2005 neu beginnt). Die zusätzlichen Bedingungen für die Zulassung von Freiflächenanlagen wurden weiter spezifiziert. U.a. sind auch Konversionsflächen zugelassen (wirtschaftlich/militärisch). Damit wurden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insbesondere für das hier betrachtete Projekt weiter verbessert [BMU November 2003].

4.1.2 Finanzierung / Förderbedingungen

Für die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit gehen wir davon aus, dass es keine weiteren Förderprogramme im Sinne eines HTDP geben wird.

Jedoch gehen wir davon aus, dass weiterhin zinsverbilligte Darlehen durch die DtA / KfW (Deutsche Ausgleichsbank, Kreditanstalt für Wiederaufbau) aufgelegt werden. Die Zinskonditionen selber sind schwer abschätzbar. Wir gehen von gleichen Konditionen wie im Jahr 2003 aus.

4.2 Kostenbetrachtung

Die Anfragen ergaben folgendes Ergebnis hinsichtlich der Leistungen und der spezifischen Kosten:

	S.A.G.		Phoenix AG			
Anlagenkonzept	PV-Anlage 50x100 kW Multikristallin		PV-Anlage nx100 kW Multikristallin		PV-Anlage nx100 kW Dünnschicht	
Kostenposition	in %	€/kW	in %	€/kW	in %	€/kW
Module	68	2713,20	69,1	3000	61,4	2450
Wechselrichter	9	359,1	9,5	412	10,3	412
Aufständerung	8	319,2	9,2	400	15,0	600
Montage	9	359,1	9,3	404	10,1	404
Netzanbindung	4	159,6	2,6	111	2,8	111
Sonstiges z.B. Umzäunung	2	79,8	0,3	15	0,4	15
Summe	100	3990	100	4342	100	3992

Beide Anfragen bezogen sich auf das gleiche Leistungsbild einer schlüsselfertigen Großanlage (siehe Anlage 7.1).

Aus den Ergebnissen lassen sich lediglich Trendaussagen ermitteln. In beiden Fällen wurden noch keine Kosten-Degressionen berücksichtigt, die für Anlagen dieser Größenordnung üblich sind.

Eigene Recherchen in der Solarbranche ergaben, dass eine deutliche Kostendegression bis zum Megawattbereich möglich ist.

Für die Anlagenkonzepte mit multikristallinen Modulen bedeutet dies, dass im Megawattbereich mit spezifischen Systemkosten von ca. 3500 €/kWp zu rechnen ist. Natürlich hängt dieses Ergebnis von den jeweiligen Marktbedingungen ab.

Der Unterschied bei den Investitionen zwischen dem Anlagenkonzept mit multikristallinen zu amorphen Dünnschichtmodulen liegt bei ca. 8 %.

4.3 Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Wir haben eine übersichtliche Anzahl von Varianten ausgewählt, um die sich stellenden Fragen untersuchen zu können. Die Ergebnisse werden im Überblick und im Detail dargestellt.

Alle Daten zu den Berechnungen finden sich in Kapitel 7.4.

4.3.1 Beschreibung Varianten und Diskussion der Ergebnisse

Wir gehen zunächst davon aus, dass das Grundziel bei der Nutzung des vorhandenen Areals von 26,7 ha in einer effektiven Solarnutzung liegt.

Gemäß der Abschätzung von Phönix und eigenen Berechnungen ergibt sich eine PV Kapazität von ca. 10.000 kWp (10MWp) bei Verwendung multikristalliner Module. Eine Rückbauoption auf einem begrenzten Teil der Flächen sollte ebenfalls untersucht werden.

Dazu wurde eine Fläche in der Größenordnung der Optionsflächen von ca. 10,4 ha mit einer Kapazität von ca. 4.000 kWp ausgewählt. Außerdem wurde eine Vergleichsvariante mit der Belegung mit amorphen Dünnschichtmodulen betrachtet.

In der Tabelle wird immer der interne Zinsfuß als Maßstab für eine Eigenkapitalrendite angegeben (dieser Zinsfuß ist nicht vergleichbar mit der Verzinsung von Wertpapieren).

Für die Pacht wurde ein Betrag von 1500 €/ha/a angenommen (alle Parameterangaben finden sich im Anhang, Kapitel 7.4).

Eine Investition ist dann wirtschaftlich, wenn der interne Zinsfuß über dem Kalkulationszinssatz liegt (dieser liegt etwa bei 6-8%).

Als Einspeisebedingung wurde der Referentenentwurf vom August 2003 zu Grunde gelegt. Demgegenüber hat sich die Situation verbessert, so dass sich die Aussagen der vorliegenden Berechnungen lediglich verbessern. Auf die Beurteilung der Rückbauoption hat dies ebenfalls keine grundsätzlichen Auswirkungen.

Tabelle der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Varianten	Leistung	Zeitraum	Verkaufserlös	Interner Zinsfuß
	in kWp	in Jahren	in €/kWp	in %
0) Referenz / heute	10.000	20		11,37
1) BMU Entwurf u. Förderung 2006	10.000	20		8,33
2) EEG 2006 o. Förderung	10.000	20		10,33
3) Dünnschicht Module	5.000	20		11,43
4) Rückbau, wie 2)	4.000	15	1600	10,30
5) Rückbau, wie 1)	4.000	15	1220	8,33
6) Rückbau o. Erlös, wie 2)	4.000	15	0	8,26
7) Rückbau o. Erlös, wie 1)	4.000	15	0	keiner
8) BMU Entwurf o. Förderung 2006	10.000	20		5,36

0) Referenzberechnung 2003

Zum Vergleich für die Variantenbetrachtung wurde zunächst eine Referenzberechnung unter heutigen Förder- und Einspeisebedingungen durchgeführt (siehe Kapitel 4.1).

Das Ergebnis mit 11,37% entspricht den Erwartungen und den Erfahrungen aus entsprechenden Großprojekten (Solarpark Hemau mit 4 MW Inbetriebnahme Ende 2002, ergab eine interne Verzinsung 7,29%)

1) Variante 1, BMU Entwurf und Förderung 2006

Hier wurde die im Referentenentwurf vorgesehene Einspeisevergütung in der Fortschreibung für 2006 angesetzt verbunden mit der günstigen Darlehensförderung durch die DtA.

Gleichzeitig sinken die Investitionen um 10% gegenüber 2003 auf 3150 €/kW_p ab.

Das Ergebnis liegt mit 8,33 % interner Verzinsung noch im Erwartungsbereich.

2) Variante 2, EEG 2006 ohne Förderung

Diese Variante soll dem Sachverhalt Rechnung tragen, dass eine Anpassung des EEG erfolgen müsste, falls die Solarförderung komplett wegfallen würde.

Dementsprechend haben wir eine Einspeisevergütung von 53 ct/kWh gemäß des Vorschlages des BEE angesetzt.

Das Ergebnis liegt mit 10,33 % interner Verzinsung im oberen Bereich.

3) Variante 3, wie Variante 2, jedoch Verwendung von Dünnschicht Modulen

Dünnschichtmodule haben bestimmte Vorteile, aber auch Nachteile (siehe Kapitel 2 und 3), die hier unter Wirtschaftlichkeitsaspekten untersucht werden.

Zu berücksichtigen ist zunächst der geringere Wirkungsgrad, der, bei gleicher Fläche, dazu führt, dass nur ca. 5 MW_p PV installiert werden können. Die leichte Erhöhung des spezifischen Energieertrags auf 875 kWh/kW_p kann dies naturgemäß nicht kompensieren. Weiter ist zu berücksichtigen, dass die Ertragsgarantie bei diesen Modulen nur bei 20 Jahren (bezogen auf 80 %) gegenüber 25 Jahren bei multikristallinen Modulen liegt.

Das Ergebnis liegt mit 11,43 % lediglich 1,1 % über dem vergleichbaren Ergebnis aus 2). Damit ergibt sich keine eindeutige Präferenz für diese Modulart.

4) Variante 4, Rückbau eines 4 MW Feldes nach 15 Jahren, Konditionen wie bei 2)

Bezogen auf die vorher betrachtete Variante 2) wurde nun ein Optionsfeld von 4 MW ausgewählt, was nach 15 Jahren komplett rückgebaut wird. Es wird nun ein Verkaufserlös ermittelt, der bezüglich der internen Verzinsung das Ergebnis mit 2) gleich stellt.

Rückbaukosten von 250 €/kW_p werden berücksichtigt.

Ergebnis ist, dass bei einem Verkaufserlös von 1600 €/kW_p (zu Preisen in 2020!) ein Gleichstand erreicht werden könnte. D.h. der Erlös müsste bei rund 51 % der ursprünglichen Investition des Gesamtsystems liegen.

5) Variante 5, Rückbau wie 4), Konditionen wie bei 1)

Bezogen auf Variante 1) müssen 1220 €/kW_p entsprechend 39 % der Ursprungsinvestition erlöst werden um einen Gleichstand zu erreichen.

Weitere Aussagen analog zu Variante 4.

6) und 7) In Variante 6 und 7 wird berechnet, wie sich die Wirtschaftlichkeit verändert wenn kein Verkaufserlös erzielt werden kann, aber trotzdem zurückgebaut wird.

Während bei den Konditionen von 1) keinerlei Wirtschaftlichkeit nachgewiesen wird, ist bei den Konditionen von 2) eine Verzinsung von 8,33 % möglich. Dies würde bedeuten, dass sich bei den Konditionen des jetzigen BMU Entwurf ein Rückbau nicht rechnet.

7) Variante 8, BMU Entwurf o. Förderung 2006

Als Sensitivätsberechnung betrachten wir ergänzend zu Variante 1), wie sich der Wegfall eines Darlehensprogramms (DtA o.ä.) auswirken könnte.

Das Ergebnis liegt mit 5,36 % im unwirtschaftlichen Bereich.

4.3.2 Zusammenfassung

Als Gesamtergebnis kann festgehalten werden, dass ein 10 MW Solarpark Fürstenhausen mit den genannten technischen Konzepten aus wirtschaftlicher Sicht auch bei den zu erwartenden veränderten Rahmenbedingungen (EEG-Novelle) wirtschaftlich machbar sein wird. (Variante 1 kommt dabei der aktuellen Fassung der Novelle am nächsten)

Für den Rückbau eines Teilfeldes von 4 MW nach 15 Jahren gibt es jedoch große Planungsunsicherheiten. Unter den Prämissen der EEG Novellierung ist eine wirtschaftliche Lösung nicht möglich.

Kapitel 5 Zusammenfassung

5.1 Machbarkeitsgesichtspunkte

Die Mindest-Leistung für den Betrieb eines Solarparks liegt im Megawattbereich. Unterhalb einer Größe von 2,5 MW ist der Vertrieb für Fondsgesellschaften unattraktiv. Bei der betrachteten Fläche ist jedoch ein attraktives Projekt möglich, das sich jedoch auch im laufenden Wettbewerb um Großanlagen bewähren muss.

Ziel sollte die effektive Ausnutzung der gesamten Fläche über einen Zeitraum von mindestens 20 Jahren sein.

Dafür sprechen mehrere Gründe:

- effektive Flächennutzung mit hohem Ertrag, damit Optimierung der Kosten und des Umweltnutzens
- günstige Wettbewerbspositionierung
- Alleinstellungsmerkmal mit überregionaler Ausstrahlung durch den Standort (Nähe zu Frankreich)

5.2 Empfehlungen für eine Projektvergabe / Ausschreibung / Realisierung

- Ziel sollte die Nutzung der gesamten Fläche mit einer Kapazität von 10 MW sein. Dadurch wird ein hohes Maß an Wirtschaftlichkeit an Umweltnutzen und Attraktivität des Gesamtprojektes erreicht werden.
- Ein Rückbau nach 15 Jahren ist nicht zu empfehlen, da der Wettbewerb der Projekte mit alternativen Flächen eher dazu führen wird, dass diese Options-Flächen letztlich nicht genutzt werden können. Trotzdem sollten potenzielle Projektentwickler und Investoren dazu befragt werden.
- Beachtung der Vorgaben für die Anerkennung als EEG Freichflächenanlage, u.a. die Aufstellung eines Bebauungsplanes.
- Da die EEG-Kostenthematik ein Dauerthema ist, sollte die Realisierung zügig angegangen werden.
- Es wird die Aufstellung eines Gesamtkonzeptes mit folgenden Elementen empfohlen:

- Fertigungszentrum (Montage, Vertrieb, Auslieferung,...)
- Solares Zentrum für die Region (Wissenschaft, Beratung, Schulung, Weiterbildung, Events)
- PV-Großanlage (wie vorgestellt)

Für die wissenschaftliche Begleitung dieses Konzeptes und der Ausarbeitung insbesondere des Punktes „Solares Zentrum der Region“ würde sich das IZES gerne bewerben.

Kapitel 6 **Literatur**

[BEE 3/2003]: „Vorschläge des BEE zur Novellierung des EEG“, März 2003.

[BMU August 2003]: Referentenentwurf für die Novellierung des BMU, www.bmu.de, August 2003.

[BMU November 2003]: Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren-Energien im Strombereich BMU, 18.11.2003.

[FVS 2002]: „Photovoltaische Großanlagen – Technologie und Realisierung“, FVS Themen 2002.

[innova 2003]: „Solarpark Völklingen-Fürstenhausen auf dem ehemaligen Kokereigelände“, Projekt Exposé, innova GmbH / PlanBau GmbH und Co. KG, 2003.

[Neue Energie]: „Solarstrom auf Freiflächen“, Neue Energie, Juni 2003

[P. Weißferdt]: „Praktische Überlegungen bei der Planung eines Netzanschlusses“, 11. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V., 2002.

Kapitel 7 **Anhang**

7.1 Anfrage an die Unternehmen

**7.2 Antworten der Unternehmen
 (separater Teil)**

7.3 Ergebnisse der Simulationsberechnungen für den Solarertrag

7.4 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen

7.5 Einspeisepunkte im Netz der STW Völklingen