

「太陽光発電システム効率向上・維持管理 技術開発プロジェクト」

事業原簿【公開】

担当部	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー部
-----	--------------------------------------

—目次—

概 要	i
プロジェクト用語集	vii
I. 事業の位置づけ・必要性について	
1. NEDOの関与の必要性・制度への適合性	I-1
1.1 NEDOが関与することの意義	I-1
1.2 実施の効果	I-1
2. 事業の背景・目的・位置づけ	I-1
II. 研究開発マネジメントについて	
1. 事業の目標	II-1
1.1 研究開発の目的	II-1
1.2 研究開発の目標	II-1
2. 事業の計画内容	II-1
2.1 研究開発の内容	II-1
2.2 研究開発の実施体制	II-14
2.3 研究開発の運営管理	II-22
2.4 研究開発成果の実用化に向けたマネジメントの妥当性	II-22
3. 情勢変化への対応	II-23
4. 評価に関する事項	II-23
III. 研究開発成果と実用化の見通し	
1. 分野別、課題に対する主要な成果	III-1
2. 個別テーマの成果と実用化見通し	III-17
3. 成果発表の件数	III-281

概要

	最終更新日	2019年10月23日	
プログラム (又は施策)名			
プロジェクト名	太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発	プロジェクト番号	P14019
担当推進部/ PMまたは担当者	<p>新エネルギー部</p> <p>PM : 山田 宏之主任研究員 (2014年3月～2019年6月)</p> <p>山崎 光浩主任研究員 (2019年7月～現在)</p> <p>担当者: 西村 隆雄主査 (2014年3月～2017年3月)</p> <p>森田 正専門調査員 (2016年3月～2019年9月)</p> <p>楠原 賢治主査 (2018年5月～現在)</p> <p>近藤 信義主査 (2017年4月～現在)</p>		
0. 事業の概要	<p>太陽光発電システムの設置(BOS)コストや発電コストは徐々に低下しつつある。しかし、他の電源と比べて依然高価であり、引き続きコスト低減を進めねばならない。また、主力電源化に向け、発電システムとしての安全性確保と、長期安定稼働のための適切な維持管理が必須である。一方、新築建築物の ZEB(ネット・ゼロ・エネルギー・ビル)化が推進されており、その技術的課題を抽出し、解決に向けた開発を推進せねばならない。併せて、これらの開発に資するため、関連技術や市場についての動向調査も必要である。</p> <p>以上の状況に鑑み、本プロジェクト(事業)では、太陽光発電システムに関する下記5つのテーマを実施する。なお、本プロジェクトでいう太陽光発電システムとは、太陽電池モジュール以降の、設計・施工、維持管理等の分野を指す。</p> <p>I) 太陽光発電システム効率向上技術の開発 II) 太陽光発電システム維持管理技術の開発 III) 太陽光発電システム技術開発動向調査 IV) 太陽光発電システムの安全確保のための実証 V) ZEB実現に向けた太陽光発電システム技術開発</p>		
1. 事業の位置 付け・必要性 について	<p>日本では 2012 年 7 月から開始した固定価格買取 (FIT) 制度により、太陽光発電の導入拡大が進みつつある。そのなかで、太陽光発電システムコストに占める太陽電池モジュールコストの割合は、10kW 以上において、現在では 10～20%程度にまで圧縮されており、それ以外の BOS (Balance of system の略、周辺機器や工事を含む) コストの割合が相対的に高くなり、BOS コストの削減が発電コスト低減の重要な要素と考えられている。</p> <p>一方、設置数の増加に伴い、台風等によるシステムへの被害や飛散による他者への危害の発生が問題視されるようになってきている。</p> <p>また、将来の主力電源として、長期に亘る安定した電力の供給を要求されつつあり、太陽光発電システムの責任は重くなっている。このため、太陽光発電システムは、従来のシステムのコストダウンや維持管理に加え、機械的安全性と長期安定性の確保が大きな課題である。</p> <p>一方、海外でも再生可能エネルギーの導入は活発化しており、発電コストの低減が重要視され、太陽電池モジュール以降を対象とした研究開発も活性化している。また、このような開発動向を踏まえ、太陽光発電の分野を広く網羅する調査活動も、米国、IEA 等の国際機関などで始まっており、それらによると、こうした技術開発は今後も継続する見込みである。</p> <p>そこで、上記太陽光の大量導入社会を支える基盤を作るため、本プロジェクトでは、太陽電池以外の BOS や維持管理の分野を対象に、<u>発電システムとしての効率向上と BOS・維持管理費の削減に資する技術開発</u>を行い、発電コスト低減を確実に達成することを目指した。</p> <p>また、太陽光発電システムの安全を確保する評価・設計手法を確立し、太陽光発電の発電システムとしての信頼性を向上するとともに、建築物のエネルギー自給の必要性についても強く認識し、エネルギー基本計画に基づく ZEB (ネット・ゼロ・エネルギー・ビル) を実現することを目指し、<u>ZEB に向けた基礎技術の開発</u>にも取り組んだ。</p>		

2. 研究開発マネジメントについて

事業の目標	太陽光システムの大量導入社会を支える基盤を作ることを目標とし、下記の目標を設定する。 ・発電効率 10%以上向上、若しくは BOS コスト 10%以上削減 ・維持・管理技術コスト 30%以上削減 ・太陽光発電システムの安全確保のための評価・設計手法確立と、設計ガイドライン作成 ・ZEB 化に必要な技術課題抽出と、その解決に向けた開発・検証、及び ZEB 化実現に向けた開発シナリオ作成						
事業の計画内容	主な実施事項	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	
	効率向上技術開発	←				→	
	維持管理技術開発	←				→	
	技術開発動向調査	←				→	
	安全確保のための実証			←		→	
	ZEB 実現に向けた技術開発					←	→
開発予算 (単位:百万円)	会計・勘定	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	総額
	一般会計	-	-	-	-	-	-
	特別会計 (需給)	167	350	441	525	537	2,021
	開発成果促進財源	-	-	-	-	-	-
	総予算額	167	350	441	525	537	2,021
	(契約件数)	8	12	11	13	10	-
	(共同研究) 負担率 2016 年度まで 2/3 2017 年度以降 1/2	161	313	272	201	204	1,151
開発体制	経産省担当原課	資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー課					
	プロジェクトリーダー	設置せず					
	委託先	太陽光発電技術研究組合(参加 31 社・機関)、国立大学法人長岡技術科学大学、(株)ケミトックス、(株)フォーハーフ、奥地建産(株)、国立大学法人琉球大学、三洋電機株式会社、(株)カネカ、(株)公害技術センター、ジー・エム・ジーエコエナジー(株)、ネクストエナジー・アンド・リソース(株)、京セラ(株)、国立研究開発法人産業技術総合研究所、国立大学法人筑波大学、学校法人東京理科大学、(株)MORESCO、地域エネルギー株式会社、特定非営利活動法人太陽光発電所ネットワーク、(株)資源総合システム、みずほ情報総研株式会社					

<p>情勢変化への対応</p>	<p>【2016年度】 太陽光発電システム設置量の増加に伴い、強風によって太陽電池モジュールが飛ばされる、水害によって太陽電池モジュールが水没する、といった事例が増加したことにより、太陽光発電システムの安全性強化が急務となった。そこで追加公募を行い、安全確保について3テーマをスタートさせた。また太陽光発電の大量導入社会を支えるプロジェクトの一環として、使用済モジュールのリユース開発技術について2テーマをスタートさせた</p> <p>【2017年度】 さらなる太陽光発電の発電コスト低減のため追加公募を行い、BOSコスト低減、発電量確保に関する4テーマをスタートさせた。</p> <p>【2018年度】 太陽光発電システムの大量導入の一環として、ZEB化に必要な技術的課題の抽出と解決に向けたシステムの開発・検証と、ZEB化実現に向けた太陽光発電システムの開発シナリオの作成に関する1テーマをスタートさせた。</p>	
<p>評価に関する事項</p>	<p>事前評価</p>	<p>事前評価 2014年度実施 担当部 新エネルギー部</p>
	<p>中間評価</p>	<p>中間評価 2016年度実施 担当部 新エネルギー部</p>
	<p>事後評価</p>	<p>事後評価 2019年度実施 担当部 新エネルギー部</p>
<p>3. 研究開発成果について</p>	<p>①太陽光発電システム効率向上技術の開発 【最終目標】 (2018年度末) 発電設備全体のシステム効率を従来に比べ10%以上向上する技術や、BOSコストを10%以上削減する技術等を開発し、必要に応じて実証試験を行ってその有効性を実証する。 【代表的な成果】 <input type="checkbox"/> 低価格角度可変式架台の開発による積雪時の発電効率向上 (1) 積雪地域において、季節毎に手で設置角度を可変することで、冬期の発電量減少を抑制し、かつそれ以外の季節の発電量も確保し、年間発電量を15%向上させた。 (2) 単管パイプと独自に考案した部材により、架台コストを30%削減した。 <input type="checkbox"/> 高耐久軽量低コスト架台開発と最適基礎構造適用研究 (1) 基礎や架台の腐食対策技術と、強度試験方法を開発した。 (2) これを元にして、地質に応じた基礎構造の最適化と、長スパンかつ高耐久性鋼製架台の設計技術と、部材点数を減らした低コスト施工技術を開発した。 (3) 発電コストを従来の12.73円/kWhに対し、目標10%以上の2.13円/kWhを低減できた。 <input type="checkbox"/> 長寿命モジュール対応の低コスト太陽光発電システムの開発、実証 (1) 両面モジュールに安価なコの字型フレーム構造を適用すると共に、それを固定する簡素な構造の架台と安価な施工方法を開発し、BOSコストを3.0円/kWh削減した。 (2) また、強制通風による冷却と高反射な下葺き材による発電効率向上により、発電量を4.0%以上向上させることができた。 <input type="checkbox"/> 新建材一体型モジュール+高耐久化によるBOSコストの削減 (1) 屋根材と一体化した太陽電池モジュールと、その施工・取付け技術を開発した。 (2) 低コストな発電量低下抑制技術も併用することにより、周辺設備を含めたシステムコストを、目標の30.8万円/kWh以下を上回る、30.3万円/kWh以下を実現した。</p> <p>②太陽光発電システム維持管理技術の開発 【最終目標】 (2018年度末) 発電量の低下を防ぎつつ、維持管理費を30%以上削減する発電コスト低減技術を開発し、必要に応じて実証試験を行ってその有効性を実証する。 【代表的な成果】 <input type="checkbox"/> 次世代長寿命・高効率パワーコンディショナの開発 (1) 設計寿命30年のPCS開発のため、必要となる長寿命部品(30年相当の電解コンデンサ、及びリレー)や設計手法を新たに開発し、試験機を製作した。また、寿命30年を推定できる試験方法を開発して試作機に適用し、合格することを確認した。 (2) 維持管理費の削減目標30%に対し、74%の削減が可能との結果を得た。 <input type="checkbox"/> 新規不具合検出機能を備えた発電量/設備健全性モニタリングシステムの開発 (1) 発電所の不具合の新しい発見(モニタリング)方法を開発し、実証実験を行った。 (2) 維持管理コストは、目標の30%を上回る、40%以上の削減を見込むことができた。 <input type="checkbox"/> HEMSを用いたPV発電電力量の遠隔自動診断と故障部位把握方法の開発 (1) 人工衛星等のデータを元にした発電量予測システムを構築し、HEMSによる発電量の遠隔</p>	

監視と組み合わせることで、故障モジュールを含むストリングの検出を可能とした。
 (2)この方法により、維持管理コストの33%削減が期待される。

③太陽光発電システム技術開発動向調査

【最終目標】(2018年度末)

- ・太陽光発電システムに関わる市場、技術、政策等の動向を纏めると共に、特に、BOS 及び維持管理面に関する市場規模、構造、シェア、コスト等を明らかにする。
- ・システムコスト低減や、信頼性・安全性向上のための技術開発要素、及び太陽光発電システムが普及していく上での課題と、その解決策を纏める。
- ・これらの調査を継続して進めると共に、本プロジェクトへのフィードバック情報をまとめる。

【代表的な成果】

- 太陽光発電システムのコスト低減に関する技術開発動向調査
 - (1)システム価格の実態調査を行い、その内訳を明らかにした。
- 太陽光発電システムの安全性に関する技術開発調査
 - (1)太陽光発電設備の安全にかかわる課題を抽出した。

④太陽光発電システムの安全確保のための実証

【最終目標】(2018年度末)

- ・太陽光発電システムの安全確保のための評価・設計手法を確立し、太陽光発電システムの安全確保のための設計ガイドラインを作成する。

【代表的な成果】

- 太陽光発電設備の安全化に関する実証実験及び研究
 - (1)太陽光発電設備の安全に関する実態調査によるリスク分析や、積雪荷重に関する実証実験、バイパス回路の長期耐久性の検証、誘導雷が設備の健全性に及ぼす影響の検討などを実施した。これらの結果を元に、「太陽光発電の直流安全のための手引きと技術情報」を改訂し、第2版として産業技術総合研究所 WEB ページにて公開した。
- 耐風安全設計および水害時感電防止を考慮した合理的設計手法の開発
 - (1)架台の耐風圧性能の評価や杭の支持力に関する実証試験等の結果を元に、「地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン」を2017年に策定・公開。その後の実証実験の結果に基づき2019年版として改訂・公開した。
 - (2)水没時に感電事故が起きる危険性を実証実験によって評価し、その結果をパンフレットとして公開した。

⑤ZEB 実現に向けた太陽光発電システム技術開発

【最終目標】(2018年度末)

- ・太陽光発電システムを建築物に大量設置する環境を模擬し、ZEB 化に必要な技術的課題(設置方法、保守方法、交換可能な壁面設置太陽光発電システム等)の抽出を行い、その課題解決に向けた太陽光発電システムの開発・検証を行う。また、全ての建築物の ZEB 化実現に向けた太陽光発電システムの開発シナリオの作成を行い、成果の公表を行う。

【成果】

- 壁面設置太陽光発電システム適用高出力化技術・建築機能評価技術の開発
 - (1)高効率セルの壁面用モジュール適用により、モジュール効率10%向上に目途を付けた。
 - (2)光閉じ込め効果を用いて、壁面設置時の発電量の10%向上を達成した。

投稿論文	31 件
特 許	21 件
その他の外部発表	122 件

<p>4. 実用化・事業化の見通しについて</p>	<p>周辺技術関連では、AC モジュール技術の普及、屋根材あるいは壁面と一体のモジュールとその施工技術の開示、太陽のトラッキングや反射光利用等により発電量を増加する技術開発が想定される。維持管理関連では、パワーコンディショナの長寿命化、モニタリングシステムを活用したシステム健全性の動診断技術や維持管理費を低減できるメンテナンス機器等が想定される。安全に関しては、公開した、太陽光発電システムの設計ガイドラインや、太陽光発電の直流暗線のための手引きと技術情報（ガイドライン）により、太陽光発電システムの一層の安全性が確保される。</p> <p>これらの技術は、太陽光発電システムの適切な設計・設置から、長期に渡る安定運転を続けていく上で必要とされる技術であり、開発した技術の実用化・事業化は固いと考える。</p> <p>なお、発電量を増加させるための高機能化や新たな機能を付加した場合、設備の初期投資額が増加する方向になるため、これを低コストで実現、又は発電システムの劣化を抑えて長寿命化を同時に図ることで、コストアップとなる要因は極力排除することを念頭に置いて開発を進めた。</p> <p>モニタリングによるシステムの健全性の診断技術に関しては、太陽電池の種類やシステム設計による特性を十分に把握していないと判断を誤る可能性があるため、関連機器に関する知識やノウハウをフィードバックして対応を進めた。</p> <p>現在、日本の太陽光発電は初期大量導入が一段落し、卒 FIT に向けて次の段階に入っている。本プロジェクトの各テーマでは、開発終了から実用化・事業化までのマイルストーンは開発実施者が策定しているが、この波に乗って、開発技術は 1～2 年と比較的短期間で市場導入されることが予想される。</p>	
<p>5. 基本計画に関する事項</p>	<p>作成時期</p>	<p>2014 年 3 月 作成</p>
	<p>変更履歴</p>	<p>2016 年 3 月 改訂 研究開発項目（IV）「太陽光発電システムの安全確保のための実証」を新たに制定 2018 年 3 月 改訂 研究開発項目（V）「Z E B 実現に向けた太陽光発電システム技術開発」を新たに制定</p>

プロジェクト用語集

用語（日本語）	用語（英語）	説明
3レベルダイオード クランプNPCイン バータ	3 level diode clanp neutral point clamped Inverter	インバータを構成するひとつのレッグ出力と中性点間の電圧が、3つの直流電圧値の交流出力電圧波形となるインバータを3レベルNPCインバータと呼ぶ。この3つの直流電圧値をダイオードにより電圧クランプし、生成しているもの
AC モジュール	AC module	交流出力パワーコンディショナを組み込んで、直接交流出力を発生するようにした太陽電池モジュール
ACリアクトル	AC reactor	インダクタの別称で、交流回路に用いられるインダクタ
AlN 基板	AlN substrate	窒化アルミニウム（AlN）の焼結セラミック基板
Body-Diode 動作	Body diode action	MOSFET のドレインソース間に存在する寄生ダイオードに、順方向電流を流す動作
DC/DC コンバータ	DC/DC Converter	入力 DC 電圧とは異なる電圧値の DC 電圧に変換する装置
Die	Die	小片化された半導体チップ
DSP	Digital Signal Processor	高速な数値演算処理を特長とする CPU の一種
FOMA 通信モジュール	FOMA Communication Module	NTT ドコモが提供する第3世代移動通信システム (FOMA) への接続に対応した通信装置
FR4 基板	FR-4 substrate	FR4 は、Flame Retardant Type 4 の略で、ガラスエポキシを使用した基板
HEMS	HEMS	ホームエネルギーマネージメントシステムの略称。家庭内電力データ等を測定表示する機器
Heric インバータ	Heric Inverter	Heribert Schmidt が考案した低コモン電流、高効率単相フルブリッジインバータ回路
IPM	Interigent Power Module	パワーデバイスとそのドライブ回路を集積したモジュール（保護回路の一部を集積したものあり）
IV カーブ	i-v curve	太陽電池の電流-電圧特性曲線
LLC コンバータ	LLC Converter	絶縁形 DC-DC コンバータの一方式、トランスの漏れインダクタンスと励磁インダクタンスおよびコンデンサで共振回路を構成され、L が 2 個と C が 1 個であることから LLC コンバータと呼ばれている
N 値	N-value	標準貫入試験より測定した打撃回数は N 値という

P/S 電位差	Difference of electrical potential between pile and soil	土壌中におけるパイプ表面の電位(起電力)が異なり、土壌間においては同じパイプ内に電位に差が生じる。このときの電位の差分のこと。パイプの埋設深さや土壌の種類、環境によって大きく変化する。また、この電位差が局所的な腐食を引き起こす要因となりうる。
Pmax	Pmax	太陽電池の出力が最高となる最適動作点における出力を最大出力 Pmax という。
PV	PV	PhotoVoltaic (太陽光発電) の略
Ron	Ron	MOSFET 導通時の素子抵抗でオン抵抗のこと
RS-485 通信	Recommended Standard 485	米国電子工業会によって標準化されたシリアル通信規格の一つ
SAT 像	Scanning Acoustic Tomograph	超音波探傷装置像
Si IGBT	Si IGBT	シリコン単結晶を用いた、Insulated Gate bipolar transistor (IGBT)
SiC MOSFET	SiC MOSFET	ワイドバンドギャップ半導体であるシリコンカーバイド (SiC) 単結晶を用いた MOS 構造の電界トランジスタ
SiC SBD	SiC SBD	ワイドバンドギャップ半導体であるシリコンカーバイド (SiC) 単結晶を用いたショットキー整流素子 (SBD:Schottky Barrier Diode)
SiC フルブリッジモジュール	SiC Full bridge Module	SiC MOSFET を用いたフルブリッジ回路構成のモジュール
SiN 基板	SiN substrate	窒化シリコン (SiN) の焼結セラミック基板
SPCC	SPCC	冷間圧延鋼板の一種。鉄の薄板材として多用されている
TDDB ワイブルプロット	Weibull plot of TDDB	Time Dependent Dielectric breakdown の累積故障率の図示化方法の一種 Weibull 分布の解析を行う
WAN インターフェイス	WAN Interface	広域通信網(WAN)に接続する為の通信規約
WEB 技術	WEB Technology	インターネット上で標準的に用いられる文書の公開、閲覧システムに用いられているソフトウェア開発言語等の技術
アクティブバッファ回路	Active buffer circuit	コンデンサを小容量化する回路方式。電解コンデンサレス化による太陽光パワーコンディショナの長寿命化が可能
アルミアングルバー	aluminum angle bar	アルミ製の山型鋼材
アルミ鏡面反射板	aluminum mirror reflector	アルミ板の表面に鏡面加工を施して、反射率を高めた反射板
インターリーブ	Inter leave	1 入力 1 出力の電源回路において、同じ回路を並列接続して構成し、かつ、位相をずらして動作させる方式

インバータ	Inverter	DC を AC に変換する回路
インバータ出力電流ひずみ率	Inverter output current THD	インバータ出力電流に含まれる全高調波の実効値に対する基本波実効値の割合、インバータ出力電流は規定よりひずみ率 5%以下とする必要がある
海塩粒子	Sea salt particle	海面から大気中に放出された小さな液滴が液滴の状態か、乾燥した固体粒子として大気中に浮遊しているものこと。エアロゾルの一種である
角パイプ	Square pipe	JIS G 3466 一般構造用角形鋼管 (STKR400, STKR490) に適合した角形鋼管 (200 角未満) のこと
簡易動的コーン貫入試験	Simple dynamic cone penetration test	人力で 5kg のハンマーを 50cm の高さから自由落下させて、地盤内にコーンを 10cm 貫入するのに必要な打撃回数を求める試験である
犠牲防食	Sacrificial protection	めっき層がある鋼材において、何らかの理由で鉄素地が露出した際に、鉄が腐食されるより先に、めっき層が腐食され、保護することで鉄を腐食させない効果のこと
基板自立形コンデンサ	Snap-in type	端子が金属板などから加工され、コンデンサ本体の荷重によって変形されない強度を有したコンデンサ
ギャップ	Gap	コアの磁気回路中に設けた空間など非磁性体の領域のこと、インダクタンスの調整のために設けられることが多い
杭基礎	Pile foundation	構造物を直接に支持することが難しい地盤などで直接基礎に代って杭を用いて支持する形式の基礎。支持方式には、支持杭によるものと摩擦杭によるものがある
杭頭処理	Processing of pile head joint	杭頭高さを設計高さにそろえるため、杭頭部を切断、壊し取るあるいは継ぎ足しを行うこと
ゲート酸化膜	Gate oxide	MOSFET のソース、ドレイン、ゲートの 3 端子中、ゲート端子が接続されたゲート電極下の絶縁酸化膜
ゲート負バイアス	Negative gate bias	MOSFET のゲート端子に負バイアスを行うこと
高調波電流歪率	Current Harmonic Distortion Factor	基準波形 (一般に正弦波波形) から、どれくらい異なった波形となっているかを指す指標
孔食	Pitting (Corrosion pit)	金属の腐食の一種。金属面の欠陥部分から腐食が進行し、孔状に腐食が起こる現象
交流インピーダンス測定	AC impedance	作用極-参照極間の電位を、対極-参照極に電流を流すことでコントロールし、作用極-参照極間のインピーダンスを測定すること。その際、与える電位を交流として、その電位の周期を変えることで測定する
酸素活量	Oxygen activity	反応系に実際に作用する酸素濃度のこと
支持層	Bearing stratum	構造物を十分に支持する能力があり、かつ沈下に対しても安全である地層、または支えている地層

実装負荷	Implementation load	実際に使用されるパワーコンディショナで両極性コンデンサに突入電流が流れる負荷
締固め	Compaction	土壌を振動させる、たたく、突くなどし、空隙を無くし、密実にする
遮へい暴露試験	Sheltered exposure test	遮へい構造物の下若しくは中又は屋内に試料の一部若しくは全部を設置して、日照、雨、雪、風などの直接的な影響を避けた状態で暴露し、試料の化学的性質、物理的性質及び性能の経時変化を調査する暴露試験方法のこと
出力力率	Output Power Factor	力率の定義は実効電力/皮相電力である。その中で、電源回路からの出力の力率を出力力率、入力を入力力率と呼ぶことがある
スイッチング周波数	Switching Frequency	電源回路を構成する MOS-FET/IGBT などのスイッチ素子を ON/OFF させる周波数
スウェーデン式サウンディング試験	Swedish weight sounding (SWS)	スクリーポイントにロッドの先端につけて荷重段階 0.05kN、0.15 kN、0.25 kN、0.50 kN、0.75 kN、1.0 kN のおもりを載荷する。おのおのの荷重段階で貫入量を測定する。おもりが 1.0kN になっても貫入しなくなれば、回転を加え 25cm 貫入に要する半回転数を測定する地盤調査方法である
ストリング	String	太陽光発電パネルを直列に接続したひとつながりのこと
静特性	Static characteristic	直流電圧又は、電流を印加して得られる素子特性
絶縁共振形 DCDC コンバータ	Isolated resonance DCDC converter	共振を利用した高効率回路方式、また、PV 側と系統側の絶縁を行う
ソースコンタクト	Source contact	MOSFET のソース、ドレイン、ゲートの 3 端子中、ソース端子の SiC 結晶との接続部
ターフェル領域	Tafel region	アノード曲線、カソード曲線の線形領域のこと
大気暴露試験	Atmospheric corrosion test	開放及び遮へい大気環境下で材料及び製品を暴露して、それらの化学的性質、物理的性質及び性能の変化を調査する試験
超軽量構造架構(造語)	Ultra-light structure Frame	鋼構造設計基準、軽鋼構造設計施工指針・同解説等の設計基準の適用範囲外となる厚さ 2.3mm 未満の超軽量鉄材を用いても安全性を満足できる太陽電池架台
直接基礎	Spread foundation	基礎スラブからの荷重を直接地盤に伝える形式の基礎をいう
直接暴露試験	Open exposure test	大気暴露試験の一種で、気象因子(日照、あめ、雪、風など)の影響を直接受ける状態で材料及び製品を暴露し、化学的性質、物理的性質及び性能の変化を調査する方法

通信プロトコル	Communications Protocol	ネットワーク上での通信に関する規約
抵抗負荷	Resistive load	力率は1で電圧に比例した電流が流れる負荷
低熱抵抗接着法	Low thermal resistance bonding method	半導体チップから低い熱抵抗で張り付ける方法
テール電流	Tail current	IGBTに電流を流した状態からオフした際に瞬時に電流が切れず、テールを引くごとく流れ続ける現象
デルタ-シグマ変換を用いたPDM ($\Delta\text{-}\hat{O}\text{-PDM}$)	Delta-sigma based pulse density modulation	デルタ-シグマ変換を用いたPDM法、量子化誤差低減によりPWM_PDMと比較してインバータ出力電流ひずみ率の改善が可能、さらにPWM_PDMと同様にゼロ電流スイッチングが可能
電気化学測定	Electrochemistry measurement	化学物質の性質を電氣的に計測する方法
電流形インバータ	Current source inverter	発電直流電力を単相交流電力に変換する系統連系機器
等価回路	measurement Equivalent circuit	交流インピーダンス測定の結果から考えられる反応場の電気回路のこと
動特性	Dinamic characteristic	交流電圧又は、電流を印加して得られる素子特性
土壌界面	Soil interface	鋼製杭等の架台基礎において、大気と土壌間及び異なる土壌間での環境の条件差が生じる境目環境
土壌粒度	Grain size of soil	複数種類の鉱物からなる岩石について、主要鉱物粒子の大きさを示す工業量である。堆積岩や火成岩、変成岩について粒度が定義できる。なお、土壌や破碎性堆積物がどのような粒度の構成粒子からなるかを示す尺度を粒度階区分と呼ぶ
トランスコア	Transformer core	トランスの鉄心として使用される磁性体
農業用反射シート	agricultural reflection sheet	本来は農業用に開発されたもので、アルミをフィルムに融着させたシルバー色の反射素材
バイポーラ駆動	Bipolar Modulation	単相フルブリッジインバータの駆動方法のひとつ
パイルドライバー	Pile driver	主として、打撃エネルギーと振動エネルギーを利用する杭打ち機械
パスコア	Pass-core	トランスの漏れ磁束がコイルと鎖交しない様、磁束を制御する目的で設けた磁性体
パッド構造	Pad structure	半導体チップの表面電極取り出し部の構造
パルス幅変調を用いたPDM(PWM_PDM)	Pulse width based pulse density modulation	各スイッチのオン期間を用いてパルスの粗密を調整する変調方式、ZCSと変調の両方が可能

パルス密度変調 (PDM)	Pulse density modulation	パルスの粗密を変調率に応じて調整することで所望の波形を復元する変調方式
パワーカード	Power Card	半導体チップを実装してヒートシンクに熱を放熱しやすいように構成した部品 (モジュール) のこと
反射板	solar reflector	太陽光を反射する反射素材の中で、板状 (ハードタイプ) の反射素材
反射布	solar reflective cloth	太陽光を反射する反射素材の中で、シート状 (ソフトタイプ) の反射素材
ヒートサイクル試験	Heat cycle test	温度サイクル試験 高温と低温を交互に加える試験
ヒートショック試験	Heat shock test	冷熱衝撃試験 高温・低温による急激な温度変化を加える試験
非絶縁方式 PCS	Non-Isolated PCS	系統と太陽電池が絶縁されていない PCS
標準貫入試験	Standard penetration test (SPT)	重さ 63.5kg の重錘を 75cm 落下させて、標準貫入試験用サンプラーを打撃し、サンプラーが 30cm 地盤に貫入されるまでに要した打撃回数から地盤の固さを調べる地盤調査方法である
腐食	Corrosion	金属が環境中の酸素・水などとの化学反応によって変質すること。また、その現象。普通、変質部が酸化物やイオンなどのかたちでその表面から失われ、金属材料としての品質が低下する場合をいう
腐食減量	Corrosion weight loss	腐食試験により生成した表面にある腐食生成物を取り除いた試験片の重量減少量のこと。これらを単位面積当たりの量として、暴露期間で除すと腐食速度が算出される
フルブリッジ	Full Bridge	ふたつの電気部品を異なる電位間に直列接続した構成単位をブリッジ(レグ)と呼び、そのブリッジ2つで構成された回路網
プレファブ	Prefabrication	太陽電池架台の一部をあらかじめ工場でプレセット後搬入し、現場でそれを組み立てる工法
平板載荷試験	Plate loading test	原地盤に直径 30cm の剛な載荷板を設置し、荷重を加える。この荷重と載荷板の沈下量の関係から地盤の強さ、変形及び支持力特性が得られる
マイクロインバータ	Microinverter	太陽電池パネル 1 枚分程度の電力容量にて、交流電力を出力する小容量のインバータ
曲げねじり座屈	Lateral torsional buckling	曲げモーメントがある値に達して部材が横方向にたわみ、ねじりを伴って座屈する現象
マルチポップ通信	Multihop Communication	基地局を介さずに通信装置を経由してデータを伝送する方法
水みち(造語)	Water path	太陽電池モジュール面から落下する雨水や結露水の通り道等の架台に局所的に降雨が集中する環境

水みち腐食(造語)	Corrosion by water path	水みちにより濡れ時間が他の部位より長くなることで発生する局所的な腐食のこと
メッシュネットワーク	Mesh Network	通信ノード同士が相互に通信を行うことにより、網の目状に形成された通信ネットワーク
誘導負荷	Inductive load	モータなどで突入電流が流れる負荷
ユニポーラ駆動	Unipolar Modulation	単相フルブリッジインバータの駆動方法のひとつ
横座屈	Lateral buckling	曲げねじり座屈。曲げ材に対して横座屈、圧縮材に対して曲げねじり座屈と使い分ける
ラムサウンディング試験	Ram-sounding (RAM)	質量 63.5kg のハンマーを 50cm の高さから自由落下させることで貫入ロットに取り付けた先端コーンが 20cm 貫入するのに要する打撃回数を求める動的貫入試験である
リアクトル	Reactor	インダクタともいう。電力変換を行う際に電気エネルギーを磁気エネルギーとして蓄える部品、コア(鉄)とコイル(銅)とで構成される
リアクトルコア	Reactor core	リアクトルの鉄心として使用される磁性体
リード形	Radial Lead type	一般的に同一方向(Radial)に出しているリード線を端子としたコンデンサ
リカロイ	Liquialloy	アモルファス金属の一種で、粉末上にできることが特徴、これをより高周波でも鉄損を抑制することができる
リッツ線	Litz Wire	エナメル線を撚り合わせた巻線、高周波での表皮効果による損失を低減させることができる
リニア分極曲線測定	Linear cyclic voltammetry	作用極-参照極間の電位を、対極-参照極に電流を印加することでコントロールし、作用極の電位と電流の関係を測定すること
リレーショナルデータベース	Relational Database	関係モデルに基づいて設計されたデータベース

I. 事業の位置づけ・必要性について

1. NEDO の関与の必要性・制度への適合性

1.1 NEDO が関与することの意義

再生可能エネルギーの導入は、エネルギーセキュリティの向上及び地球温暖化の防止の観点から、政府が主導して取り組むべき課題の一つとして位置付けられている。

太陽光発電の普及拡大に伴いシステムコストは徐々に下がってはきているが、依然として発電コストは他の電源に比べて割高な状況にあり、発電コストの低減が急務となっている。これまで NEDO では、この発電コスト低減に向けた取り組みとして「革新的太陽光発電技術研究開発」、「太陽光発電システム次世代高性能技術の開発」や「高性能・高信頼性太陽光発電の発電コスト低減技術開発」を実施してきたが、これらの技術開発は主として太陽電池を対象とした技術開発であり、発電コスト低減を加速するためには太陽光発電システム全体で発電量増大や低コスト化を進める技術開発が必要である。

本プロジェクトは、発電コスト低減のため太陽電池以外を対象とする BOS や維持管理に関わる部分についても高機能化や低コスト化の技術開発を実施していくことで、発電コスト低減を加速することを目的とする。併せて、その機械的安全性と長期安定性の確保を目的とすると共に、建築物のエネルギー自給を目指し、ZEB に向けた基礎技術の開発にも取り組む。

また、開発技術については、要素単体の最適化をもって開発効果を確認するのは適切ではないことから、発電システム全体を把握、理解した上で、客観的に検証することが必要となる。これを実現するためには、NEDO 事業として開発技術を実証することが適当である。

1.2 実施の効果

本プロジェクトは、BOS 部分、及び設備導入後の維持管理の部分でのコスト低減に着目し、現在も精力的に進められている太陽電池の高効率化と低コスト化の技術開発と並行して、BOS 及び維持管理の低コスト技術開発を行い、発電コスト低減の加速化を図ることが出来る。加えて、その機械的安全性と長期安定性の確保により、太陽光発電システムの長期安定運用を行うことができる。さらに、ZEB に向けた基礎技術の開発を進めることで、建築物のエネルギー自給の指針を得ることが出来る。

2. 事業の背景・目的・位置づけ

本格的に太陽光発電を普及させるためには、他の電源と比べて高いとされる発電コストの低減が不可欠である。太陽光発電の発電コスト低減には発電量の増大に繋がる太陽電池の変換効率向上が有効なため、これまでは太陽電池の高効率化と低コスト化の開発に重点的に取り組んできた。

しかし、太陽光発電の発電コスト低減のためにはシステム全体での効率向上とコスト低減が欠かせない。太陽電池モジュールの価格低下によって、太陽光発電システムコストにおける太陽光発電モジュールコストが占める割合は低下し、相対的に周辺機器や施工工事費の割合が増えていることから、システム全体の最適化や周辺機器の効率向上、低コスト化等の課題解決が重要性を増している。

また、固定価格買取制度の開始とともに、太陽光発電事業者が急増しており、長期に亘る事業性を確保するため、太陽光発電設備の「信頼性」や「維持・管理」に対する関心が大きく高まっている。これらは、太陽光発電の発電コスト上昇を抑えるためには必要不可欠な要素であるだけでなく、設備導入後の維持管理に関わる新産業創出の可能性を有しており、それを支える技術の確立は重要な課題である。

加えて、将来の建築物のエネルギー自給に向けて、エネルギー基本計画に基づく ZEB（ネット・ゼロ・エネルギー・ビル）の実現のため、その基礎技術の開発に取り組むことが必要である。

以上により本プロジェクトでは、太陽光発電システム効率向上技術の開発、及び太陽光発電システム維持管理技術の開発を行う。

II. 研究開発マネジメントについて

1. 事業の目標

1.1 研究開発の目的

太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発では、太陽電池以外（BOS）を対象とした、発電コスト低減技術（システムの高効率化と低コスト化を進める技術）と、太陽光発電システムの発電量を長期に亘って確保するための維持・管理技術を開発し、発電コストの低減を図る。

また、太陽光発電システムの安全を確保する評価・設計手法を確立し、太陽光発電の発電システムとしての信頼性を向上させる一方、太陽光発電システムを大量設置する新たな方法としての、ZEB化に向けた技術開発を行うことによって、大量導入社会を支える基盤を作る。

1.2 研究開発の目標

発電設備全体でのシステム効率を従来に比べ 10%以上向上する技術や、BOS コスト全体を 10%以上削減する技術を開発する。また、発電量の低下を防ぎつつ維持管理費を 30%以上削減する発電コスト低減技術を開発する。さらに、太陽光発電システムの安全確保のための評価・設計手法を確立し、太陽光発電システムの安全確保のための設計ガイドラインを作成する。

2. 事業の計画内容

2.1 研究開発の内容

2.1.1 研究開発技術分野

以下の研究開発項目について別紙に記載の通り研究開発を実施する。

[共同研究事業] (NEDO 負担率：2016 年度まで 2/3、2017 年度以降は 1/2)

本研究開発項目は、実用化まで長期間を要するハイリスクな「基盤的技術」に対して実施する事業であり、共同研究事業として実施する。

- ・(I) 太陽光発電システム効率向上技術の開発
- ・(II) 太陽光発電システム維持管理技術の開発

[委託調査事業] (NEDO 負担率：100%)

- ・(III) 太陽光発電システム技術開発動向調査

[委託研究事業] (NEDO 負担率：100%)

- ・(IV) 太陽光発電システムの安全確保のための実証

本研究開発項目は、太陽光発電システムに関する安全性基準を開発するもので、国民経済的には大きな便益がありながらも、研究開発成果が直接的に市場性と結び付かない公共性の高い事業であり、委託事業として実施する。

[助成事業] (NEDO 負担率：1/2)

- ・(V) ZEB 実現に向けた太陽光発電システム技術開発

本研究開発項目は、太陽光発電システムに関する安全性基準を開発するもので、国民経済的には大きな便益がありながらも、研究開発成果が直接的に市場性と結び付かない公共性の高い事業であり、委託事業として実施する。

本研究開発項目は、太陽光発電システムを建築物に大量設置する環境を模擬することで、ZEB化に必要な技術的課題の抽出を行うもので、研究開発成果が直接的に市場性と結び付かない公共性の高い事業であり、助成事業として実施する。

2.1.2 研究開発項目の推移

研究開発項目の推移を表Ⅱ-2-1.に示す。

表Ⅱ-2-1. 研究開発項目の推移

中項目	小項目	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度
①「太陽光発電システム効率向上技術の開発」	次世代長寿命・高効率ACモジュールの開発					→
	低価格角度可変式架台の開発による積雪時の発電効率向上				→	
	太陽光反射布を用いたソーラーシェアリング発電所システム効率向上の研究			→		
	PVモジュールの防水処理による太陽光発電システムの効率向上		→			
	高耐久軽量低コスト架台開発と最適基礎構造適用研究				→	
	長寿命モジュール対応の低コスト太陽光発電システムの開発、実証					→
	新建材一体型モジュール+高耐久化によるBOSコストの削減					→
	内部反射型効率向上・規格化壁面設置太陽光発電システムの開発					→
②「太陽光発電システム維持管理技術の開発」	多雪地域用非常電源機能付き太陽光発電システムの高効率化・低コスト化					→
	次世代長寿命・高効率パワーコンディショナの開発					→
	新規不具合検出機能を備えた発電量/設備健全性モニタリングシステムの開発			→		
	HEMSを用いたPV発電電力量の遠隔自動診断と故障部位把握方法の開発				→	
	太陽電池の抗PIDコート材料の開発		→			
③「太陽光発電システム技術開発動向調査」	分散型PCSメガソーラーへの遠隔診断制御クラウドと対処手順の開発		→			
	太陽光発電システムのコスト低減に関する技術開発動向調査					→
④「太陽光発電システムの安全確保のための実証」	太陽光発電システムの安全性に関する技術開発調査		→			
	太陽光発電設備の安全化に関する実証試験および研究					→
	耐風安全性および水害時感電防止を考慮した合理的設計手法の開発					→
⑤「ZEB実現に向けた太陽光発電システム技術開発」	太陽光発電システムの災害被害の把握と火災防止のためのBPD回路故障調査				→	
	壁面設置太陽光発電システム適用高出力化技術・建築機能評価技術の開発					→

【2014～2016 年度】

研究開発テーマ毎の 2014 年度から 2018 年度までの全開発スケジュールを表 II-2-2. に示す。

表 II-2-2. 研究開発の全体スケジュール (2014～2018 年度)

No	研究開発項目	2014	2015	2016	2017	2018
① 太陽光発電システム効率向上技術の開発						
①-1 次世代長寿命・高効率ACモジュールの開発						
1	マイクロインバータ回路設計技術の研究開発	←				→
2	保護装置回路設計技術の研究開発		←			→
3	デバイス技術の研究開発	←				→
4	実装技術の研究開発	←				→
5	通信技術の研究開発	←				→
6	マイクロインバータ及び保護装置の基盤技術開発	←				→
7	実証試験				←	→
8	次世代ACモジュール開発コンソーシアム運営委員会	←				→
①-2 低価格角度可変式架台の開発による積雪時の発電効率向上						
9	新型角度可変架台の開発	←				→
10	新型架台を用いた積雪地域での発電量実証実験	←				→
①-3 太陽光反射布を用いたソーラーシェアリング発電所システム効率向上の研究						
11	反射布の反射効率予備実験及びデータ収集解析、改良	←		→		
12	反射布及び反射板の選定	←	→			
13	反射光に伴うホットスポットの可能性についての調査	←	→			
14	ソーラーシェアリング設備への反射布の設置	←		→		
15	一般ソーラー設備での通年実験と耐久性評価		←	→		
①-4 PVモジュールの防水処理による太陽光発電システムの効率向上						
16	先行技術の調査		←	→		
17	防水処理技術の開発		←	→		
①-5 高耐久軽量低コスト架台開発と最適基礎構造適用研究						
18	地質調査による基礎構造と架台設計の最適化		←			→
19	軽量鉄材によるスパン拡大と高耐久性架台設計技術の開発		←			→
20	現場での作業効率を改善する低コスト施工技術の開発		←			→
21	基礎・架台の長寿命化のための腐食対策技術の開発		←			→
22	基礎・架台の試験方法の策定		←			→
①-6 長寿命モジュール対応の低コスト太陽光発電システムの開発、実証						
23	長寿命太陽電池モジュール向け低コスト架台技術の開発				←	→
24	長寿命太陽電池モジュール向け低コスト施工技術を開発する				←	→
25	長寿命太陽電池モジュール向け冷却技術の開発				←	→
26	長寿命太陽電池モジュール向け太陽光の有効利用技術の開発				←	→
27	技術開発効果を確認する実証試験				←	→
①-7 新建材一体型モジュール+高耐久化によるBOSコストの削減						
28	新建材一体型太陽電池モジュールのサイズを考慮した低価格技術開発				←	→
29	新建材一体型太陽電池モジュールの低コスト施工技術・取付技術開発				←	→
30	新建材一体型太陽電池モジュールの低コスト発電量低下抑制技術開発				←	→
31	高耐久化による運転年数期間をメンテナンスフリー化する技術の開発				←	→
32	開発した技術に関する実証試験				←	→
①-8 内部反射型効率向上・規格化壁面設置太陽光発電システムの開発						
33	屋内設置背面ガラス押さえ工法による設置コスト削減技術の開発				←	→
34	背面ガラス設計による発電量を向上させる技術の開発				←	→
35	外壁用規格化壁面設置工法による設置コストを削減する技術の開発				←	→
36	屋内設置背面ガラス押さえ工法による設置コスト削減の実証実験					←
37	背面ガラス設計による太陽電池の発電量向上の実証実験					←

9	太陽光発電システム普及施策・企業動向に関する調査				←	→
10	ドイツにおける電力事業用太陽光発電システムのコスト分析調査				←	→
③-2 太陽光発電システムの安全性に関する技術開発調査						
11	関連法規，設計指針の整理とギャップ分析による技術開発および社会システム課題の抽出				←	→
12	安全性に関する技術開発ロードマップの策定と社会システム整備のための方策策定				←	→
④ 太陽光発電システムの安全確保のための実証						
④-1 太陽光発電設備の安全化に関する実証試験および研究						
13	太陽光発電設備の安全に関する実態調査とリスク分析				←	→
14	太陽光発電設備構成機器の浸漬時における感電危険実証の検討				←	→
15	太陽光発電設備の積雪荷重に関する実証試験				←	→
16	太陽光モジュール内バイパス回路の長期耐久性の検証				←	→
17	太陽光発電設備の電気安全性に関する研究				←	→
18	誘導雷が太陽光発電設備の健全性に及ぼす影響に関する研究				←	→
④-2 耐風安全性および水害時感電防止を考慮した合理的設計手法の開発						
19	暫定版ガイドラインの策定				←	→
20	強風時の太陽光発電システムの構造安全に係る研究開発				←	→
21	実証実験結果に基づく改訂版設計ガイドラインの策定				←	→
22	水害時の太陽光発電システムの電気安全に係る研究開発				←	→
23	検討委員会の開催				←	→
④-3 太陽光発電システムの災害被害の把握と火災防止のためのBPD回路故障調査						
24	災害時の被害状況と現場対応状況の実態調査と安全確保体制のガイドライン作成				←	→
25	火災防止のためのBPD故障対策ガイドラインの作成				←	→
⑤ Z E B 実現に向けた太陽光発電システム技術開発						
⑤-1 壁面設置太陽光発電システム適用高出力化技術・建築機能評価技術の開発						
1	壁面設置高効率太陽電池モジュールの開発				←	→
2	広角化発電性能評価				←	→
3	モックアップ建築機能評価				←	→
4	建築物実証・発電評価・建築機能評価				←	→

2.1.3 研究開発予算の推移

各年度の研究開発予算（実績）の推移を表Ⅱ-2-3.に示す。

表Ⅱ-2-3. 研究開発予算（実績）の推移

							単位:百万円	
中項目	小項目	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	合計	
①「太陽光発電システム効率向上技術の開発」	テーマ1 次世代長寿命・高効率ACモジュールの開発	54.8	66.0	51.5	28.7	20.7	221.7	
	テーマ2 低価格角度可変式架台の開発による積雪時の発電効率向上	5.3	22.0	7.6	2.1		37.0	
	テーマ3 太陽光反射布を用いたソーラーシェアリング発電所システム効率向上の研究	3.1	3.5	3.4			10.0	
	テーマ4 PVモジュールの防水処理による太陽光発電システムの効率向上		10.5				10.5	
	テーマ5 高耐久軽量低コスト架台開発と最適基礎構造適用研究		14.6	48.0	21.1		83.7	
	テーマ6 長寿命モジュール対応の低コスト太陽光発電システムの開発、実証				15.0	24.9	39.9	
	テーマ7 新建材一体型モジュール+高耐久化によるBOSコストの削減				39.7	72.1	111.8	
	テーマ8 内部反射型効率向上・規格化壁面設置太陽光発電システムの開発				29.4	67.0	96.4	
	テーマ9 多雪地域用非常電源機能付き太陽光発電システムの高効率化・低コスト化				15.2	5.4	20.6	
②「太陽光発電システム維持管理技術の開発」	テーマ10 次世代長寿命・高効率パワーコンディショナの開発	58.9	86.0	94.3	22.5	13.5	275.2	
	テーマ11 新規不具合検出機能を備えた発電量/設備健全性モニタリングシステムの開発	9.4	11.6	11.0			32.0	
	テーマ12 HEMSを用いたPV発電電力量の遠隔自動診断と故障部位把握方法の開発	29.2	69.8	56.6	27.5		183.1	
	テーマ13 太陽電池の抗PIDコート材料の開発	0.5	9.8				10.3	
	テーマ14 分散型PCSメガソーラーへの遠隔診断制御クラウドと対処手順の開発		19.1				19.1	
③「太陽光発電システム技術開発動向調査」	テーマ15 太陽光発電システムのコスト低減に関する技術開発動向調査	6.1	24.6	17.2	25.8	24.7	98.4	
	テーマ16 太陽光発電システムの安全性に関する技術開発調査		12.6				12.6	
④「太陽光発電システムの安全確保のための実証」	テーマ17 太陽光発電設備の安全化に関する実証試験および研究			37.5	174.3	112.1	323.9	
	テーマ18 耐風安全性および水害時感電防止を考慮した合理的設計手法の開発			105.1	118.7	162.0	385.8	
	テーマ19 太陽光発電システムの災害被害の把握と火災防止のためのBPD回路故障調査			9.6	5.2		14.8	
⑤「ZEB実現に向けた太陽光発電システム技術開発」	テーマ20 壁面設置太陽光発電システム適用高出力化技術・建築機能評価技術の開発					35.0	35.0	
合計		167.3	350.1	441.8	525.2	537.4	2021.8	

2.1.4 研究開発内容

研究開発項目別の開発内容、目標は以下の通りとした。

① 太陽光発電システム効率向上技術の開発

システムの高効率化を目指し、パワーコンディショナや架台等の周辺機器の高機能化や、追尾・反射・冷却等の機能付加により発電量を増加させる技術を開発する。

また、低コスト化を目指し、基礎・架台の施工や太陽電池モジュール取付工事等において、部品点数の削減や施工時間の短縮を可能とする BOS コスト低減技術を開発する。

【中間目標】（2016 年度末）

・発電設備全体でのシステム効率を従来に比べ 10%以上向上する技術や、BOS コスト全体を 10%以上削減する技術等を開発する。

【最終目標】（2018 年度末）

・システム効率向上の技術開発においては、BOS コストは現状の水準を維持しつつ、システム全体での発電量を 10%以上向上する技術を開発する。または、BOS コスト全体を 10%以上削減する技術の開発においては、住宅用（10 kW未満）の場合、2019 年にシステム価格 30.8 万円/kW以下、非住宅用（10 kW以上）の場合、2020 年にシステム価格 20.0 万円/kW以下を実現する技術を開発する。

・必要に応じて上記開発技術について実証試験を行い、開発技術の有効性を実証する。

② 太陽光発電システム維持管理技術の開発

発電コスト低減のための維持管理技術として、発電器機・設備の健全性の自動診断や故障の回避、自動修復など、発電システムの劣化予防や長寿命化、人件費の削減等に寄与するモニタリングシステムやメンテナンス技術を開発する。

【中間目標】（2016 年度末）

・発電量の低下を防ぎつつ維持管理費を 30%以上削減する発電コスト低減技術を開発する。

【最終目標】（2018 年度末）

・必要に応じて上記開発技術について実証試験を行い、開発技術の有効性を実証する。

③ 太陽光発電システム技術開発動向調査

・動向調査

国内外の太陽光発電システムに関わる市場動向や技術開発動向、政策等について最新情報を把握する。

・課題の抽出

今後、太陽光発電が導入されていく社会環境も考慮し、強化や新たな取り組みが必要な開発要素や、発電コスト低減の妨げとなる要因を抽出する。

【中間目標】

・太陽光発電システムに関わる市場、技術、政策等の動向を纏めると共に、特に、BOS 及び維持管理面に関する市場規模、構造、シェア、コスト等を明らかにする。

・システムコスト低減や、信頼性・安全性向上のための技術開発要素、及び太陽光発電システムが普及していく上での課題と、その解決策を纏める。

【最終目標】

・必要に応じて動向調査を継続して纏めると共に、本プロジェクトへのフィードバック情報をまとめる。

④ 太陽光発電システムの安全確保のための実証

運用期間中の劣化や自然災害に対しても安全を確保する評価・設計手法を確立するため、太陽光発電システムの構造安全・電気安全等の課題に関する調査・研究・実証実験等を実施し、耐久性等のデータを取得する。

対象とする「課題と評価すべき指標」の例を以下に示す。

- ・ 水害時の安全確保（太陽光発電システムの構成機器の水没時における絶縁性能等）
- ・ 強風時の安全確保（実際の自然環境下での太陽電池アレイ及び杭基礎の構造強度等）
- ・ 豪雪時の安全確保（実際の自然環境下での太陽電池アレイ及び杭基礎の構造強度等）
- ・ 火災発生防止、火災時の安全確保（発電回路、保護回路に関連した絶縁性、耐火性等）
- ・ 長期使用時の安全確保（保護回路等安全機構の長期耐久性等。）

【最終目標】（2018年度末）

・ 太陽光発電システムの安全確保のための評価・設計手法を確立し、太陽光発電システムの安全確保のための設計ガイドラインを作成する。

⑤ ZEB 実現に向けた太陽光発電システム技術開発

太陽光発電システムを建築物に大量設置する環境を模擬し、ZEB 化に必要な技術的課題（設置方法、保守方法、交換可能な壁面設置太陽光発電システム等）の抽出を行い、その課題解決に向けた太陽光発電システムの開発・検証を行う。また、全ての建築物の ZEB 化実現に向けた太陽光発電システムの開発シナリオの作成を行い、成果の公表を行う。

【最終目標】

・ 2020 年までに建築物への設置において発電コスト 14 円/kWh を達成する太陽光発電システム技術を開発・検証するとともに、当該技術によって ZEB 化可能な建築物の条件（用途（エネルギー需要）、形状等）を明らかにする。また、nearly ZEB を満たす全ての新築建築物において、発電コスト 14 円/kWh を満たしつつ ZEB 化を実現する太陽光発電システムの開発シナリオを作成する。

表Ⅱ-2-4. 研究開発項目別開発内容、目標（2014～2018年度）

No.	開発期間	項目名	委託先	内容	最終目標	その他
①太陽光発電システム効率向上技術の開発						
1	2014～2018	次世代長寿命・高効率ACモジュールの開発	太陽光発電技術研究組合	・ACモジュール（マイクロインバータを搭載したPVモジュール）と保護装置の開発を行う。マイクロインバータでは、モジュールごとの最大電力点追従（MPPT制御）により、現行システムよりも発電量を10%以上向上させるシステムを開発するとともに、アクティブバッファ回路を用いることを基本として電解コンデンサレス化を図り、リアクトルの高効率化、高耐久性実装技術などを駆使して長寿命を実現する。	【2018年度最終目標】 ・システム効率向上10%以上、寿命25～30年相当に資する次世代長寿命・高効率ACモジュールを試作し、その長寿命試験を通して、システム効率向上10%以上、寿命25～30年相当であることを実証する。 ・BOSコストは現状の水準をほぼ維持しながら、2円/kWh以上の発電コスト低減がある事を確認する。	
2	2014～2017	低価格角度可変式架台の開発による積雪時の発電効率向上	株式会社ケミトックス	・積雪地域で一年を通じて効率的な発電を行うため角度可変式架台の開発を行う。	【2017年度最終目標】 ・積雪地域での冬期の発電効率を向上させることで年間の発電量を10%程度増加。 ・発電コスト2円/kWh程度の削減を目指す。	
3	2014～2016	太陽光反射布を用いたソーラーシェアリング発電所システム効率向上の研究	株式会社フォーハーフ	ソーラーシェアリング発電システムにおいて、休耕期は間隔の空いたモジュール間に反射材を設置することで、年間の総発電量向上を可能とする低コスト反射材の設置技術の開発と実証を行う。	【2016年度最終目標】 システム効率（発電量）を10%以上向上、又は全体のBOSコストを10%以上削減する技術の開発と実証を行う。	
4	2015	PVモジュールの防水処理による太陽光発電システムの効率向上	ジー・エム・ジーエコエナジー株式会社	既存の太陽光発電システムのモジュール裏面に防水処理を行うことで、モジュールの長期信頼性を大幅に改善する。	【2015年度目標】 コート材の基本性能、耐久性及び施工性について確認し、モジュールメーカーの評価を受け開発課題を確認する。	
5	2015～2017	高耐久軽量低コスト架台開発と最適基礎構造適用研究	奥地建産株式会社	①地質調査による基礎構造と架台設計の最適化。 ②軽量鉄材によるスパン拡大と高耐久性架台設計技術の開発。 ③現場での作業効率を改善する低コスト施工技術の開発 ④基礎・架台の長寿命化のための腐食対策技術の開発。 ⑤基礎・架台最適設計のためのガイドライン作成。	【2017年度最終目標】 ①地盤調査データを収集し、地盤に応じた3種類（連続基礎・独立基礎・杭基礎）の基礎工法について、その経済性と架台設計を考慮した最適化を行う。 ②超軽量構造架構を研究開発し、部材点数10%減、重量比15%減を目指す。 ③従来工法に比べ、施工工数が20%低減を目指す。 ④遮へい環境、水みち環境、土壌界面環境それぞれの腐食試験において、促進試験を行ってデータを習得し、解析を行う。 ⑤有識者・専門家などからの指導・助言等を受けながら、基礎・架台最適設計のためのガイドライン草案を作成する。	
6	2017	長寿命モ	三洋電機	発電システムとしての効率向	【2018年度最終目標】	

	～ 2018	ジュール対応の低コスト太陽光発電システムの開発、実証	株式会社	上とBOSコストの削減に効果的な技術を開発するため、以下を行う。 ①住宅の屋根への設置を志向した長寿命太陽電池モジュール向けの低コスト架台技術を開発する。 ②同モジュール向けの低コスト施工技術を開発する。 ③同モジュール向けの冷却技術を開発する。 ④同モジュール向けの向けの太陽光の有効利用技術を開発する。 ⑤上記開発技術の効果確認のための実証試験を行う。	・BOSコスト全体を10%以上削減し、住宅用では2019年にシステム価格30.8万円/kW以下を実現する技術を開発する。 ①簡易型のコの字フレーム、部品数削減などにより架台部材コストを0.5円/kWh削減する。 ②屋根機能を持たせ屋根材不要とし、施工も簡易化することなどで、瓦材工費削減を含めた工事費コストを2.5円/kWh削減する。 ③モジュールと野地板間に確保した空間を通気することでモジュールの温度上昇を抑制し、発電量効率を3%向上させる。 ④野地板からの反射光利用により、発電効率を1%向上させる。 ⑤実証試験を通して、初期コストでトータル3.0円/kWh、発電量効率で4%の向上を確認する。	
7	2017～ 2018	新建材一体型モジュール+高耐久化によるBOSコストの削減	株式会社 カネカ	①新建材一体型太陽電池モジュールのサイズを考慮した低価格化技術の開発。 ②同モジュールの低コスト施工・取付技術の開発。 ③同モジュールの低コスト発電量低下抑制技術の開発。 ④同モジュールの高耐久化により太陽電池の運転年数期間をメンテナンスフリー化する技術の開発。 ⑤①～④で開発した技術に関する実証試験。	【2018年度最終目標】 新建材一体型太陽電池モジュールの候補サイズを検討し、それに適した施工・取付技術を開発する。また、 発電量低下抑制技術なども併用して コストを可能な限り下げ、30.8万円/kW以下を達成する。	
8	2017～ 2018	内部反射型効率向上・規格化壁面設置太陽光発電システムの開発	株式会社 カネカ	①屋内設置背面ガラス押さえ工法や外壁用規格化壁面設置工法による設置コスト削減技術の開発と実証。 ②屋内設置背面ガラス押さえ工法による断熱技術の開発と実証。 ③背面ガラス設計による発電量向上技術の開発と実証。	【2018年度最終目標】 ・設置コストの10%以上削減、および断熱化に関する技術を開発する。 ・発電量の10%以上の向上を可能とする技術を開発する。	
9	2017～ 2018	多雪地域用非常電源機能付き太陽光発電システムの高効率化・低コスト化	株式会社 公害技術センター	①発熱体をモジュールに重ねる融雪（厳密には滑雪）技術の開発。 ②最適なモジュール設置角度決定技術の開発。 ③エネルギー自給自足マネジメント技術の開発。	【2018年度最終目標】 ①融雪に必要な消費電量区を差し引いて18%以上の発電量向上。 ②各傾斜角度別の発電量及び日射強度の比較。 ③発電した電気を蓄電池へ蓄電し、非常時において蓄電池活用の可能性の確認。	
② 太陽光発電システム維持管理技術の開発						
10	2014～ 2018	次世代長寿命・高効率パワーコンディショナ	太陽光発電技術研究組合	従来のパワーコンディショナを抜本的に見直し、長寿命化と高効率化を図ることにより、従来技術に対してシステ	【2018年度最終目標】 低圧10kW未満を想定した設計寿命30年のパワーコンディショナの開発により、	

		の開発		ム効率の向上を図る。 ①長寿命回路設計技術の研究開発 ②長寿命コンデンサの研究開発 ③長寿命リレーの研究開発 ④高性能リアクトルの研究開発 ⑤コンソーシアム運営委員会の立ち上げと運営	維持管理コストの30%以上削減と、発電コスト1円/kWh以上の削減を目指す。 ・パワーコンディショナの長期信頼性試験方法の素案を作成し、実証試験や長寿命試験を通して、その実効性を実証する。 ・封止方法や新しい電解液の開発により、30年の寿命を持つ電解コンデンサを開発する。 ・開閉寿命20万回以上の長寿命リレーを開発する。 ・高効率なリアクトルを開発し、温度上昇の抑制により機器の長寿命化に資する	
11	2014～2016	新規不具合検出機能を備えた発電量/設備健全性モニタリングシステムの開発	ネクストエナジー・アンド・リソース株式会社	発電システムの劣化回復や長寿命化、人件費の削減等に寄与するモニタリングシステムとメンテナンス技術/サービスを開発し、発電コストを低減する。	【2016年度最終目標】 維持管理コストを30%以上低減できることを実証する。	
12	2014～2017	HEMSを用いたPV発電電力量の遠隔自動診断故障部位把握方法の開発	京セラ株式会社	住宅用太陽光発電システムのHEMSで入手した発電電力等のデータを遠隔監視し、発電電力量が低下した太陽光発電システムを早期に把握するシステムを開発する。 ①遠隔PV発電特性低下診断システムの開発 ②発電特性低下部位把握システムの開発（ストリング診断/モジュール診断） ③実設置データ収集による実証試験の実施	【2017年度最終目標】 ・維持管理コスト30%以上削減（10kW未満、20年） ・発電コスト1円/kWh以上の削減	
13	2014～2015	太陽電池の抗PIDコート材料の開発	株式会社 MORESCO	水分の侵入によるPID現象の発生を阻止することを目的に、モジュールの表面と外周に塗布する透明撥水コート材を開発する。	【2015年度目標】 コート材の基本性能、耐久性及び施工性について確認し、モジュールメーカーの評価を受け開発課題を確認する。	
14	2015	分散型PCSメーカーへの遠隔診断制御クラウドと対処手順の開発	地域エネルギー株式会社・特定非営利活動法人太陽光発電所ネットワーク	小型PCSで分散型システムを構築する場合の有効性について以下を調査する。 ・小型分散型と大型集中型システムのコスト比較 ・国内外における競合する分散型監視制御システムとの比較とコスト低減の可能性 ・メンテナンスに関するメーカーの保証制度 ・不具合対応の現状とコスト低減の可能性	【2015年度目標】 小型PCSの分散型システムを構築する場合の日本での適用性について詳しく調査し、課題とコスト低減効果を見極め、2年目以降のコスト低減のための具体策を示し、その効果を定量的に評価できる実施計画を作成する。	
③ 太陽光発電システム技術開発動向調査						
15	2014～2018	太陽光発電システムのコスト低減に関する技術開発動向調査	株式会社 資源総合システム	太陽光発電システムの以下の項目について調査分析する。 ・国内外における太陽光発電システムの実態（コスト、普及状態、利用実態、信頼性・安全性）。	【2018年度最終目標】 太陽光発電システムの、国内外におけるハードウェア及びソフトのコストや市場構造等を解析し、コスト削減に結びつく要因を分析	

				<ul style="list-style-type: none"> ・国内外における最先端の太陽光発電システムの研究・技術開発の動向。 ・国内外の産業動向・施策。 	し、技術開発へのフィードバックを提言する。	
16	2015	太陽光発電システムの安全性に関する技術開発調査	みずほ情報総研株式会社・国立研究開発法人産業技術総合研究所	<p>国内外の太陽光発電の事故事例の分析とリスク調査、安全への取り組みについて調査し、我が国における太陽光発電の安全性向上に関する方策を検討する。</p> <p>また、現行の法制度を分析し技術の観点から課題を抽出、アンケート等を通して太陽光発電産業、関連事業者における課題について調査分析を行う。</p>	<p>【2015年度最終目標】 太陽光発電の安全性に関して現状とのギャップを把握し、課題への対処方法として、技術開発に向けたロードマップおよび社会システム整備に向けた方策を取り纏める。</p>	
④ 太陽光発電システムの安全確保のための実証						
17	2016～2018	太陽光発電設備の安全化に関する実証試験および研究	国立研究開発法人産業技術総合研究所	<p>太陽光発電設備の安全確保のための評価・設計手法の確立に貢献するため以下を行う。</p> <p>①太陽光発電設備の安全に関する実態調査とリスク分析。</p> <p>②太陽光発電設備構成機器の浸漬時における感電危険に関する実証試験の実施計画の検討。</p> <p>③太陽光発電設備の積雪荷重に関する実証試験</p> <p>④太陽電池モジュール内バイパス回路の長期耐久性の検証</p> <p>⑤太陽光発電設備の電気安全性(火災危険・感電危険)に関する研究</p> <p>⑥誘導雷が太陽光発電設備の健全性に及ぼす影響に関する研究</p> <p>⑦太陽光発電設備の安全設計に関するガイドラインの作成</p>	<p>【2018年度最終目標】 太陽光発電システムの安全確保のための評価・設計手法を確立し、「太陽光発電システムの安全確保のための設計ガイドライン」の一部を作成する。また、成果の公表を広く周知する。</p>	
18	2016～2018	耐風安全性および水害時感電防止を考慮した合理的設計手法の開発	一般社団法人太陽光発電協会 奥地建産株式会社	<p>強風時の構造物の安全性を担保する設計基準の確立、ならびに水害時における感電リスクの検証及び安全確保の指針の策定のため以下を行う。</p> <p>①強風時の太陽光発電システムの構造安全及び、耐食性評価・腐食対策技術の開発。</p> <p>②水害時の太陽光発電システムの電気安全に係る研究開発。</p> <p>③太陽光発電設備の安全に関する周知活動。</p> <p>④営農型太陽光発電設備の構造安全性に関する調査。</p>	<p>【2018年度最終目標】 太陽光発電システムの早期の安全確保を目標として</p> <p>①架台・基礎の設計基準となる「地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン（2017年版及び2019年版）」を作成する。</p> <p>②水没等による感電の注意喚起</p> <p>③設計ガイドラインや関連資料の周知</p> <p>④営農型太陽光発電の現状把握と関連業界交流</p>	
19	2016～2018	太陽光発電システムの災害被害の把握と火災防止のためのBPD回路故障調査	特定非営利活動法人太陽光発電所ネットワーク	<p>太陽光発電システムの、自然災害発生時の安全確保と、バイパスダイオードによる火災発生の抑止と発生後の安全を確保することを目的に以下を行なう。</p> <p>・熊本地震の調査と過去</p>	<p>【2018年度最終目標】 ・災害時の被害状況と現場対応状況の実態調査と安全確保体制のガイドライン作成。 ・火災防止のためのBPD回路故障対策ガイドラインの作成。</p>	

				<p>の災害調査からの事例収集・理を行い、災害事象毎の被害・トラブルの想定と対策技術のまとめを行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・BPD回路の故障状況查のため、調査対象のPVシステムの抽出や実際の計測調査を行い、発見・特定した故障モジュールを解析し、BDPの故障防止についてその設計から施工までの留意点をまとめる。 		
⑤ 「ZEB実現に向けた太陽光発電システム技術開発						
20	2018	壁面設置太陽光発電システム適用高出力化技術・建築機能評価技術の開発	株式会社 カネカ	<p>建築物でのZEB達成に向けて、以下を行なう。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高効率セルによるモジュール効率向上 ・角度特性改善（広角化）による壁面発電量向上 ・モックアップ実装評価、断熱・耐結露等建築機能性評価 	<p>【2018年度最終目標】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高効率セルの壁面用太陽電池モジュール適用による高効率化+10%と、壁面斜入射時の太陽光を効果的に太陽電池モジュール内に収集するための光閉じ込め効果向上+10%にて、発電量向上+20%を目指す。 ・モックアップ実装評価、断熱・耐結露等建築機能評価 	

2.2 研究開発の実施体制

本事業を実施するための基本計画については、2013年9月に経済産業省産業構造審議会産業技術環境分科会研究開発・評価小委員会評価ワーキンググループにおいてその方向性を審議、NEDO内部で事前評価を実施し、2014年3月に策定された。また、2016年3月に研究開発項目④「太陽光発電システムの安全確保のための実証」、2018年2月に研究開発項目⑤「ZEB実現に向けた太陽光発電システム技術開発」を追加し改訂された。

本事業は、NEDOが選定する企業、大学、民間研究機関、あるいは独立行政法人等（以下、「委託先」）が、NEDOと共同研究契約または業務委託契約を締結し実施した。

実施した公募の状況は以下のとおりである。

【2014年度】

公募期間：

2014年3月31日から5月26日

審査項目・基準：

- ①太陽光発電システム効率向上技術の開発、②太陽光発電システム維持管理技術の開発
 - 1)提案内容がNEDOが定める基本計画の目的、目標に合致しているか。（不必要な部分はないか）
 - 2)提案された技術は新規性があり、技術的に優れているか。
 - 3)設定する目標値は、発電コスト低減に十分に効果のあるものか。
 - 4)実証試験では、試験方法、評価基準等が明確になっており、効率的に検証ができる計画・体制となっているか。
 - 5)提案内容・研究計画は実現可能か。（技術的可能性、計画、中間目標の妥当性等）
 - 6)事業計画は、実現性のある内容となっているか。
 - 7)応募者は本研究開発を遂行するための高い能力（関連分野の開発等の実績、再委託予定先・共同研究相手先等を含めた実施体制等）を有しているか。（共同提案の場合、各者の提案が相互補完的であるか）
 - 8)総合評価
- ③太陽光発電システム技術開発動向調査
 - 1)調査の目標がNEDOの意図と合致していること。
 - 2)調査の方法、内容等が優れていること。
 - 3)調査の経済性が優れていること。
 - 4)関連分野の調査等に関する実績を有すること。
 - 5)当該調査を行う体制が整っていること。
 - 6)経営基盤が確立していること。
 - 7)当該調査等に必要な研究員等を有していること。
 - 8)委託業務管理上NEDOの必要とする措置を適切に遂行できる体制を有すること。
 - 9)総合評価

採択審査委員会（敬称略）：

- 委員長 黒川 浩助（東京工業大学 特任教授）
委員 加藤 丈佳（名古屋大学 准教授）
委員 加藤 宏（電気安全環境研究所 グループマネージャー）
委員 合田 純博（ゴウダ株式会社 部長）
委員 鈴木 義人（株式会社ユーラスエナジーホールディングス 副部長）

件数：

応募9件、採択6件

【2014年度2回目】

公募期間：

2014年11月20日から12月24日

審査項目・基準：

- ①太陽光発電システム効率向上技術の開発、②太陽光発電システム維持管理技術の開発
- 1) 提案内容がNEDOが定める基本計画の目的、目標に合致しているか。(不必要な部分はないか)
 - 2) 提案された技術は新規性があり、技術的に優れているか。
 - 3) 設定する目標値は、発電コスト低減に十分に効果のあるものか。
 - 4) 実証試験では、試験方法、評価基準等が明確になっており、効率的に検証ができる計画・体制となっているか。
 - 5) 提案内容・研究計画は実現可能か。(技術的可能性、計画、中間目標の妥当性等)
 - 6) 事業計画は、実現性のある内容となっているか。
 - 7) 応募者は本研究開発を遂行するための高い能力(関連分野の開発等の実績、再委託予定先・共同研究相手先等を含めた実施体制等)を有しているか。(共同提案の場合、各者の提案が相互補完的であるか)
 - 8) 総合評価
- ③太陽光発電システム技術開発動向調査
- 1) 調査の目標がNEDOの意図と合致していること。
 - 2) 調査の方法、内容等が優れていること。
 - 3) 調査の経済性が優れていること。
 - 4) 関連分野の調査等に関する実績を有すること。
 - 5) 当該調査を行う体制が整っていること。
 - 6) 経営基盤が確立していること。
 - 7) 当該調査等に必要な研究員等を有していること。
 - 8) 委託業務管理上NEDOの必要とする措置を適切に遂行できる体制を有すること。
 - 9) 総合評価

採択審査委員会(敬称略)：

委員長 黒川 浩助(東京工業大学 特任教授)
委員 加藤 丈佳(名古屋大学 准教授)
委員 加藤 宏(電気安全環境研究所 グループマネージャー)
委員 合田 純博(ゴウダ株式会社 部長)
委員 鈴木 義人(株式会社ユーラスエナジーホールディングス 副部長)

件数：

応募9件、採択4件

【2015 年度】

公募期間：

2015 年 6 月 1 日から 7 月 21 日

審査項目・基準：

- ①太陽光発電システム効率向上技術の開発、②太陽光発電システム維持管理技術の開発
- 1) 提案内容が NEDO が定める基本計画の目的、目標に合致しているか。(不必要な部分はないか)
 - 2) 提案された技術は新規性があり、技術的に優れているか。
 - 3) 設定する目標値は、発電コスト低減に十分に効果のあるものか。
 - 4) 実証試験では、試験方法、評価基準等が明確になっており、効率的に検証ができる計画・体制となっているか。
 - 5) 提案内容・研究計画は実現可能か。(技術的可能性、計画、中間目標の妥当性等)
 - 6) 事業計画は、実現性のある内容となっているか。
 - 7) 応募者は本研究開発を遂行するための高い能力(関連分野の開発等の実績、再委託予定先・共同研究相手先等を含めた実施体制等)を有しているか。(共同提案の場合、各者の提案が相互補完的であるか)

採択審査委員会(敬称略)：

委員長 黒川 浩助(東京工業大学 特任教授)

委員 加藤 丈佳(名古屋大学 准教授)

委員 加藤 宏(電気安全環境研究所 グループマネージャー)

委員 合田 純博(ゴウダ株式会社 部長)

委員 鈴木 義人(株式会社ユーラスエナジーホールディングス 副部長)

件数：

応募 8 件、採択 2 件

【2016 年度】

公募期間：

2016 年 3 月 28 日から 5 月 10 日

審査項目・基準：

④太陽光発電システムの安全確保のための実証

- 1) 提案内容が基本計画の目的、目標に合致しているか（不必要な部分はないか）。
- 2) 共同提案の場合、各者の提案が相互補完的であるか。
- 3) 提案内容・研究計画は合理的かつ効率的で実現可能か（実証範囲が明確か、研究計画の具体性、年度ごとの目標の妥当性等）。
- 4) 応募者は本研究開発を遂行するための高い能力を有し、実施体制が整っているか（関連分野の開発等の実績を有するか、優秀な研究者等の参加があるか、研究人員を確保する計画となっているか、実証データを取得する提案の場合、取得のための体制は整っているか等）。
- 5) 応募者は研究成果をどのように普及させるのか、手段、時期が明確かつ適当であり、当該研究開発を行うことにより国民生活や経済社会への波及効果は期待できるか。
- 6) 作成する基準と評価手法は、汎用性があり、広く一般的に利用できるものであるか。

採択審査委員会（敬称略）：

委員長 若尾 真治（早稲田大学 教授）

委員 西川 省吾（日本大学 教授）

委員 五十嵐 広宣（テュフラインランドジャパン 課長）

委員 田村 良介（NTT ファシリティーズ 担当課長）

委員 鈴木 義人（株式会社ユーラスエナジーホールディングス 副部長）

件数：

応募 5 件、採択 3 件

【2017 年度】

公募期間：

2017 年 3 月 17 日から 5 月 9 日

審査項目・基準：

- ①太陽光発電システム効率向上技術の開発、②太陽光発電システム維持管理技術の開発
- 1) 提案内容が基本計画の目的、目標に合致しているか。(不必要な部分はないか)
 - 2) 提案された方法に新規性があり、技術的に優れているか。
 - 3) 設定する目標値は、2020年までにF I Tからの自立実現に十分な水準か。
 - 4) 共同提案の場合、各者の提案が相互補完的であるか。
 - 5) 提案内容・研究計画は実現可能か。(技術的可能性、計画、中間目標の妥当性等)
 - 6) 応募者は本研究開発を遂行するための高い能力を有するか。(関連分野の開発等の実績、再委託予定先等を含めた実施体制、優秀な研究者等の参加等)
 - 7) 実証試験では、試験方法、評価基準等が明確になっており、有効性が実証できる計画・体制となっているか。
 - 8) 応募者が当該研究開発を行うことにより国民生活や経済社会への波及効果は期待できるか。(企業の場合、成果の実用化・事業化が見込まれるか。大学や公的研究開発機関等で、自らが実用化・事業化を行わない場合には、どの様な形で製品・サービスが実用化・事業化されることを想定しているか。)
 - 9) 総合評価

採択審査委員会(敬称略)：

委員長 若尾 真治(早稲田大学 教授)

委員 一木 修(株式会社資源総合システム 代表取締役社長)

委員 近藤 道雄(国立研究開発法人産業技術総合研究所 上席イノベーションコーディネータ)

委員 曾根 正裕(株式会社NTTファシリティーズ 担当課長)

件数：

応募7件、採択4件

【2018 年度】

公募期間：

2018 年 2 月 26 日から 4 月 9 日

審査項目・基準：

⑤ ZEB 実現に向けた太陽光発電システム技術開発

1) 事業者評価

技術的能力、助成事業を遂行する経験・ノウハウ、財務能力（経理的基礎）、経理等事務管理／処理能力

2) 事業化評価（実用化評価）

新規性（新規な開発又は事業への取組）、市場創出効果、市場規模、社会的目標達成への有効性（社会目標達成評価）

3) 企業化能力評価

実現性（企業化計画）、生産資源の確保、販路の確保

4) 技術評価

技術レベルと助成事業の目標達成の可能性、基となる研究開発の有無、保有特許等による優位性、技術の展開性、製品化の実現性、重要技術課題との整合性

5) 社会的目標への対応の妥当性

採択審査委員会（敬称略）：

委員長 近藤 道雄（国立研究開発法人産業技術総合研究所 上席イノベーションコーディネータ）

委員 小野塚 能文（株式会社日本設計 副群長）

委員 貝塚 泉（株式会社資源総合システム 部長）

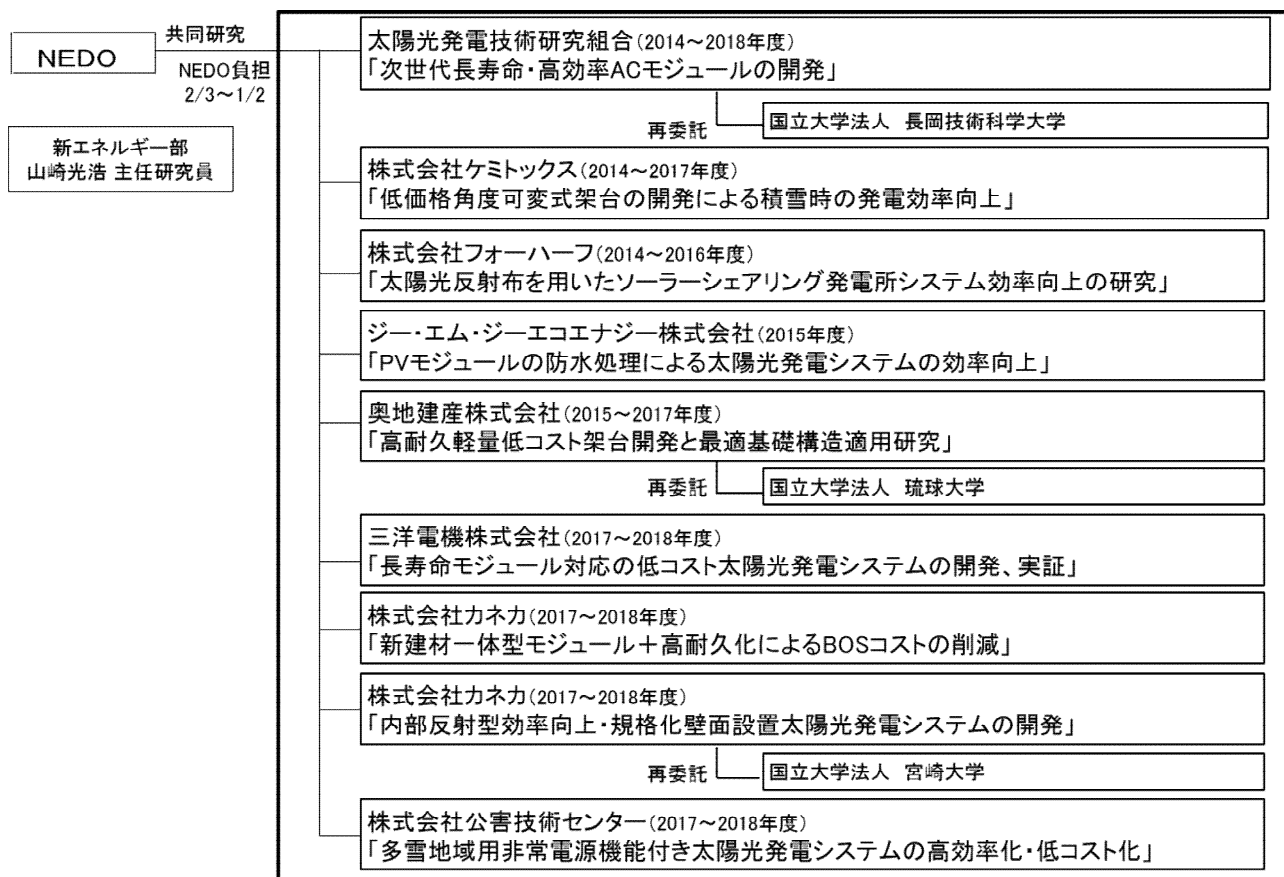
委員 河本 桂一（みずほ情報総研株式会社 シニアコンサルタント）

委員 小西 祥司（ネグロス電工株式会社 部長）

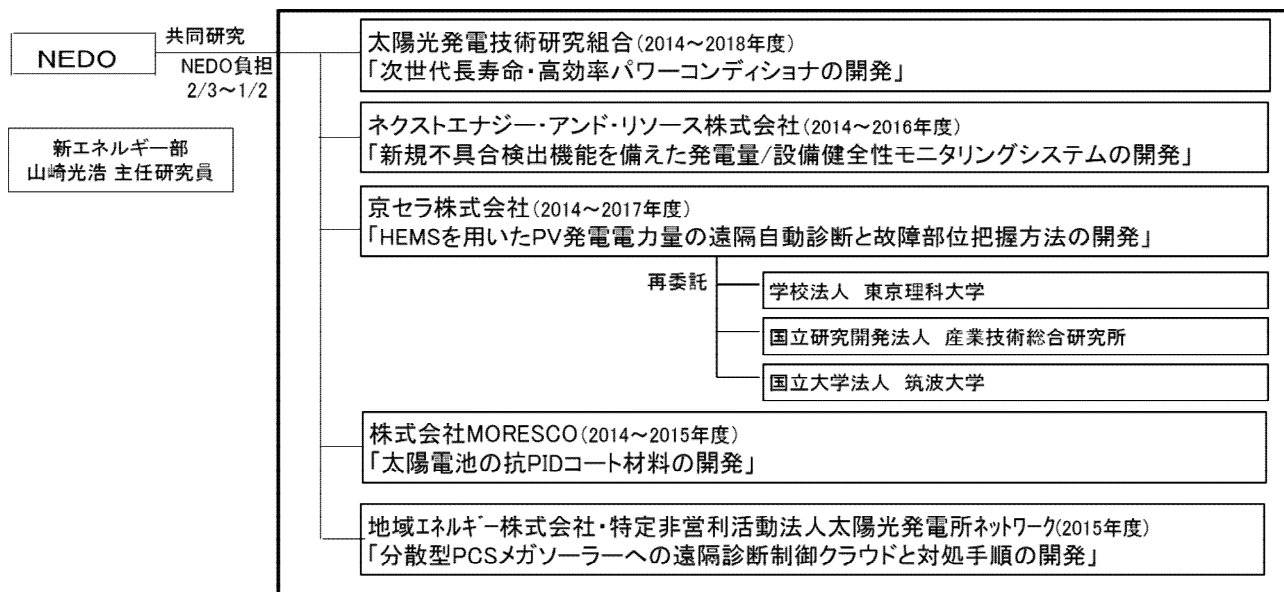
件数：

応募 1 件、採択 1 件

研究開発の実施体制を図Ⅱ-2-1～5. に示す。



図Ⅱ-2-1. 研究開発項目① 「太陽光発電システム効率向上技術の開発」



図Ⅱ-2-2. 研究開発項目② 「太陽光発電システム維持管理技術の開発」

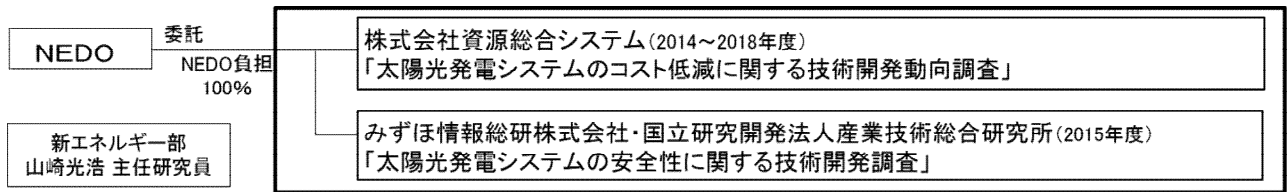


図 II-2-3. 研究開発項目③ 「太陽光発電システム技術開発動向調査」

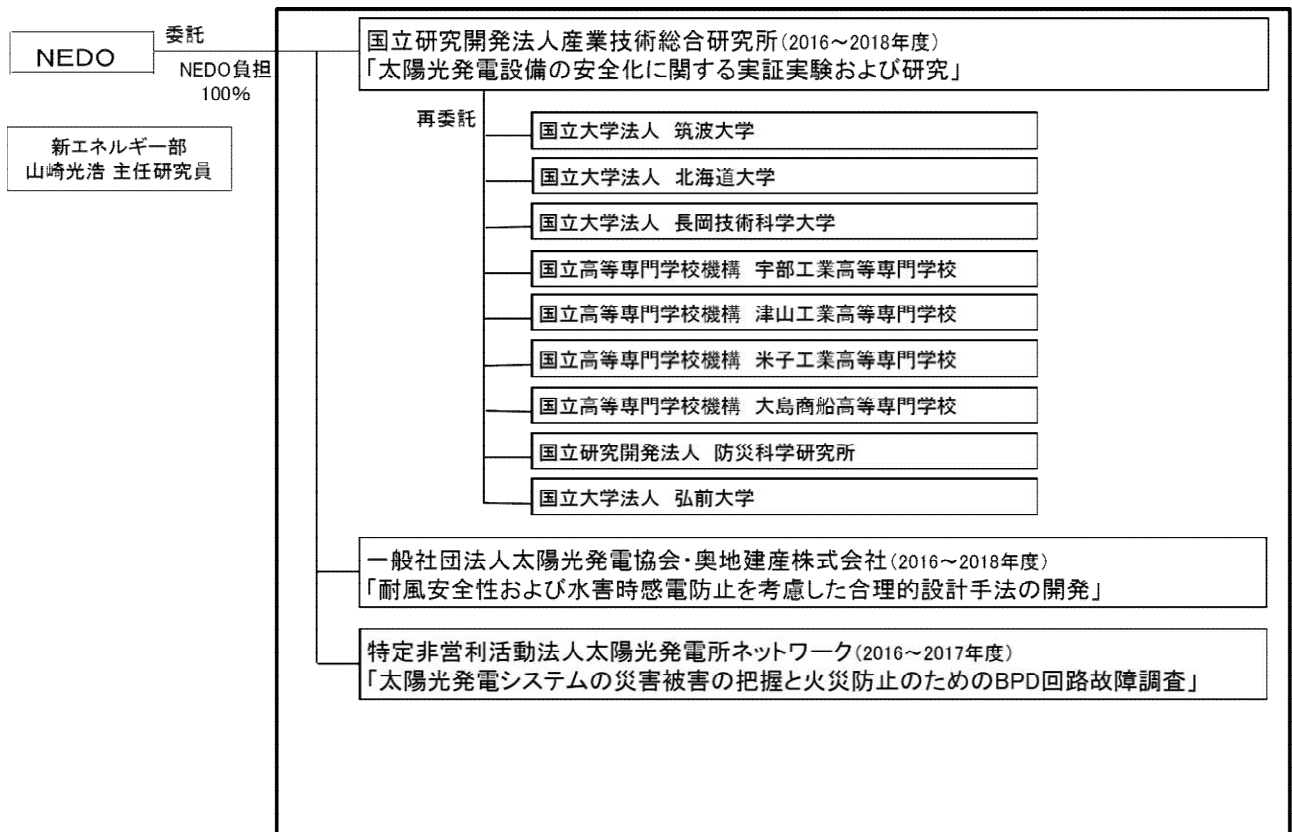


図 II-2-4. 研究開発項目③ 「太陽光発電システムの安全性確保のための実証」

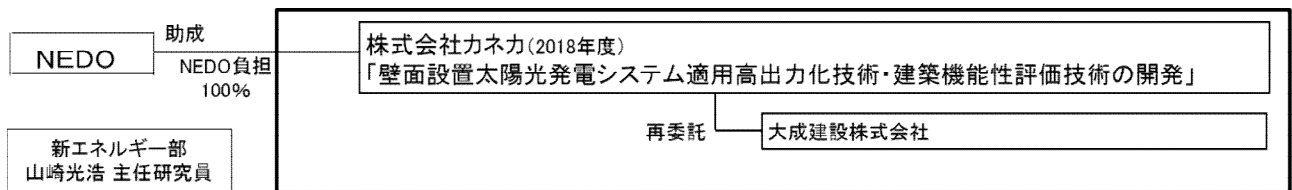


図 II-2-5. 研究開発項目③ 「Z E B実現に向けた太陽光発電システム技術開発」

2.3 研究開発の運営管理

研究開発全体の管理・執行に責任を有する NEDO は、経済産業省及び研究開発実施者と密接な関係を維持しつつ、本研究開発の目的及び目標に照らして適切な運営管理を実施した。

また、NEDO は、プロジェクトで取り組む技分野について、内外の技術開発動向、政策動向、市場動向等について調査し、技術の普及方策を分析、検討した。なお、調査等を効率的に実施する観点から委託事業として実施した。

さらに成果の発信・公表の場として、年度ごとの成果報告会を、他の太陽電池関連事業とともに実施している。(表 II-2-5. 参照)

表 II-2-5. 成果報告会の実施状況

実施項目	開催時期	場所	参加者数
2014 年度成果報告会	2015 年 10 月 28-29 日	パシフィコ横浜	486 名
2015 年度成果報告会	2016 年 10 月 31-11 月 1 日	ワークピア横浜	344 名
2016 年度成果報告会	2017 年 9 月 21-22 日	パシフィコ横浜	427 名
2017 年度成果報告会	2015 年 10 月 3- 4 日	パシフィコ横浜	363 名
2018 年度成果報告会	2015 年 10 月 17-18 日	パシフィコ横浜	403 名

加えて、中間評価に先立ち、調査結果に基づく条件付きでスタートしたテーマ及び、進捗の思わしくない計 3 つのテーマの継続について審査した上で中止と結論付けた。またその場を借りて、他のテーマについての進捗報告を行った。(表 II-2-6. 参照)

II-2-6. 継続審査の実施状況

実施項目	開催時期	場所
2015 年度継続審査	2016 年 2 月 29 日	NEDO 本部

2.4 研究開発成果の実用化に向けたマネジメントの妥当性

太陽光発電の導入が今後も堅調に推移していくと考えれば、2020 年時点で新規設備の年間導入量は 3GW 程度、累積導入量は 20GW 超が見込まれ、開発技術の早期実用化・事業化を図るため、本プロジェクトでは開発する技術について、実証試験を実施し、その効果の検証と課題があれば対策も行う。

3. 情勢変化への対応

【2016年度】

太陽光発電システム設置量の増加に伴い、強風によって太陽電池モジュールが飛ばされる、水害によって太陽電池モジュールが水没する、といった事例が増加したことにより、太陽光発電システムの安全性強化が急務となった。そこで追加公募を2016年度に行い、安全確保について3テーマをスタートさせた。また太陽光発電の大量導入社会を支えるプロジェクトの一環として、使用済モジュールのリユース開発技術について2テーマをスタートさせた。

4. 評価に関する事項

【事前評価】

評価実施時期：2013年度

評価手法：内部評価

評価部門：評価部、技術戦略センター、総務部

【中間評価】

評価実施時期：2017年度

評価手法：外部評価

【事後評価】

評価実施時期：2019年度

評価手法：外部評価

Ⅲ. 研究開発成果と実用化の見通し

1. 分野別、課題に対する主要な成果

①太陽光発電システム効率向上技術の開発

主要な成果、達成度について表Ⅲ-1-1に示す。

表Ⅲ-1-1. 研究開発項目①太陽光発電システム効率向上技術の開発の主要な成果（2018年度）

	目標	成果	達成度	備考
(1)次世代長寿命・高効率ACモジュールの開発				
マイクロインバータ回路設計技術の研究開発	マイクロインバータの寿命が 25～30 年相当の基本設計回路であることを確認する。	寿命が 25～30 年相当を実現したことを実証した。	○	
保護装置回路設計技術の研究開発	リアクトルについて、電力変換効率を 0.5%改善する。	電力変換効率を 0.5%改善した。	○	
	電力変換効率は 90%以上であることを実証する	電力変換効率（CEC 効率）、90.4%を達成した	○	
デバイス技術の研究開発	寿命 25～30 年相当のマイクロインバータ用のデバイス技術の開発を完了する。	寿命 25～30 年相当であることを実証した。	○	
実装技術の研究開発	寿命 25～30 年のマイクロインバータの実装技術開発を完了する。	寿命 25～30 年相当であることを実証した。	○	
通信技術の研究開発	継続的に試験を行い、連続してデータが収集、表示できることを確認する。	連続してデータが収集、表示できることを確認した。	○	
マイクロインバータ及び保護装置の基盤技術開発	信頼性評価の妥当性を検討していく。 長岡応用回路方式のフィールド試験に向けた試作基板を設計、作成し、実証試験を行う。	フィールド・加速評価を実施し、信頼性評価モデルの妥当性を実証した。 長岡応用回路方式は、試作基板動作温度から 25～30 年相当であることを実証した。	○	
実証試験	実証試験、長寿命試験を通して、システム効率向上 10%以上、寿命 25～30 年相当の次世代長寿命・高効率 AC モジュールを実証する。	システム効率向上 10%以上、寿命が 25～30 年相当であることを実証した。	○	

	BOS コストは現状の水準をほぼ維持しながら、2円/kWh 以上の発電コスト低減がある事を確認する。	2.02 円/kWh の発電コスト低減を確認した。	○	
(3)低価格角度可変式架台の開発による積雪時の発電効率向上				
発電量増加	一般的な積雪地域の角度固定式架台と比較して、可変により年間 10%以上の発電量増加	一般的な角度固定式架台と比較して年間 13~21%の発電量増加を確認（発電量増加 15%として発電コスト削減効果は 2.1 円/kWh）	○	
架台コスト	発電量向上効果と合わせて発電コスト 2 円/kWh 以上の削減に必要なコスト削減	積雪地域の一般的な架台と比較して 2.4 円/kWh(架台：0.12 万円/kW)（維持費：0.16 万円/kW/年）の発電コスト削減	○	
発電コスト	積雪地域の一般的な架台と比較して架台コスト削減および発電量増加により 2 円/kWh 以上の発電コスト削減	発電量 15%の増加（2.1 円/kWh 削減）および架台コスト 2.4 円/kWh の削減により 4.5 円/kWh の発電コスト削減	○	
(3)太陽光反射布を用いたソーラーシェアリング発電所システム効率向上の研究				
太陽光反射布を用いたソーラーシェアリング発電所システム効率向上の研究開発	システム効率（発電量）を 10%以上向上、又は全体のBOSコストを 10%以上削減する技術の開発と実証を行う。	<ul style="list-style-type: none"> ・アルミ鏡面反射材によって、夏シーズンに約 10%の発電効率向上となった。 ・冬シーズンは約 4%の発電効率向上となった。 ・反射板を架台部材の一部として利用することにより、架台部品数を減らし、基礎を簡略化することでBOSコストを大幅削減できた。 	○ △ ◎	
(4)PVモジュールの防水処理による太陽光発電システムの効率向上				
	コート材の基本性能、耐久性及び施工性について確認し、モジュールメーカーの評価を受け開発課題を確認する。	<ul style="list-style-type: none"> ・水蒸気透過度試験（MVTR）及び温度サイクル試験（TC50）による防水評価で、ポリシラザン系よりA0や蒸着シリカを使った膜の方が有望であることが分かった。 ・40cm角程度の4セルミニモジュールでの恒温高湿試験（DH）2,400時間では、評価サンプルの殆どが2%以下の出力低下で特に問題はなかった。 ・防水処理コストという側面からは、A0箔系塗膜材料、A0入り粘着テープが有望であるという見通しを得た。 	(中止)	モジュール裏面へのコート材施工性についての対策検討が不十分。PVメーカーの評価が得られていない。
(5)高耐久軽量低コスト架台開発と最適基礎構造適用研究				

<p>地質調査による基礎構造と架台設計の最適化</p>	<p>地盤調査として粘土地盤及び砂地盤における軟弱地盤・標準的な地盤・強固な地盤を選定し、その地盤データの把握を図り、基礎工法別の比較試験から得られたデータを基に地盤に応じた最適な基礎設計の指標を提案する</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・地盤調査方法は、スウェーデン式サウンディング試験が一般的 ・基礎構造と換算N値の関係が明確 ・換算N値(SWS試験)と経済的に最適な基礎構造の関係を確認 ・超軽量構造架構は、杭基礎が広範囲のN値で適していることが判明 	<p>○</p>	
<p>軽量鉄材によるスパン拡大と高耐久性架台設計技術の開発</p>	<p>架台システムの構成として従来工法による架台仕様に比べ、部材の共通化をはじめ、部材点数 10% 減、重量比 15% 減等</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・対称閉鎖断面（角パイプ）の軽量鉄材を用いたトラス構造により超軽量かつ大スパン化を実現 ・従来工法と比較し、架台重量 49% 削減、部材点数 35% 削減を達成 ・動風圧実大試験を通して、構造強度の妥当性を評価し、JIS C 8955:2017 への対応を確認 	<p>○</p>	
<p>現場での作業効率を改善する低コスト施工技術の開発</p>	<p>基礎・架台部分の導入コストは 8 万円/kW 以下を目標とし、全体のシステム価格は 20 万円/kW 以下を目指す</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・基礎・架台部分の導入コスト：5.7 万円/kW（システム価格：17.6 円/kW）を実現した。 ・土台梁を含む、部材点数削減を実現した。 ・軽量鉄材により架台部材の運搬効率向上した。 ・架台の部材点数削減の効果で作業空間を確保できたため、作業効率向上した。 ・従来工法と比較し、施工工数 30% 低減を達成した。 	<p>○</p>	
<p>基礎・架台の長寿命化のための腐食対策技術の開発</p>	<p>遮へい環境、水みち環境、土壌界面環境それぞれの腐食試験において、促進試験を行い、データを習得、解析完了。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・遮へい暴露試験によって、田園、塩害、強塩害地域での代表的な表面処理の腐食減量を推定できることを確認 ・水みち腐食（流水腐食）に対する耐食性を暴露試験により評価し、架台の水みち部に使用する最適な材料を選定できた ・水みち腐食（流水腐食）では腐食生成物による耐食性の向上が見られないため、水みちでない鋼材表面と比較して、水みち部は約 20 倍の速度で腐食することを確認 ・土壌界面、土壌中における腐食進行のメカニズムを土壌の pH、浅層 	<p>○</p>	

		<p>からの深層にかけての酸素濃度勾配、細粒分を測定することによって解明</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 土壌暴露試験によって、浅層土壌中における炭素鋼の腐食速度が推定および深さ方向の酸素濃度勾配により、酸素濃淡電池が形成することを確認。 ・ 土壌腐食は、土壌含水率と分極抵抗の関係をカレントインターラプタ法により評価し、土壌毎に腐食性が高くなる含水率があることが判明。 		
基礎・架台最適設計のためのガイドライン作成	安全かつ経済性の高い設計を可能とする「(仮称)地上設置型架台の構造に関する試験方法の提唱」を作成する	<ul style="list-style-type: none"> ・ 杭載荷試験：特殊な装置が不要で、簡便な方法で杭の許容耐力を求めることができることを確認 ・ 架台試験：特殊な装置が不要であり砂袋を用いた簡便な方法で、風・雪荷重を再現し、架台の破壊耐力・構造的弱点を把握できることを確認 ・ 地上設置型太陽電池アレイ用基礎杭の支持力評価試験方法の作成 ・ 地上設置型太陽電池アレイ用架台の耐力試験方法の作成 	○	
(6)長寿命モジュール対応の低コスト太陽光発電システムの開発、実証				
	<p>低コスト架台技術開発 (△0.5円/kWh)</p> <p>低コスト施工技術開発 (△2.5円/kWh)</p> <p>合計 (△3.0円/kWh)</p>	<p>コの字形形状フレームの簡素な構造にすることで低コスト化</p> <p>排水機能などを縦棧に合わせて持たせることで、部品削減により低コスト化</p> <p>縦棧を直接固定する仕様にするこ とで、金具省略で低コスト化</p> <p>簡素化、省略により従来工法から約3%の部品数削減</p> <p>太陽電池モジュールと架台の組合せで、飛び火試験、火炎伝播試験合格相当</p>	<p>○</p> <p>○</p> <p>○</p> <p>○</p> <p>○</p>	<p>目標は達成したものの、市場状況より更なるコストダウンが必須</p>
	冷却技術開発 (発電量向上+3%/太陽電池最高温度△12度)	<p>太陽電池モジュール裏面は熱交換しやすいフラットな構造で、通気用の空間を確保</p> <p>シミュレーションにより風速約1m/sで目標達成見込み</p> <p>軒カバーとの隙間から空気を吸い込む構造で目標達成</p>	<p>○</p> <p>○</p> <p>○</p>	<p>自然通気も利用し、より弱いファン(24h換気のファンで問題ないレベル)の圧力損失の少ない風路設計</p>

		最悪条件確認のため、棟は塞ぎ、排気は吸い込み口のある軒側にしたが目標達成	○	
		約 30W 相当のファンで目標達成（自然通気なし）	○	
	太陽光有効利用技術開発（発電量向上+1%）	一般下葺き材（黒色）と比較して、2～4 倍の反射を可能にし、発電量としては約 4%向上を確認	○	通気システムと合わせた総合的な発電量評価が必要（継続評価中）
		メタルウエザー試験で暴露約 25 年相当で劣化確認できず	○	
		888mm×650mm×10mm、約 10 kg以下の仕様で、一人で作業可能なレベル	○	
		通気システムや意匠性などを考慮し高さを設定	○	
(7)新建材一体型モジュール+高耐久化による BOS コストの削減				
(1) 新建材一体型太陽電池モジュールのサイズを考慮した低価格化技術の開発	(a) 新建材一体型太陽電池モジュールの候補サイズを検討し、設計、試作を実施する。	・モジュールサイズから割り出した最適サイズは 1257mm×977mm で屋根への充填率は 70.5%となり、一方、屋根材サイズからモジュールサイズを割り出した最適サイズは働き寸法が 910×546mm となり、屋根への充填率は 77.9%となり、このサイズを最適サイズとした。 ・上記サイズをもとにモジュール化部材の設計を完了させた。	◎	
	(b) 試作後のコスト評価を実施し、従来との差の比較解析を行う。	・新建材一体型モジュールの開発を行った結果、モジュールコストは 20.3万円/kWとなった。モジュールサイズは小さくしたが、モジュール化部材のコストを可能な限り下げ、従来技術比で▲1.4万円/kWを達成した。その結果、当初目標である 30.8万円/kW以下を達成した。	◎	
(2) 新建材一体型太陽電池モジュールの低コスト施工技術・取付技術の開発	(a) 施工取付金具、レール、配線部材等の設計を行う。	・取り付け構造（金具）と周辺部材設計のうち、周辺部材コスト削減を目的とし、その種類を固定金具として「スターター」、周辺部材として「水切り」、「棟カバー」に絞り込んで設計を完了させた。	◎	
	(b) 上記部材のコスト評価を実施し、従来との差の比較解析を行う。	・BOSコスト（固定金具費+周辺部材費）に関しては、固定金具として「スターター」、周辺部材として「水切り」、「棟カバー」を設計し、コスト試算を実施した結果、従来技術工法では 2.6円/kWに対して	◎	

		<p>新建材一体型工法では2.4円/kWと、従来比92%のBOSコストを達成した。</p>		
	<p>(c) 新建材一体型モジュールと全体として組み合わせた場合の施工確認を行う。</p>	<p>・最終的な施工工数の把握のため、屋根施工業者にて従来技術工法と新建材一体型工法を比較するための施工評価を完了させた。</p>	◎	
	<p>(d) 上記の施工工数算定を行う。</p>	<p>・従来工法の施工時間は3.5時間に対して、新建材一体型は1.5時間と従来工法の半分以下の時間で施工が可能であった。従来技術ではスレート施工時間が全体の29%、固定用金具の施工時間が59%となりモジュールを施工する前に多くの時間を費やしていた。</p>	◎	
<p>(3) 新建材一体型太陽電池モジュールの低コスト発電量低下抑制技術の開発</p>	<p>(a) 温度上昇を抑制する構造設計、試作を行う。 (b) 上記、試作品での効果測定を行う。 (c) 実物件、もしくは実物件同様サイズ架台での効果測定を行う。</p>	<p>・通気構造の効果確認を目的として、まず既存の瓦一体型モジュールを用いて、裏受材有無（発泡材）でのソーラーシミュレータでモジュール温度比較を実施した結果、裏受材無しの方がガラス表面温度で5.2℃（垂直設置、無風状態）低いことを確認した。</p>	◎	
<p>(4) 新建材一体型太陽電池モジュールの高耐久化により太陽電池の運転年数期間をメンテナンスフリー化する技術の開発</p>	<p>(a) 太陽電池での信頼性試験用サンプル試作を実施し、信頼性試験を開始する。 (b) 周辺部材の信頼性試験用サンプル試作を実施し、信頼性試験を開始する。</p>	<p>・安全性評価においては、モジュール内の回路の電気的な安全性に関しての評価を行った。いずれの評価においても回路内の発火や不要な発熱は無かった。 ・高耐久性に向けての評価については、特にPID試験が96時間（目安とされる試験時間）の約20倍の2000時間（85℃/85%RH）の環境下でも初期出力（W）に対する保持率は、98.5%以上を維持しており、高い耐久性が確保できていると考える。 ・実用化に向けた評価では、耐風試験において、当社が規定する適用基準（=風速40m/s）×1.5倍の風速60m/sで試験を実施し、太陽電池モジュールの飛散や各種金具の変形は見られず、耐風性能を有していることを確認した。</p>	◎	
<p>(5) (1) ~</p>	<p>(a) 新建材一体型モジュールの評価試</p>	<p>・試験用モジュールを作成し、JET認証試験を開始し、</p>	○	

(4)で開発した技術に関する実証試験	験（JET認証試験等）を開始する。	2019年5月末に認証取得した。		
	(b) 新建材一体型モジュールの防火試験準備を開始する。 (2018年度)	・試験用モジュールを作成し、事前に予備評価を実施し、本試験への目処付けを行った。 ・防火試験・申請用の書類準備を完了させた。	○	
	(c) 新建材一体型モジュールの防火試験を実施する。	・試験用モジュールを作成し、防火試験を実施、合格した。 ・DR番号を取得した。	○	
	(d) 実物件、もしくは実物件同様サイズ架台での実証試験を実施する。	・6kWシステムにて、施工評価を行った。小規模で施工したとき同様の施工時間であったため、妥当な施工時間と考えられる。	◎	
(8)内部反射型効率向上・規格化壁面設置太陽光発電システムの開発				
1) 屋内設置背面ガラス押さえ工法による設置コストを削減する技術の開発	設置コスト10%削減 断熱化	設置コスト 窓部 約24%削減 (工数5→1日他) ※既設構造を活用する工法による 断熱化(U値;67%削減(5.9→1.9))	◎	
4) 屋内設置背面ガラス押さえ工法による設置コスト削減の実証実験			◎	
2) 背面ガラス設計による発電量を向上させる技術の開発	発電量10%向上	発電量向上(出力16.4%向上) ※第1回推進委員会資料より ※開発設計時、測定値 発電量向上(PR最大約30%向上) ※実証実験時	◎	
5) 背面ガラス設計による太陽電池の発電量向上の実証実験			◎	
3) 外壁用規格化壁面設置工法による設置コストを削減する技術の開発	設置コスト10%削減	設置コスト 壁部 約27%削減 (工数約45%削減他) ※新規軽量架台、高速施工手法による	◎	
6) 外壁用規格			◎	

化壁面設置工法による設置コスト削減の実証実験				
7) 実証データ解析	1)~6)の確認	工数、設置コスト → 達成 発電量向上 → 達成 ※2月もデータ取得継続	◎	
(9)多雪地域用非常電源機能付き太陽光発電システムの高効率化・低コスト化				
発熱体をモジュールに重ねる融雪技術の開発	融雪に必要な消費電量区を差し引いて18%以上の発電量向上を目指す	冬期や通年で発電量向上は、発熱体の消費電力量が上回ったため18%向上は確認できなかった。しかし、瞬時値(1日)での発電量の18%向上は確認できた。また、降雪の状況によっては発熱体の有効性はあると考える。	△	モジュールの発電量に対して蓄電池の容量が小さく満充電となり、最大発電量の実測値の計測が困難であった。→蓄電池の容量の問題を解決することで、最大発電量が確認できれば発熱体の有効性と発電量に対しての効率18%以上向上は得られると考える。
最適なモジュール設置角度決定技術の開発	各傾斜角度別の発電量及び日射強度の比較	各傾斜角度別での比較では、それぞれの季節で最適な傾斜角度が確認できたが、通年を通してを考えると、冬期での降雪などの影響を考え、傾斜角度30°40°が最適な傾斜角度であると考え。	△	蓄電池1セットに対して各傾斜角度で発電された電気が蓄電されるため、発電量の計測データの精度が低い値であった。→計測データの精度を高めるためには、各傾斜角度別に蓄電池を設置する必要があると考えられる。
エネルギー自給自足マネジメント技術の開発	発電した電気を蓄電池へ蓄電し、非常時において蓄電池活用の可能性の確認	日射量から推定発電量を計算し、蓄電池へ発電した電気を蓄電したと仮定し、1日の非常時に活用できる蓄電池の個数を推定で確認した。	○	

※達成度

◎：数値目標クリアに加えて想定以上の付加価値を実証、○：数値目標クリア、△：数値目標未達

②太陽光発電システム維持管理技術の開発

主要な成果、達成度について表Ⅲ-1-2 に示す。

表Ⅲ-1-2. 研究開発項目②太陽光発電システム維持管理技術の開発の主要な成果（2018 年度）

テーマ	目標	成果	達成度	備考
(1)次世代長寿命・高効率パワーコンディショナの開発				
長寿命回路設計技術の研究開発	実証試験、長寿命試験を通して、寿命 30 年相当の次世代長寿命・高効率パワーコンディショナを実証する。	開発した評価法（下記）に基づき寿命評価を行い、寿命 30 年以上の実証を完了した。	○	
パワーコンディショナのシステム性能評価試験（実証試験）	パワーコンディショナの長期信頼性試験方法の素案を作成する。	各種加速試験結果、フィールドでの環境データに基づき、アレニウスモデル、アイリングモデル、修正 Coffin-Manson 則による寿命評価法を開発した。	○	
	変換効率で 96%以上、設計寿命 30 年とする住宅用パワーコンディショナを開発し、維持管理費の 30%削減を実証する。	変換効率で 96%以上、設計寿命 30 年とする住宅用パワーコンディショナの開発を完了するとともに、維持管理費の 74%削減を実証した。	○	
	開発技術を導入した場合の発電コスト試算として、1 円/kWh 以上の低減効果があることを確認する。	発電コスト試算を行い、2.64 円/kWh の低減効果があることを確認した。	○	
(2)新規不具合検出機能を備えた発電量/設備健全性モニタリングシステムの開発				
中点電位センサーの開発	不具合による 5V の電位シフトを検知できること	不具合による 1.5V 以上の電位シフトを検知可能	◎	
無線データ収集システムの開発	マルチホップ 3 段を通信遅延 500ms 以下で RS485 通信で応答できること	マルチホップ 3 段 応答時間 ノミナル 300ms	○	
遠隔監視システムの開発	ストリング電流も含め時間分解能 10 分以下でグラフィカルに表示し、10 年以上そのデータを蓄積、表示できる遠隔監視システム	1 分以内のデータ取得間隔で、5 分平均値を保存。 時間分解能 5 分 データ蓄積期間 上限なし	○	
維持管理コストの低減	維持管理コストを 30%以上低減できることを実証する	40%程度削減見込み	○	達成見込み

(3) HEMSを用いたPV発電電力量の遠隔自動診断と故障部位把握方法の開発																
I) 遠隔 PV 発電特性低下診断システムの開発	<p>実証試験世帯で、発電電力量予測システムとフェーズ 2 の併用により診断正解率 95%以上であることを実証する。</p> <p>また故障を模擬した実験設備で遠隔診断を行い、診断正解率 95%以上であることを実証する。</p>	<p>①遠隔診断システム開発 衛星画像活用診断システム 日影解析機能 実証世帯正解率：100%(6/6)</p> <p>②自動診断機能追加 期間別性能解析診断機能 5%出力低下模擬 故障模擬正解率：100%(1/1)</p>	○													
II) 発電特性低下部位把握システムの開発	<p>発電特性低下モジュールを含む発電特性低下ストリングを、100%の確率で遠隔から特定可能な前提条件の見極めを行う。</p> <p>日射強度 > 300W/m² 異なる故障モードの発電特性低下モジュールが 2 枚含むストリング検出</p>	<p>①ストリング診断 IV 測定システムの構築 統計的診断アルゴリズム開発 ストリング出力推定精度：約 3%</p> <p>■診断前提条件 ストリング出力低下 > 6.5% 日射強度 > 400W/m² 故障モード：直列、並列抵抗混在</p> <p>②モジュール診断 診断用電圧制御機器の開発</p> <p>■診断前提条件 モジュール出力低下 > 20% 日射強度 > 800W/m²</p>	△	<p>日射強度 300W/m² でストリング出力低下検出する為の改善</p> <p>日射強度 300W/m² でモジュール出力低下を検出する為の改善</p>												
III) 実設置データ収集による実証試験の実施	<p>2016 年度までに設置した HEMS (約 500 台) の発電データを収集して、遠隔 PV 発電特性低下診断システムの診断正解率を検証し有効性を実証する。</p>	<table border="0"> <tr> <td>HEMS 設置数</td> <td>567 件</td> </tr> <tr> <td>診断件数</td> <td>341 件</td> </tr> <tr> <td>出力低下検知・点検</td> <td>6 件</td> </tr> <tr> <td>PV 出力異常</td> <td>5/6 件</td> </tr> <tr> <td>HEMS 測定異常</td> <td>1/6 件</td> </tr> <tr> <td>実証世帯正解率</td> <td>100%</td> </tr> </table>	HEMS 設置数	567 件	診断件数	341 件	出力低下検知・点検	6 件	PV 出力異常	5/6 件	HEMS 測定異常	1/6 件	実証世帯正解率	100%	○	
HEMS 設置数	567 件															
診断件数	341 件															
出力低下検知・点検	6 件															
PV 出力異常	5/6 件															
HEMS 測定異常	1/6 件															
実証世帯正解率	100%															
(4) 太陽電池の抗PIDコート材料の開発																
	<p>コート材の基本性能、耐久性及び施工性について確認し、モジュールメーカーの評価を受け開発課題を確認する。</p>	<ul style="list-style-type: none"> コート材なしのモジュールでの PID 試験では出力が大幅に低下したのに対して、含フッ素シリコンポリマーにより構成される開発コート材を塗布したモジュールでは出力低下が 1%未満であった。 コート材の撥水性(滑水性)については、市販のフッ素系コート材やシリコン材に比べ約 10 倍の性能が得られた。 コート材を塗布したモジュールで太陽電池の各種規格試験を実施したが、特に問題はなかった。 	(中止)	<p>PID に対する効果については、幅広く検討する必要がある。PV メーカーの評価が得られていない。</p>												

(5)分散型PCSメガソーラーへの遠隔診断制御クラウドと対処手順の開発				
	<p>小型PCSの分散型システムを構築する場合の日本での適用性について詳しく調査し、課題とコスト低減効果を見極め、2年目以降のコスト低減のための具体策を示し、その効果を定量的に評価できる実施計画を作成する。</p> <p><調査項目></p> <p>①小型分散型と大型集中型システムのコスト比較に関する調査</p> <p>②国内外における競合する分散型監視制御システムとの比較とコスト低減の可能性調査</p> <p>③メンテナンスに関するメーカーの保証制度に関する調査</p> <p>④不具合対応の現状調査とコスト低減の可能性に関する調査</p>	<p>・小型PCSの分散配置と大型PCSの集中配置のコスト比較では、工事費を含む初期の設備費用では大型PCSの方がやや有利であるが、20年間の維持管理費を含めてトータルで考えると、小型PCSの方が有利になってくると思われる。</p> <p>但し、維持管理コストについての見積り調査ではばらつきが大きく、コスト基準を得るまでには至らなかった。</p>	(中止)	<p>維持管理コストに対する分析が十分に整理できておらず、小型PCSが大型PCSに対してトータルコストで有利である事を示す十分な根拠が示されなかった。</p>

◎：数値目標クリアに加えて想定以上の付加価値を実証、○：数値目標クリア、△：数値目標未達

③太陽光発電システム技術開発動向調査

主要な成果、達成度について表Ⅲ-1-3に示す。

表Ⅲ-1-3. 研究開発項目③太陽光発電システム技術開発動向調査の主要な成果（2018年度）

テーマ	目標	成果	達成度	備考
(1)太陽光発電システムのコスト低減に関する技術開発動向調査				
	国内外における太陽光発電システムのハードウェア及びソフト・コストについて分析する。また、太陽光発電システムに関連する市場構造等を解析し、コスト削減に結びつく要因を分析し、技術開発面へのフィードバックについて提言する。	調査報告書を参照	○	
(2)太陽光発電システムの安全性に関する技術開発調査				
	太陽光発電の安全性に関して現状とのギャップを把握し、課題への対処方法として、技術開発に向けたロードマップおよび社会システム整備に向けた方策を取り纏める。	調査報告書を参照	○	

◎：数値目標クリアに加えて想定以上の付加価値を実証、○：数値目標クリア、△：数値目標未達

④太陽光発電システムの安全確保のための実証

主要な成果、達成度について表Ⅲ-1-3に示す。

表Ⅲ-1-3. 研究開発項目③太陽光発電システム技術開発動向調査の主要な成果（2018年度）

テーマ	目標	成果	達成度	備考
(1)太陽光発電設備の安全化に関する実証試験および研究				
1. 太陽光発電設備の安全に関する実態調査とリスク分析	<ul style="list-style-type: none"> モジュールの感電保護状態、バイパス回路・ブロッキングダイオード・ヒューズ・断路器、SPDなどの機能状態、接地回路の機能状態、地絡保護回路の機能状態を調査 情報収集サーバの運用による太陽光発電設備のヒヤリハット・インシデント・事故情報の収集 太陽光発電設備のリスク抽出支援手順の作成 	<ul style="list-style-type: none"> 17件の太陽光発電設備の本格調査を実施。実用的な保安点検手順案を構築 ヒヤリハット事例を61事例を収集 リスク軽減措置の費用対効果の定量的評価手法として信頼性対策効果と単位改善費用を新たに定義・導入して定量的評価を実施。 	○	
2. 太陽光発電設備の積雪荷重に関する実証試験	<ul style="list-style-type: none"> 太陽電池アレイに堆積する雪の性状や深度が太陽電池モジュールおよび太陽電池アレイ用支持物への積雪荷重に及ぼす影響の把握とその設計資料の作成 太陽電池アレイ及び太陽電池モジュール上における滑雪、気象状況の 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽電池アレイにおける積雪荷重の適正な評価方法の確立に資するデータを取得。 	○	

	変化が太陽電池モジュールおよび太陽電池アレイ用支持物への積雪荷重に及ぼす影響の把握 ・モジュール裏面の温度分布に基づいた太陽電池の積雪滑りモデルの作成)			
3. 太陽電池モジュール内バイパス回路の長期耐久性の検証	・太陽電池モジュール内バイパス回路長期耐久性試験方法の素案の作成 ・検査システムの実用性の確認	・太陽電池内バイパス回路の屋内長期耐久性試験方法の素案を作成 ・バイパス回路開放故障の現地検査手法を提案し、回路シミュレーションによる動作原理確認、太陽光発電設備における実証実験を実施。	○	
4. 太陽光発電設備の電気安全性	・地絡検出保護装置の試作機の実用性の確認	・自己バイアス方式を実装し高絶縁抵抗が測定可能な地絡検出保護装置を試作。	○	
5. 誘導雷が太陽光発電設備の健全性に及ぼす影響に関する研究	・太陽光発電設備構成部材の絶縁劣化状態の点検方法の素案の提案 ・バイパス回路故障と過熱・発火の関係に関する仮説の検証 ・太陽光発電設備の雷害対策モデルの作成	・落雷による故障機構の現象再現と各種部材の絶縁破壊特性の特徴分析、機構の確認。 ・誘導雷により故障した太陽電池モジュールが過熱し発火に至る可能性があることを実験的に示すとともに、そのプロセスを明確化。 ・計算機シミュレーション結果を用いて、ストリング毎にブロッキング・ダイオードとヒューズを直列に接続することが有効であることを示した	○	
(2) 耐風安全性および水害時感電防止を考慮した合理的設計手法の開発				
(1) 強風時の太陽光発電システムの構造安全に係る研究開発	・杭及び架台に関する実証実験結果より得られた結果について分析・評価したデータを改訂版設計ガイドラインに反映させる ・地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン(2017年版、2019年版)、および地上設置型太陽光発電システムの構造設計例(鋼製架台(3例)と、アルミニウム製架台)の作成。	NEDO、奥地建産、JPEA のホームページでガイドライン等を公開	◎	
(2) 太陽光発電システムに関する	各種暴露試験より、得られた試験データから腐食減厚を推定などの技術的知見を設計ガイドラインに反映さ	・大気暴露試験片の回収、腐食減量測定を実施 ・各試験片の推定腐食速度、	○	

耐食性評価・腐食対策技術の開発	せる。	<p>推定腐食量の算出</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 土壌暴露試験体の回収、腐食減量測定の実施 ・ 表面処理の土壌中での効果の確認試験（断面 SEM 観察、EPMA 分析）を実施 ・ 地際部を含む土壌中の局部腐食の定量試験（土壌マクロセル電流測定）を実施 		
(3) 水害時の太陽光発電システムの電気安全に係る研究開発	水没等による感電の注意喚起	水没に関する感電の注意喚起チラシのホームページで公開	○	
(4) 太陽光発電設備の安全に関する周知活動	設計ガイドラインや関連資料の周知	セミナーを全国 11 か所で実施し、設計ガイドラインや関連資料の説明会を実施	◎	セミナーには約 800 名の参加とアンケート（意見聴取）を実施
(5) 営農型太陽光発電設備の構造安全性に関する調査	営農型太陽光発電の現状把握と関連業界交流	営農型太陽光発電の関係者によるワークショップにより、事例紹介と討議を実施	○	
(3) 太陽光発電システムの災害被害の把握と火災防止のための BPD 回路故障調査				
火災防止のための BPD 故障対策ガイドラインの作成	PV システムに起因する火災発生の抑止、火災発生時の安全確保	調査システム数 160 件に対し、オープン故障 8 件、ショート故障 5 件を検出。測定に関する留意点、故障の傾向などを見出した	△	事業期間の前倒しによりガイドライン化は未達。事業終了後は、産総研の研究テーマ「太陽電池モジュール内バイパス回路の長期耐久性の検証／太陽電池モジュール内バイパス回路の耐久性に関する試験・研究」内で、継続調査を実施した。プロジェクト全体（太陽光発電システムの安全確保のための実証）によるガイドライン作成のための情報提供を行った

				た。また故障判定の課題も露見したため、測定器メーカーへのフィードバックを行った
災害時の被害状況および現場対応状況の実態調査と安全確保体制のガイドライン作成	自然災害発生に伴う、PV システムのトラブルや二次災害の防止・低減	熊本地震に係る太陽光発電被害状況の現地調査と、同調査を基礎とした報告会（太陽光発電システムの安全確保に関する啓発活動）を実施	×	事業期間の前倒しによりガイドライン化は未達。毎年のように繰り返される自然災害に対処するためにも、今後も災害被害調査は重要だが、被害の状況が深刻なほどデータ収集は困難を極める。常に「想定外」の状況を持ち込む災害下にあっても、より正確なデータが収集できるよう、IT の活用や、市民ボランティアが参加可能な調査方法の開発・改善が求められる

◎：数値目標クリアに加えて想定以上の付加価値を実証、○：数値目標クリア、△：数値目標未達

⑤ZEB 実現に向けた太陽光発電システム技術開発（2018 年度）

テーマ	目標	成果	達成度	備考
(1) 壁面設置太陽光発電システム適用高出力化技術・建築機能評価技術の開発				
高効率セルによるモジュール効率向上	高効率セルを活用したモジュールにて変換効率+10%を達成する	計画通りの高効率セルを活用すれば、+10%の効率向上を得られる見通しを得た	○ (高効率セルの活用にて達成見込)	当初計画のセル変換効率達成に向けて生産装置並びに生産時の処方を改善
角度特性改善（広角化）による壁面発電量向上	光閉じ込め効果による発電向上として+10%を達成する	防眩加工ガラスを活用することにより、+10%の効率向上を達成した	○	
モックアップ	建築物の実装に向けた建築機能の評	モックアップ実装により建築	○	

プ実装評価、断熱・耐結露等建築機能性評価	価方法の検証と開発を達成する	機能の評価を実証し、同時に建築物の実装における課題を解決した		
----------------------	----------------	--------------------------------	--	--

◎：数値目標クリアに加えて想定以上の付加価値を実証、○：数値目標クリア、△：数値目標未達

2. 個別テーマの成果と実用化見通し

①太陽光発電システム効率向上技術の開発

(1) 次世代長寿命・高効率 AC モジュールの開発[2014 年～2018 年度]

(太陽光発電技術研究組合)

1. 成果詳細

1.1 マイクロインバータ回路設計技術の研究開発 (担当：ポニー電機株式会社)

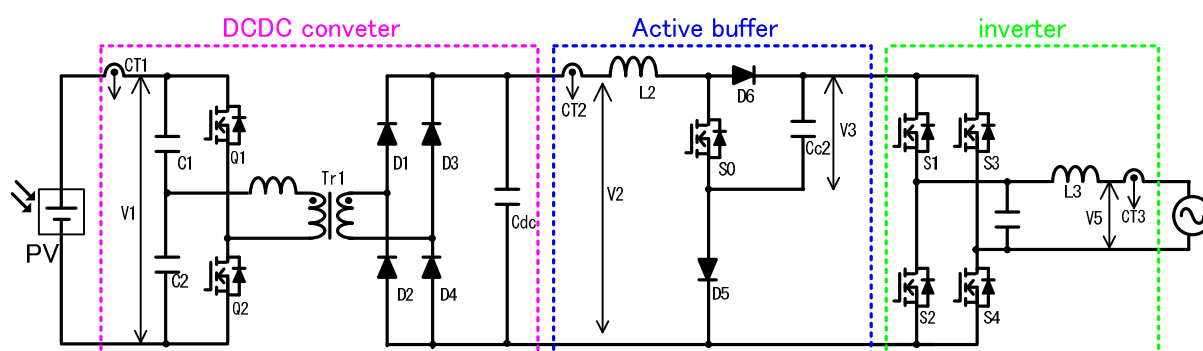
<最終目標>

複数台のマイクロインバータの長寿命試験を行い、マイクロインバータの寿命が 25～30 年相当の基本設計回路であることを確認する。

<成果>

長寿命試験を行い、その結果、マイクロインバータの寿命が 25～30 年相当の基本設計回路であることを確認した (長寿命実証試験は 1.7 参照)。

電解コンデンサレスの長岡実績方式 (アクティブバッファ方式、図Ⅲ-2-①-(1)-1) マイクロインバータを市販の半導体を使用して製作した。また、ケース形状の変更に伴い、部品配置及び基板形状の微調整を行うと共に、電力モニタリング用のセンサなどの機能を追加した。実証サイトへ接続し、動作確認を行った。図Ⅲ-2-①-(1)-2 は製作したマイクロインバータの外観図である。



図Ⅲ-2-①-(1)-1 長岡実績方式マイクロインバータ回路



(a) 蓋を空けた状態

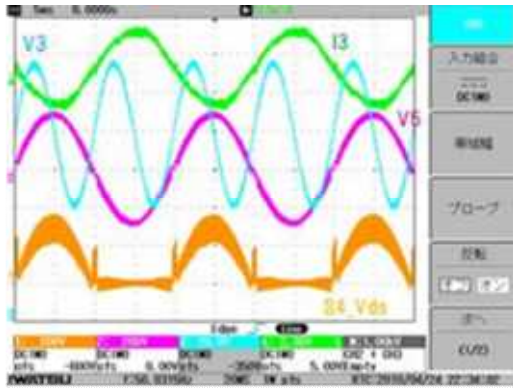


(b) 蓋を締めた状態

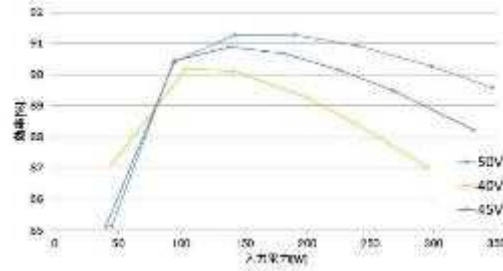
図Ⅲ-2-①-(1)-2 マイクロインバータの外観写真

図Ⅲ-2-①-(1)-3 はマイクロインバータの動作波形と効率特性を示す。340W 定格にて基本動作の確認をした。

また、マイクロインバータの効率は 50V 以上で CEC 効率 90%以上を達成した。



(a) アクティブバッファとインバータ波形



(b) マイクロインバータの効率

図Ⅲ-2-①-(1)-3 マイクロインバータの動作波形と効率特性

1.2 保護装置回路設計技術の研究開発 (担当：ポニー電機株式会社)

<最終目標>

保護装置の長寿命試験およびシステム全体の効率向上評価のための実証試験を行い、マイクロインバータと保護装置を含めたシステム全体としての電力変換効率は90%以上であることを実証する。

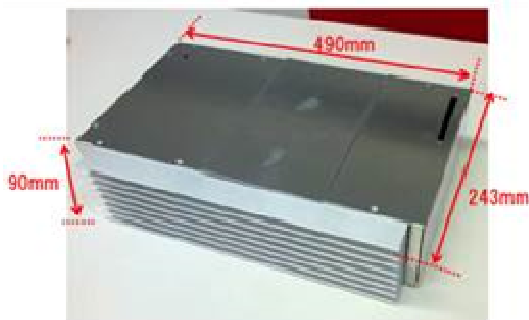
<成果>

1.2.1 基本構造

保護装置は従来直列構成（インダイレクトマトリクスコンバータ回路方式）を検討していたが、システム全体の変換効率を向上させるために回路方式を変え並列構成とした。並列構成では保護装置の通常運転時の ACAC 変換効率は 100%となり、マイクロインバータの変換効率がシステム全体の変換効率となる。したがってシステム全体の変換効率はマイクロインバータの変換効率と同様に CEC 効率は 90%以上となった。

保護装置は寿命部品を使用しない基本設計となっており、設置場所も室内となるため経年劣化による破損の可能性は限りなく小さい。しかし本システムを系統へ設置するにあたり、系統連系規程に準拠するための無効電力の制御、系統との解列が必要となり、寿命部品である電力バッファ用の電解コンデンサ、機械式スイッチであるリレーを使用せざるを得ない。したがって本システムにおいてそれらの部品は保護装置に含めることとし、これらは定期メンテナンス部品として容易に交換が可能な構造とした。

製作した保護装置の外観写真を図Ⅲ-2-①-(1)-4 へ示す。寿命部品である電解コンデンサとリレーは蓋の開閉部に設置し、電解コンデンサはドライバーのみで取り外しができ、リレーは工具なしでの交換が可能となっている。その他の部分に寿命部品は使用しない設計となっている。



(a) 連系保護装置の外観写真



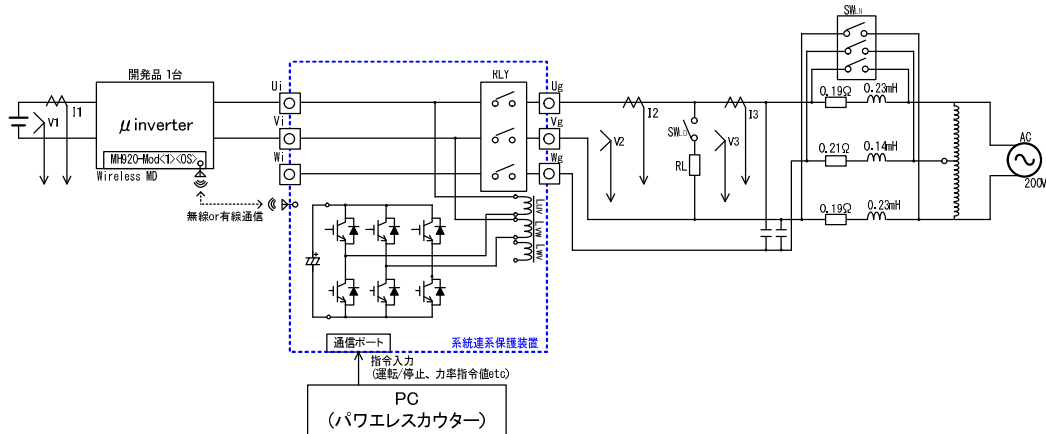
(b) メンテナンス部品の交換構造

図Ⅲ-2-①-(1)-4 連系保護装置

1.2.2 系統連系規程に対応する試験

本システムの系統への設置に向け、系統連系程定に準拠するために、有識者会議で定めた以下 5 項目の試験を行い、いずれも規程を満たすことを確認した。なお、試験は図Ⅲ-2-①-(1)-5 において AC 電源電圧 200V、AC 電源周波数 50Hz の条件下で行った。

- (1) 運転力率試験
- (2) 系統電圧位相急変試験
- (3) 電圧上昇抑制機能試験
- (4) FRT 試験 (周波数変動対応、瞬時電圧低下)
- (5) 単独運転防止試験・運転力率試験



図Ⅲ-2-①-(1)-5 連系規程試験 試験回路図

1.3 デバイス技術の研究開発」 (担当：サンケン電気株式会社)

<最終目標>

寿命 25～30 年相当のマイクロインバータ用のデバイス技術の開発を完了する。

<成果>

高耐圧 SiC MOSFET 及び SBD のチップ開発、信頼性評価を行ない、25～30 年保証のマイクロインバータ向けチップの開発を完了した (長寿命実証試験は 1.7 参照)。

高耐圧 SiC MOSFET (metal-oxide-semiconductor field-effect transistor) および SBD (Schottky barrier diode) のチップ開発、信頼性評価を行ない、25～30 年保証のマイクロインバータ向けチップの開発を完了させた。開発したチップを組み込み、パワーデバイスで行われる信頼性加速試験を実施した。SiC MOSFET の結果を表Ⅲ-2-①-(1)-1 に、SBD の結果を表Ⅲ-2-①-(1)-2 に示す。

表Ⅲ-2-①-(1)-1 SiC MOSFET の信頼性加速試験結果

試験項目	試験条件	試験時間	投入数	不良数
高温逆バイアス	環境温度 = 150°C, ドレイン遮断電圧 = 1200V	2000時間	22個	0個
高温高湿逆バイアス	環境温度 = 85°C, 湿度 = 85%, ドレイン遮断電圧 = 1200V	2000時間	22個	0個
ゲートバイアス+	環境温度 = 150°C, ゲート電圧 = +24V	2000時間	22個	0個
ゲートバイアス-	環境温度 = 150°C, ゲート電圧 = -10V	2000時間	22個	0個

表Ⅲ-2-①-(1)-2 SiC SBD の信頼性加速試験結果

試験項目	試験条件	試験時間	投入数	不良数
高温逆バイアス	環境温度 = 150°C, ドレイン遮断電圧 = 1200V	2000時間	22個	0個
高温高湿逆バイアス	環境温度 = 85°C, 湿度 = 85%, ドレイン遮断電圧 = 1200V	2000時間	22個	0個

1.4 実装技術の研究開発 (担当：サンケン電気株式会社)

<最終目標>

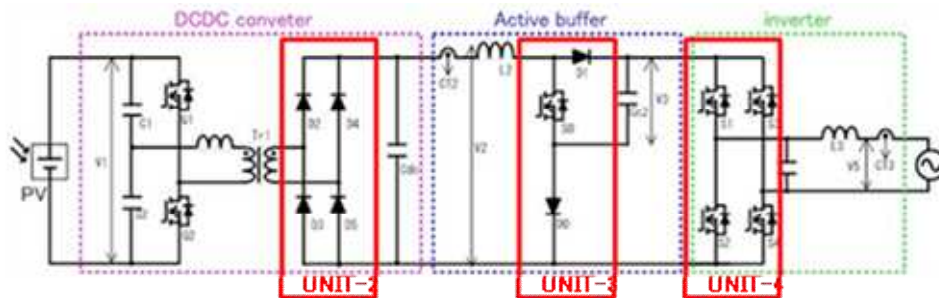
完全密閉型マイクロインバータの最終検証を行うと共に、寿命 25~30 年のマイクロインバータの実装技術開発を完了する。

<成果>

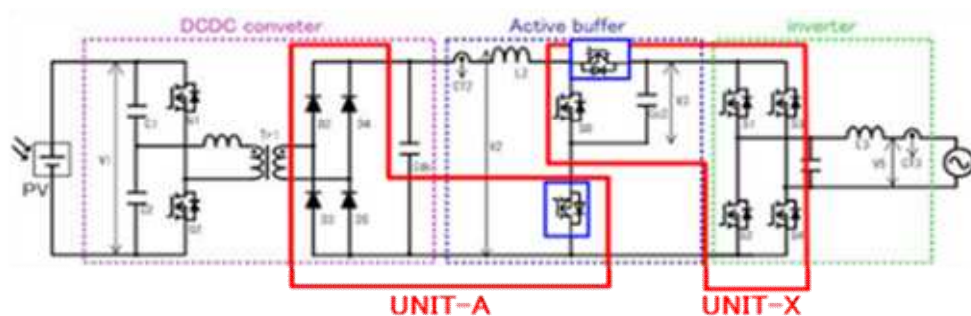
完全密閉型マイクロインバータの最終検証を行う(後述 1.7)とともに、寿命 25~30 年のマイクロインバータの実装技術開発を完了した。

高熱伝導セラミック絶縁基板と、低抵抗素子を搭載する事で、温度上昇を抑制し、長寿命化を目指したマイクロインバータ用パワーカードプロセスを作成した。この構造を用い、寿命実証試験用として採用した長岡実績回路方式の、ダイオードブリッジ部 (UNIT-2)、アクティブバッファ部 (UNIT-3)、インバータ部 (UNIT-4) の 3 種類のパワーカードを作成し、ポニー電機へ供給した。図Ⅲ-2-①-(1)-6 の回路図中に UNIT-2、UNIT-3、UNIT-4 の搭載素子領域を示す。

続いて、効率の 1% 向上と、パワーカード数の削減を目的に、同期整流方式対用パワーカード、UNIT-A と UNIT-X を作製し、長岡技術科学大学へ特性評価用として供給を行った。図Ⅲ-2-①-(1)-7 に回路図と UNIT-A、UNIT-X の搭載素子の領域を示す。

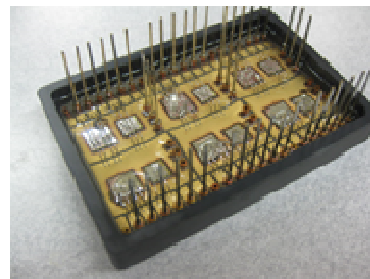
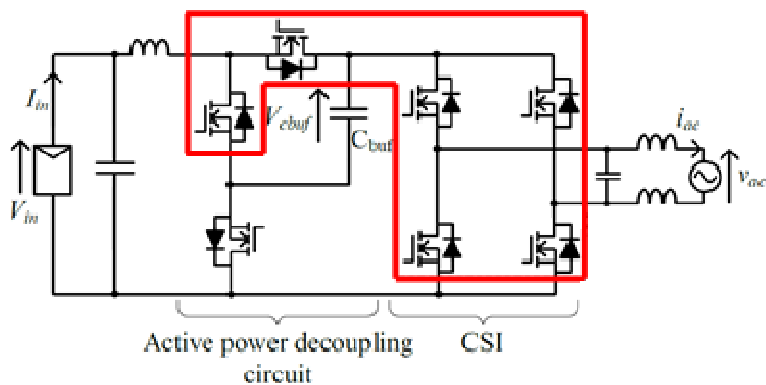


図Ⅲ-2-①-(1)-6 寿命実証試験用長岡実績方式回路図と UNIT-2、UNIT-3、UNIT-4 領域



図Ⅲ-2-①-(1)-7 寿命実証試験用長岡実績方式回路の同期整流化回路図と UNIT-A、UNIT-X 領域

高効率を電解コンデンサーレスで実現する本プロジェクトで開発された、長岡新回路方式である、アクティブ制御フライバック回路方式では、高電圧素子部分を、今回供給した UNIT-X という 1 個のパワーカードで実現が可能となる予定である。図Ⅲ-2-①-(1)-8 にアクティブクランプ制御フライバック回路図に UNIT-X の搭載素子の領域を示す。また、UNIT-X の内観写真を図Ⅲ-2-①-(1)-9 に示す。



図Ⅲ-2-①-(1)-8 長岡新アクティブ制御フライバック方式回路の回路図と UNIT-X 領域

図Ⅲ-2-①-(1)-9 UNIT-X 内観写真

また、設置環境の影響を軽減する事を目的に、密封型筐体の試作機を完成させ、水分の侵入が抑制できる事を確認した。ポニー電機が作成する実証試験用マイクロインバータに用いるはんだ材を指定した。作成された実証試験用基板の加速試験を実施した。この加速試験からはんだの寿命データを取得し、寿命推定用のパラメータデータとした。

その結果、完全密閉型マイクロインバータの最終検証を行う(後述 1.7)とともに、寿命 25~30 年のマイクロインバータの実装技術開発を完了した。

1.5 通信技術の研究開発 (担当: サンケン電気株式会社)

<最終目標>

継続的に試験を行い、連続してデータが収集、表示できることを確認する。もし、問題があれば、ノイズ対策やデバッグ、ソフトウェアの修正追加を行い、通信技術の開発を完了する。

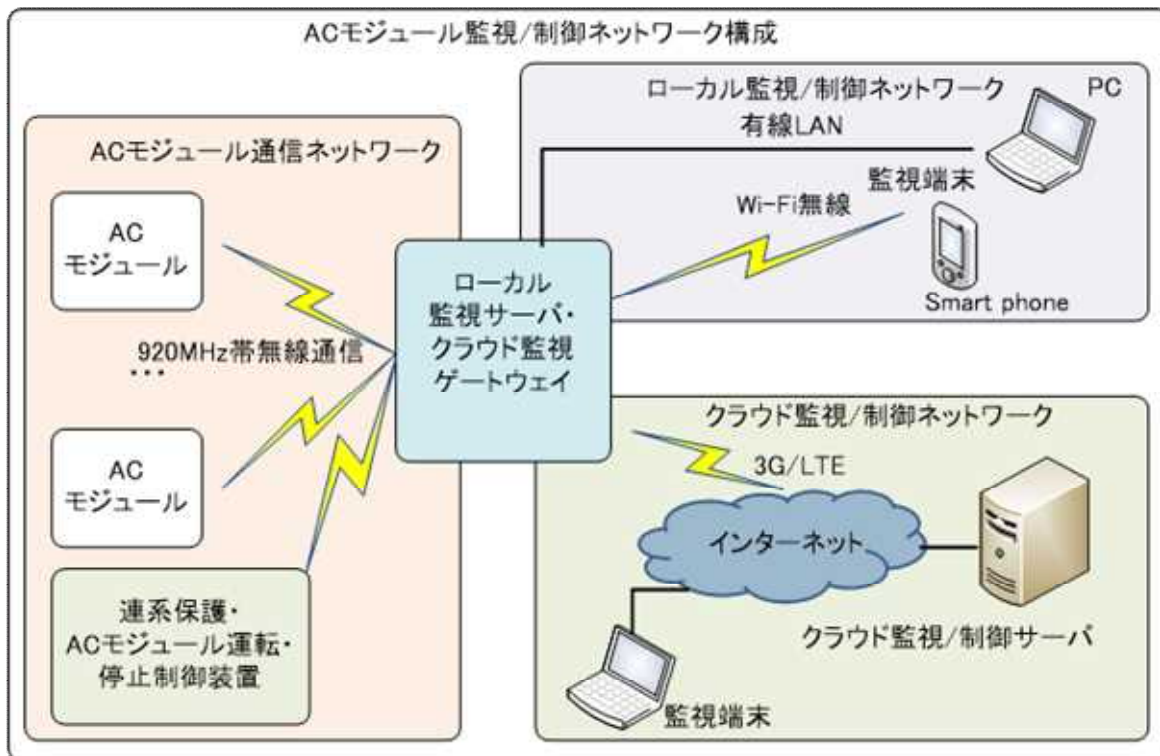
<成果>

継続的に試験を行い、連続して正常にクラウドにデータが蓄積される事を確認した。

本開発における特殊性のある課題の一つは、一般的なパワコンシステムに比べ、AC モジュール化による監視台数が大幅に増大することであった。また、AC モジュール特有となる設置時コスト、増設対応も考慮した検討と調査を行った結果、次の方針に決定し開発を進めた。

- 1) ローカル通信は無線方式を採用する
- 2) 監視はクラウドを採用する
- 3) 市販ユニットを採用する

試作マイクロインバータの通信ソフトウェアを組み込み、図Ⅲ-2-①-(1)-10 の AC モジュール通信ネットワークにおいて、AC モジュール及び連系保護装置(ダミー装置を設定して使用)と監視動作確認を実施し、連続して正常にクラウドにデータが蓄積される事を確認した。



図Ⅲ-2-①-(1)-10 モジュール監視/制御ネットワーク構成

1.6 マイクロインバータ及び保護装置の基盤技術開発（担当：長岡技術科学大学）

<最終目標>

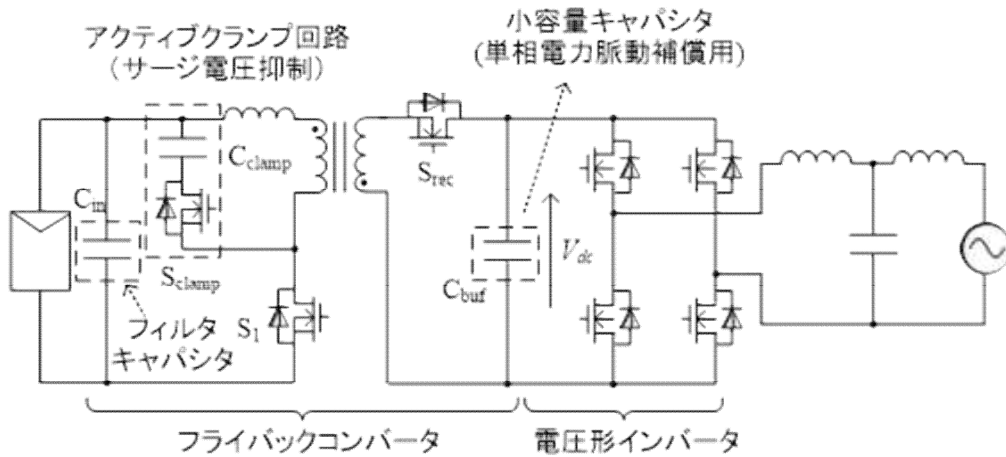
信頼性評価の妥当性を検討。長岡応用回路方式のフィールド試験に向けた試作基板を設計，作成し，実証試験を行う。

<成果>

長岡応用回路方式（フライバック方式）のフィールド試験に向けた試作基板を設計、作成し、実証試験を行い、フライバック方式にて電解コンデンサレスで高効率を達成した。

本事業のコア技術となる，寿命部品である電解コンデンサを用いない長寿命電力変換回路の開発を行った。低コスト化，高効率化を達成するために，フライバックコンバータと電圧形インバータを用いた絶縁形DC/AC電力変換回路を提案した。

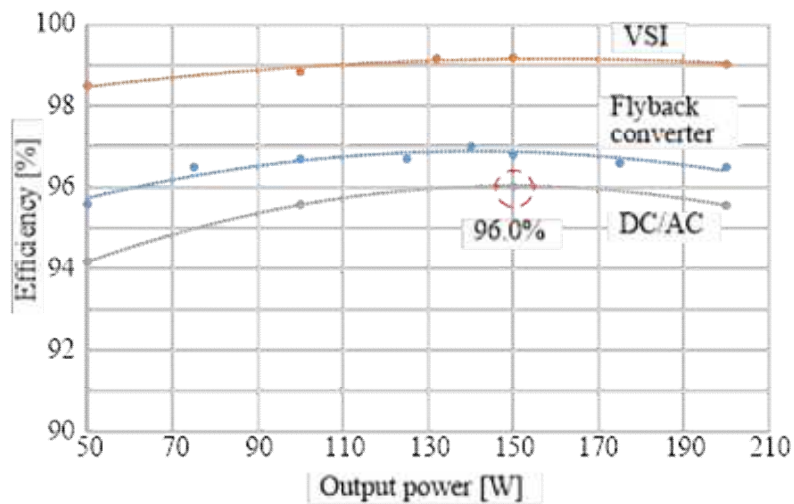
図Ⅲ-2-①-(1)-11 に提案回路構成を示す。提案回路は絶縁と昇圧を行うフライバックコンバータと，系統連系用の電圧形インバータから構成される。小型かつ高効率という優れた特長を持つ。



図Ⅲ-2-①-(1)-11 フライバックコンバータを用いた電解コンデンサレス DC/AC 変換器の構成

以下に本プロジェクトで得られた結果を示す。

- 1) $30\mu\text{F}$ の小容量キャパシタで入力電流をほぼ一定値の直流に制御できていることを確認した。
- 2) 入力電流高調波解析より，提案制御適用前に対し，単相電力脈動によって発生する二次高調波成分を 70.3%低減できていることを確認した。
- 3) 図Ⅲ-2-①-(1)-12 に提案回路の効率特性を示す。この図より，提案回路の最高効率は出力電力 150W 時において 96.0%となった。また軽負荷時においても効率 94%以上を維持できており，幅広い負荷範囲で高効率を維持できていることを確認した。以上の結果より，電解コンデンサレス化と高効率電力変換の両方を達成した。



図Ⅲ-2-①-(1)-12 効率特性

1.7 実証実験（担当：ポニー電機株式会社、サンケン電気株式会社）

<最終目標>

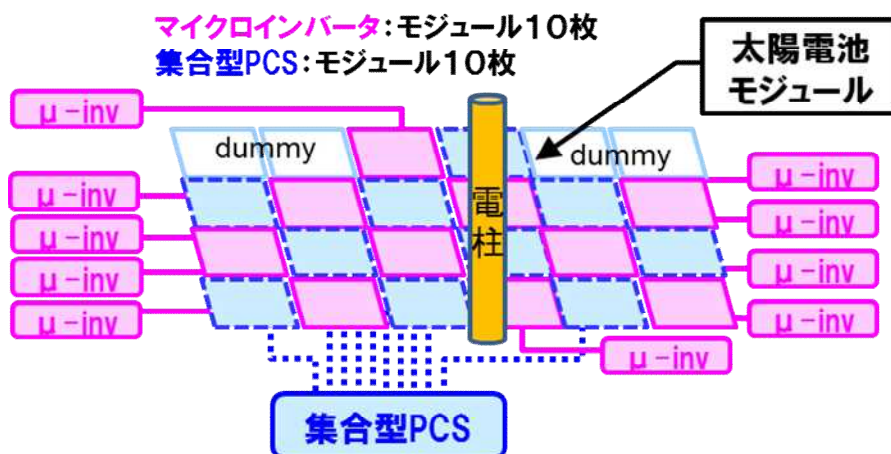
実証試験を完了し、システム効率向上 10%以上、寿命 25～30 年相当の次世代長寿命・高効率 AC モジュールを実証する。

<成果>

太陽光発電の実証サイトで集合型 PCS 方式との発電量の比較を行い、システム効率が 10%向上していることを確認した。また、寿命評価手法を開発するとともに、AC モジュール試作品の実証試験データと合わせて、25 年から 30 年以上の寿命を確保できる事を実証した

1.7.1 AC モジュールシステムのシステム効率評価試験方法（担当：ポニー電機株式会社）

システム効率 10%向上を実証するための実証サイトをポニー電機本社に設置した。AC モジュール（マイクロインバータ付太陽電池モジュール）10 枚と比較用モジュール（集合型パワコンに接続）10 枚の計 20 枚の太陽電池モジュールからなる 3kW システムとした。モジュール配置は、両者を公平な比較となるように、交互設置（千鳥状に設置）した。さらに、模擬電柱を設置し、陰のあるシステムとした。システムの概略図を図Ⅲ-2-①-(1)-13 に、システム外観写真を図Ⅲ-2-①-(1)-14 に、それぞれ示す。

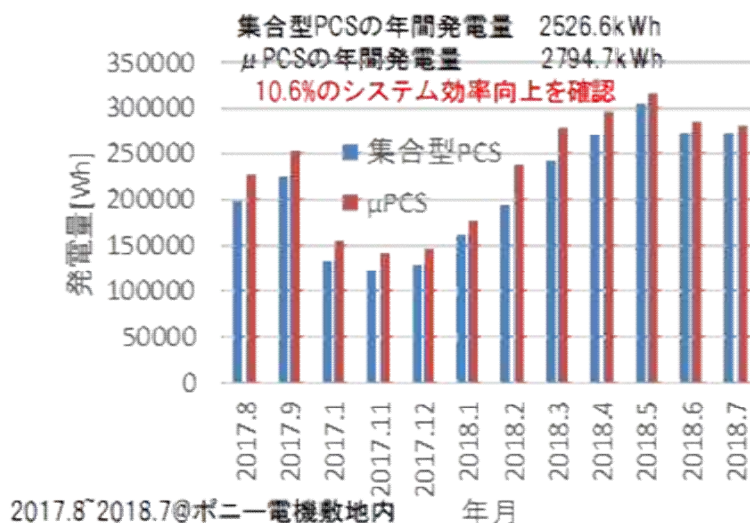


図Ⅲ-2-①-(1)-13 実証システムの概略図



図Ⅲ-2-①-(1)-14 実証システムの写真

年間を通した総発電量の比較結果を図Ⅲ-2-①-(1)-15へ示す。年間を通した総発電量はμPCSが集合型PCSを10.6%上回っていることが分かった。この差分は影による影響が一つの要因となっていることが分かる。



図Ⅲ-2-①-(1)-15 マイクロインバータと集合型PCSの年間発電量の比較

1.7.2 ACモジュールの長寿命評価試験方法（担当：サンケン電気株式会社）

(1) 寿命推定方法の検討

マイクロインバータは、従来型のパソコンに対し設置環境が大きく異なることから、実績を元に算出する寿命予測方法では寿命推定が難しいと結論した。特別委員会による有識者を含む検討をおこない、オールボー大学の寿命推定に関する研究成果を活用し、検討を進めることとした。

まずACモジュールの各構成部品に対する寿命要素（図Ⅲ-2-①-(1)-16）について検討を行い、想定された環境で、短期寿命を有する部品の排除を決定した。（電解コンデンサ、フォトカプラ、ヒューズ、リレー、ファン）

また、外部環境からの寿命に与える影響を軽減する目的で、密閉構造の筐体を採用することとした。これら想定後に使用される部品、及び想定環境において寿命に対し影響を与える主な要因は、熱収縮ストレスの疲労蓄積である事を結論した。

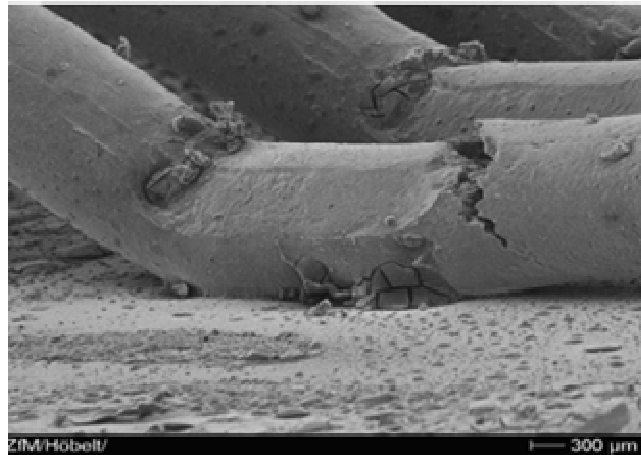
素子名	MOSFET	ダイオード	セラミックキャパシタ	トランス・リアクトル	ヒューズ	IC
劣化要因	温度により劣化 ワイヤボンディング	温度により劣化 ワイヤボンディング	外部応力による クラック発生→水分侵入	経年劣化 長寿命	負荷率により変化	温度により劣化 低温であれば長寿命
寿命評価	シミュレーションにより検討	シミュレーションにより検討	密閉性のため評価不要	評価不要	評価不要 カタログ値	評価不要 半永久仮定

図Ⅲ-2-①-(1)-16 ACモジュール構成部品の寿命検討代表部品

(2) 半導体部品の故障要因

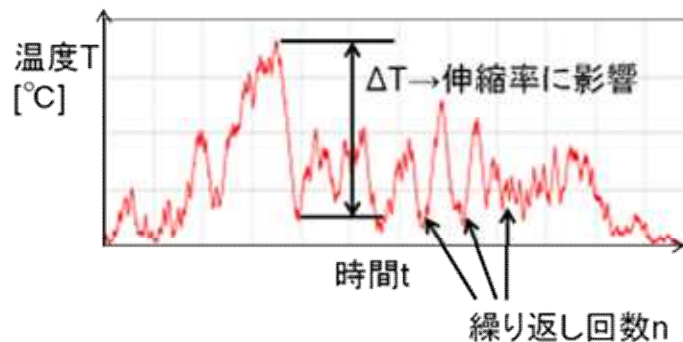
半導体部品の主な故障原因として、環境及び素子の温度上昇下降によるワイヤボンド接合部、もしくは、はんだ接合部の熱伸縮に伴う金属疲労によって引き起こされ、剥離または断線が発生する報告がされている。半導体部品はスイッチング時及び導通時の電力ロス、その他により自己が発熱する為、環境温度変化以上の比較的短時間に大きな温度変化が多数回起こっている。

図Ⅲ-2-①-(1)-17 に、パワーサイクル試験後に半導体チップ上アルミワイヤーボンディング部に発生した亀裂の例の写真を示す。また図Ⅲ-2-①-(1)-18 に動作時の時間に対する素子温度変化の実測の例を示す。温度差 ΔT が多数回繰り返し発生する事で、それぞれの構成している物質の熱膨張係数の差により接合部にストレスが加わり、物質にひずみが発生し、構成物質の弱い部分に蓄積し、破壊に至る。



図Ⅲ-2-①-(1)-17 チップ上のワイヤーボンディング部に発生した亀裂

Reference: J.Lutz, H. Schlangenotto, U. Scheuermann, R. D. Doncker, Semiconductor Power Device- Physics, Characteristic, Reliability, New York: Springer-Verlag, 2011, ch 11.

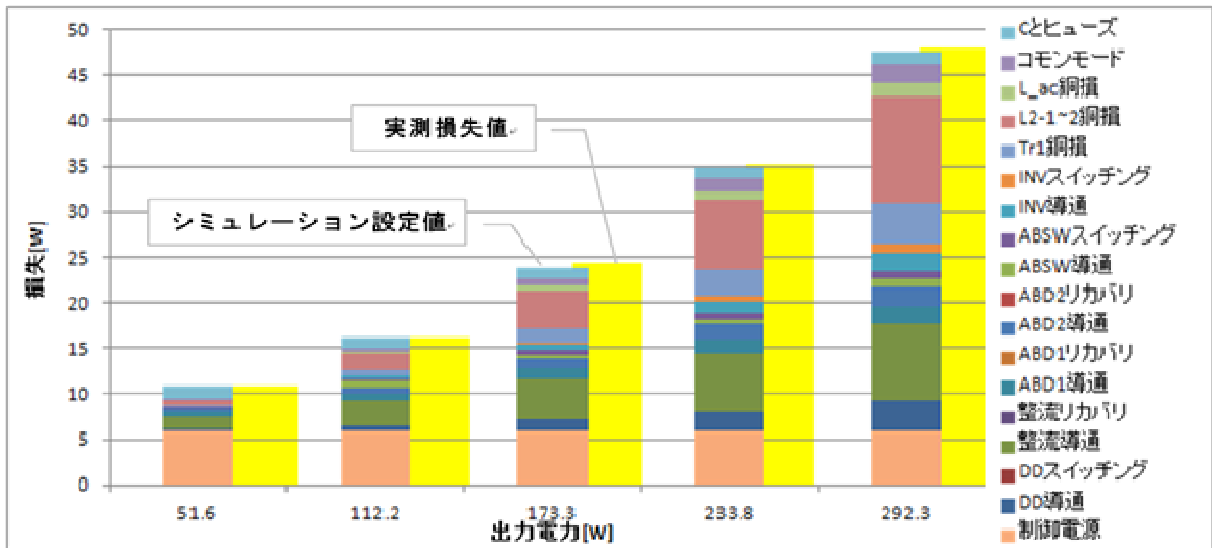


図Ⅲ-2-①-(1)-18 実際の素子温度の推移の例

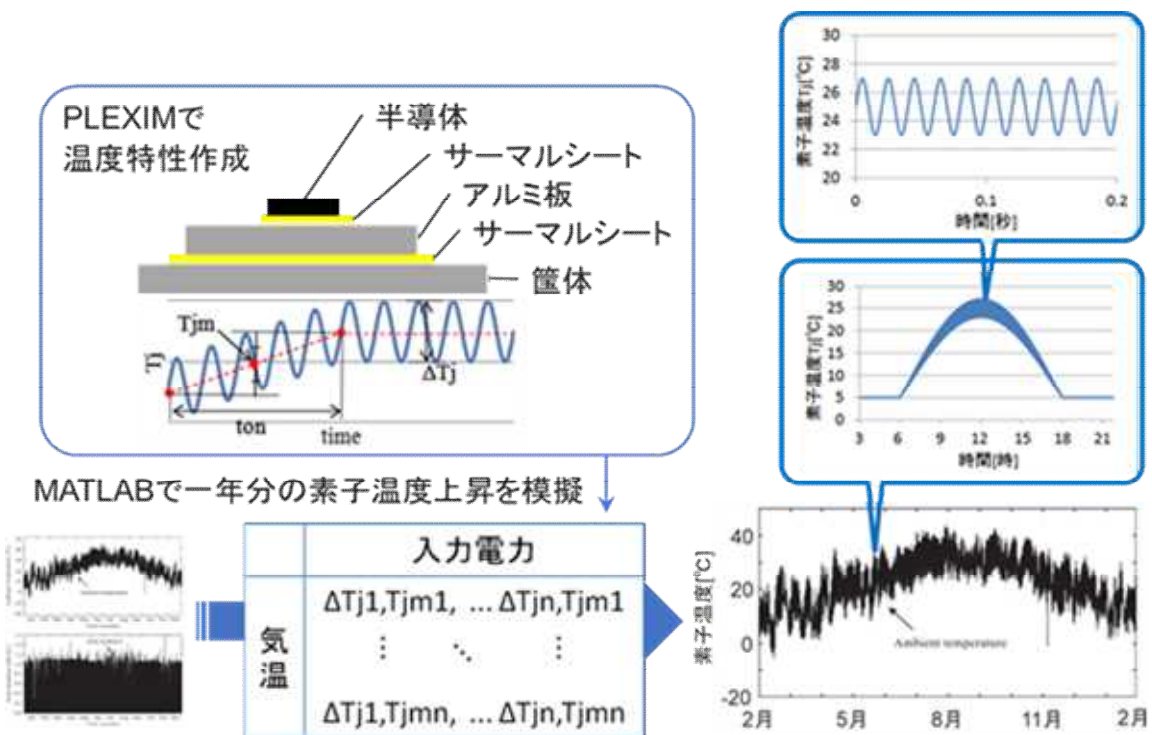
(3) 温度シミュレーション

PLEXIM を用いて各素子の温度特性をシミュレーションによって求め、各素子の温度テーブルを作成した。素子の温度テーブルとは環境温度である気温と発電電力量(日射量)によって各素子の温度を求めることができるテーブルである。作成された AC モジュールにおける実測値を考慮したテーブルを完成させている。図Ⅲ-2-①-(1)-19 に発電出力電力に対する実測と設定された温度テーブルを用いて計算された各素子の損失設定値との関係を示す。

素子温度の推移を想定するために、おおよそ一年分の実証サイト環境における各種温度・電力(日射量)のデータが取得された。各素子の温度は、一日の日射量、気温の影響で長い時間をかけて変化するものと、電源周波数によって短い時間によって変化する影響のトータルであるが、商用周波数による温度変化は実測する方法が難しく、計算での算出となっている。この関係でこの情報の 2 つは、データ量と計算時間の関係も考慮し、別々のテーブルを用意し別々に計算を行う手法となっている。その二つは、半導体の寿命消費量算出後に合算され評価される。この、二つの影響のどちらが多く寿命を消費するという基準はなく、想定する温度・電力量(日射量)推移の状況によって決まってくる。今回用いた温度シミュレーション設定を説明する概要図を図Ⅲ-2-①-(1)-20 に示す。



図Ⅲ-2-①-(1)-19 発電出力電力と実測損失とシミュレーション設定の各素子の損失の関係

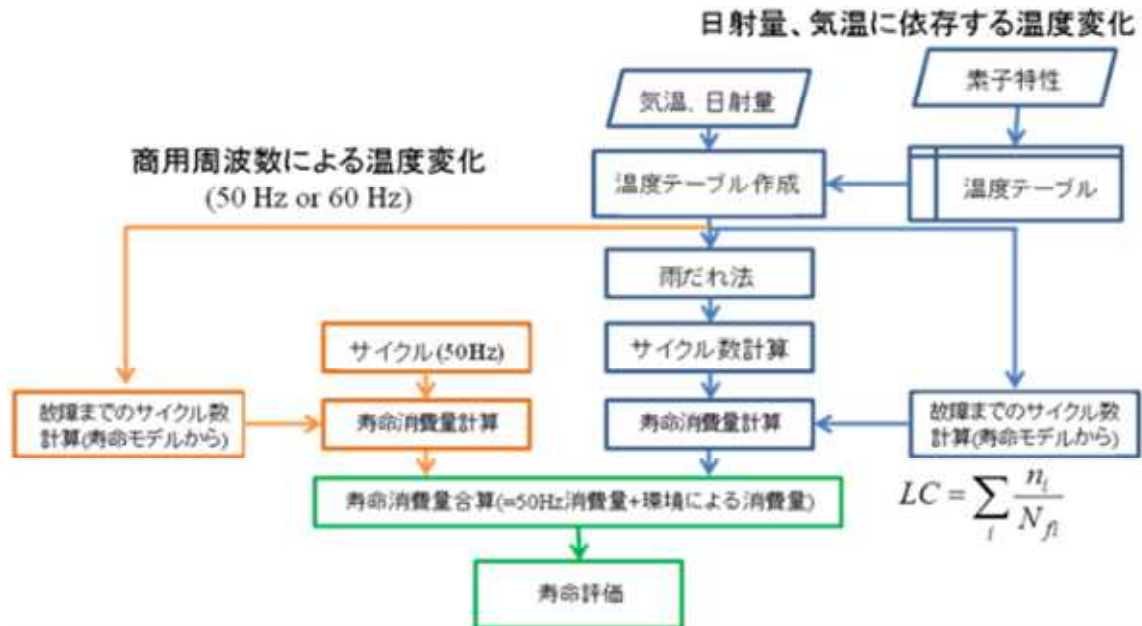


図Ⅲ-2-①-(1)-20 温度シミュレーション設定概要図

(4) 寿命評価手法

半導体の寿命評価の処理量は膨大となる為、前項温度シミュレーションのテーブル設定でも触れたように、大きく二つに分けて、寿命シミュレーションを実施する手法をとっている。一つが日射量、気温に依存する、環境による素子の温度変化である。こちらは長期的な時間軸で見ており、一日で変化する気温と太陽光発電による発熱で温度が変化するものである。太陽光発電時に発生する各素子に発生する温度変化量は大きく、その代わりに温度変化にかかる時間軸が長めである事が特徴である。もうひとつが商用周波数に近い領域のオンオフによる各素子の温度変化である。こちらは先ほどの温度変化と異なり、短期的な温度変化の寿命消費を考慮するものである。商用周波数による変化なので、

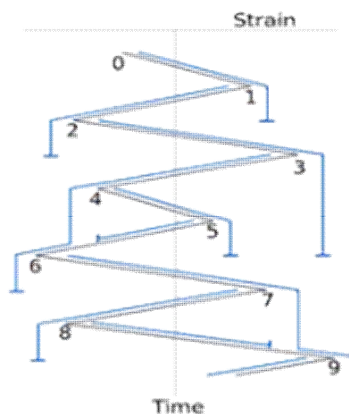
その温度の変化がおこる時間がとても短く、小さい温度変化ではあるが、膨大な回数が繰り返されることとなる。これらの二つの寿命の消費量は、どちらの影響が大きいと決まっているわけではなく、その時の環境や、放熱状態、パッケージ熱容量等、各種パラメータによって変化する。図Ⅲ-2-①-(1)-21 にオールボー大学で研究され、用いられている太陽光発電装置の寿命計算フローの概略図を示す。基本は、このフローで寿命計算を実施する方針で進めた。



図Ⅲ-2-①-(1)-21 寿命の計算の概略

(5) 雨だれ法について

図Ⅲ-2-①-(1)-21 に記されている雨だれ法についてここで概要を説明する。雨だれ法とは、温度テーブルからサイクル数を計算するための前処理の手法であり、不規則な負荷がかかる時の度数係数法の一つである。今回のような PV を導入したインバータでは不規則な発電がおこなわれるので、適している計算方法である。今回の寿命評価で行っているのは数分刻みの温度データの中から温度の変化が起きた時の大きさと時間を求めるものである。雨だれ法の概略図を図Ⅲ-2-①-(1)-22 に示す。縦軸に時間の進行、横軸に変化量（今回の課題では温度）を設定したときに、変化の符号が変わる部分の変化量の数値を使用する。この数値が、斜めの屋根に雨を降らせた時に、雨だれが発生する部分に相当する部分で区分する事から、雨だれ法という命名がされているようだ。



図Ⅲ-2-①-(1)-22 雨だれ法 概略図

(6)モンテカルロを用いた信頼性表現について

素子のばらつきを寿命評価式の各パラメータに、数値として 5%の誤差($3\sigma=5\%$)と設定することによって表した。この状態で発生させた誤差分布で、サンプル数 1000 回で寿命計算を行い、全体の 10%と 1%が故障した時の時間を求め、寿命時間表現とすることとした。

(7)寿命モデル妥当性の検証方針

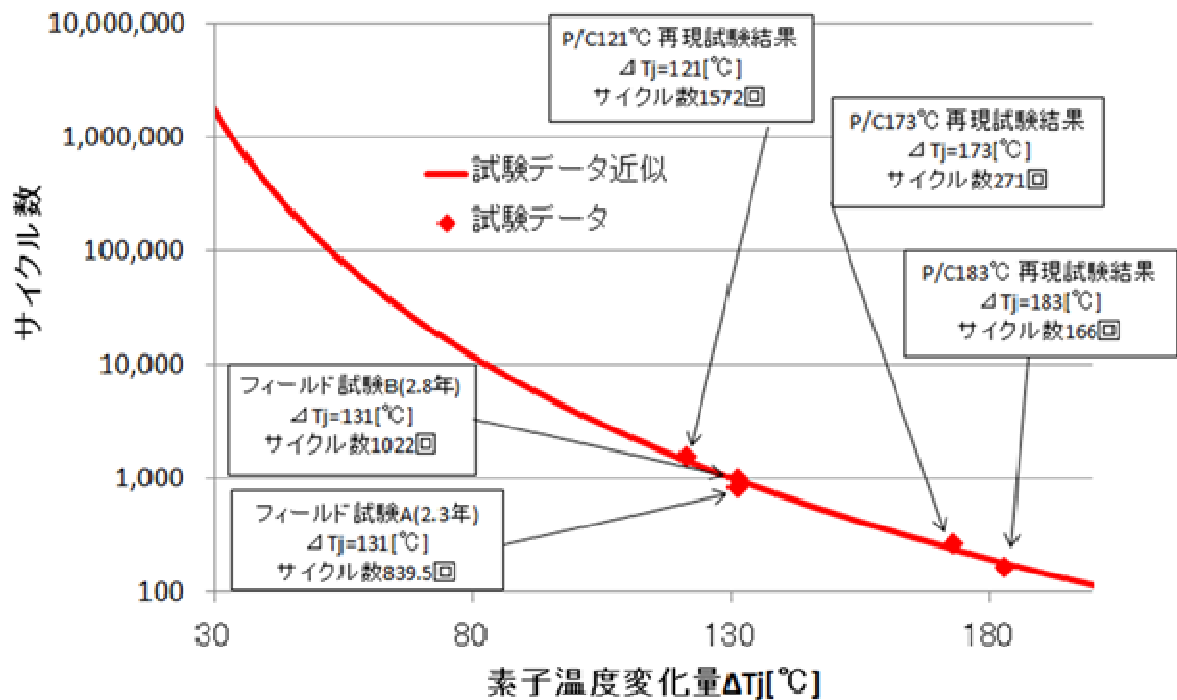
寿命推定方法の妥当性の検証方法について検討した結果について説明する。寿命推定は素子のパラメータや環境データ、運転状況によって大きく結果が左右され、一概に寿命を決定することは難しい。妥当性検証では複数の加速試験、フィールド試験データを取得し、その条件でシミュレーションを実行し、実際の試験データ、実機データとの比較検討を行うことで妥当性を検証する方針とした。

(8)検証実験の実施結果

寿命推定方法の妥当性を検証するため以下の検討を行い、寿命推定式、モデルパラメータに、ほぼ妥当性がある事を確認した。以下に実施した内容と結果を示す。

①フィールド試験、加速試験実測データのフィッティング

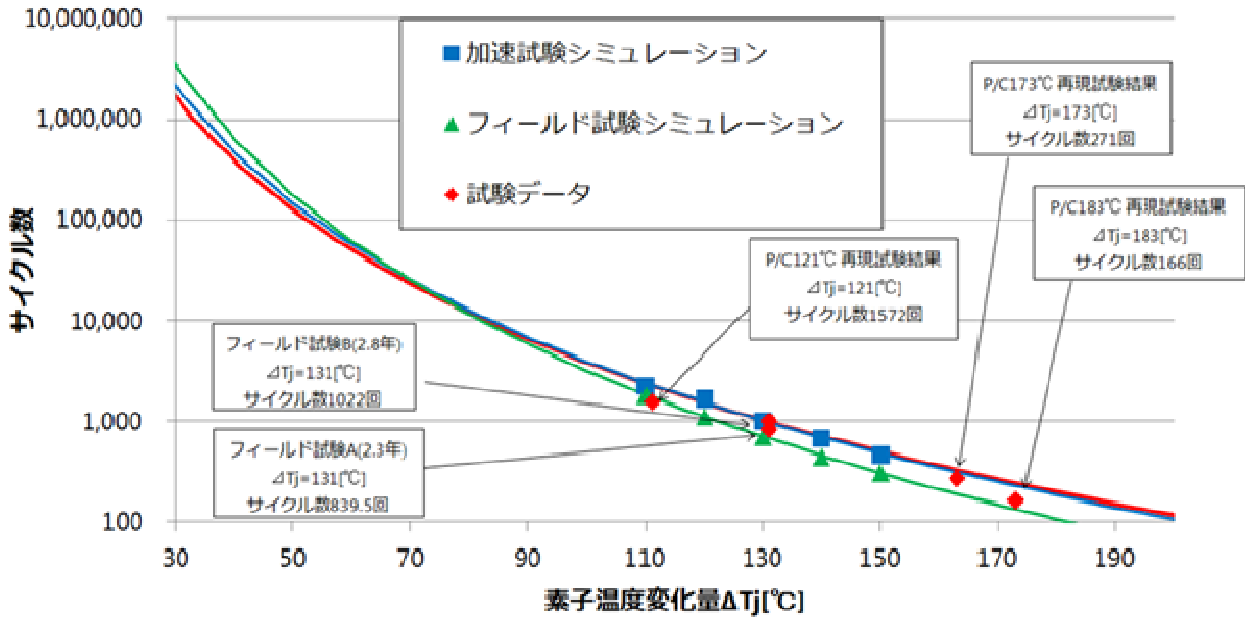
加速試験は、On 時間 2 分、Off 時間 8 分の合計 10 分で 1 サイクルとして電氣的故障が起こるまで試験が行われた。フィールド試験では実際に使用しているインバータが故障するまでとし、いずれも時間加速の為、過度な条件下での試験である。フィールド試験、加速試験の結果を、温度データ、故障サイクルを用いてフィッティングを行い、パラメータを算出した。図Ⅲ-2-①-(1)-23 にフィールド・加速試験の実結果プロットと、求められた近似曲線を示す。なお、図表中の ΔT_j は ($T_{jm(max)} - T_{jm(min)}$) で定義される時定数の長い温度変化を示しており、前述 (図Ⅲ-2-①-(1)-20) の 50Hz の短い時定数のものとは異なる。



図Ⅲ-2-①-(1)-23 フィールド・加速試験実測データのフィッティング結果

② 試験データとシミュレーション結果との比較

図Ⅲ-2-①-(1)-24 に、フィールド試験、加速試験のデータと、シミュレーション結果を比較の為、重ねて表示した。実測値とシミュレーション値は、ほぼ一致した傾向を示す事を確認した。シミュレーション結果と実試験データに多少のずれが発生しているが、シミュレーションに使用した気温データが、設置場所の実データでない事など、計算に用いた各データの精度に問題があった、及び実測値には現物の構造的揺らぎの発生がある為と考察した。したがって、本検討で計算される寿命は、ある程度（15～25℃程度）の誤差を含む事を考慮する必要があると判断した。



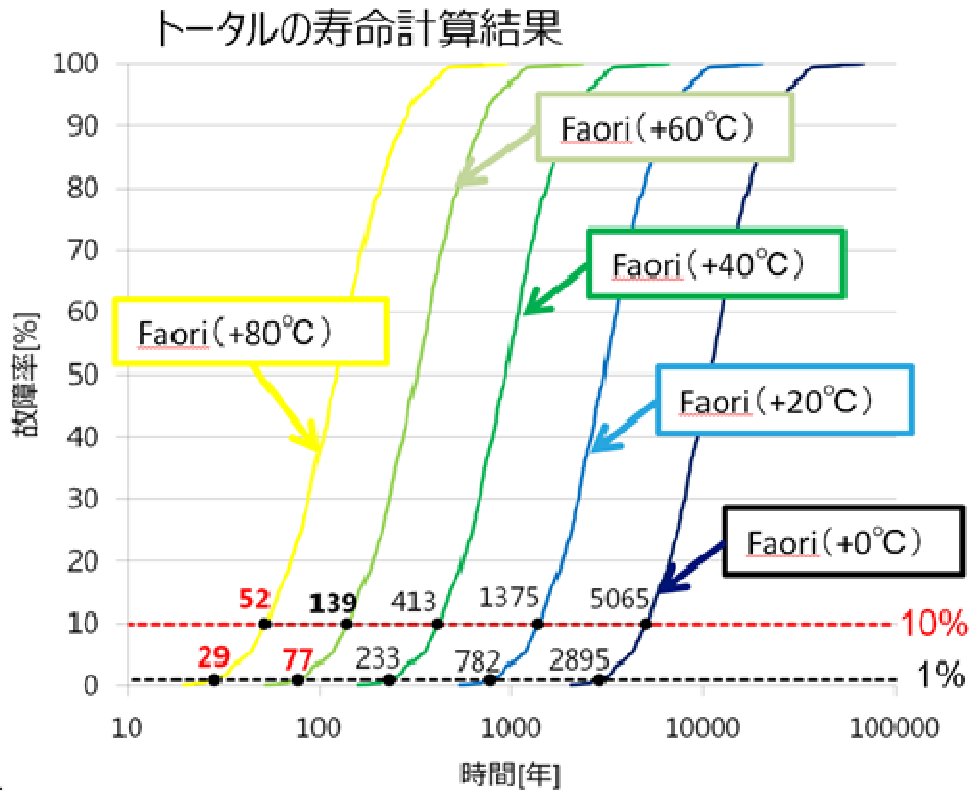
図Ⅲ-2-①-(1)-24 フィールド試験、加速試験と、シミュレーションの比較結果

(9) AC マイクロインバータ実証機の総合寿命シミュレーションの寿命推定結果

① 寿命推定結果

ポニー電機に設置された実証サイトで収集された環境温度の1年間分の推移を使用し、総合的寿命シミュレーションを実施し寿命曲線を得た。加えて、Faori という概念を追加導入し寿命曲線を得た。稼働年数に対する故障率のグラフを図Ⅲ-2-①-(1)-25 に示す。この結果から、Faori が+80℃で約29年（1%）の寿命となる事が求められた。前記した揺らぎ、パラメータ等の取得不安定性などを考慮すると、Faori は+60℃程度までが、25年から30年の寿命保証の範囲であると結論した。

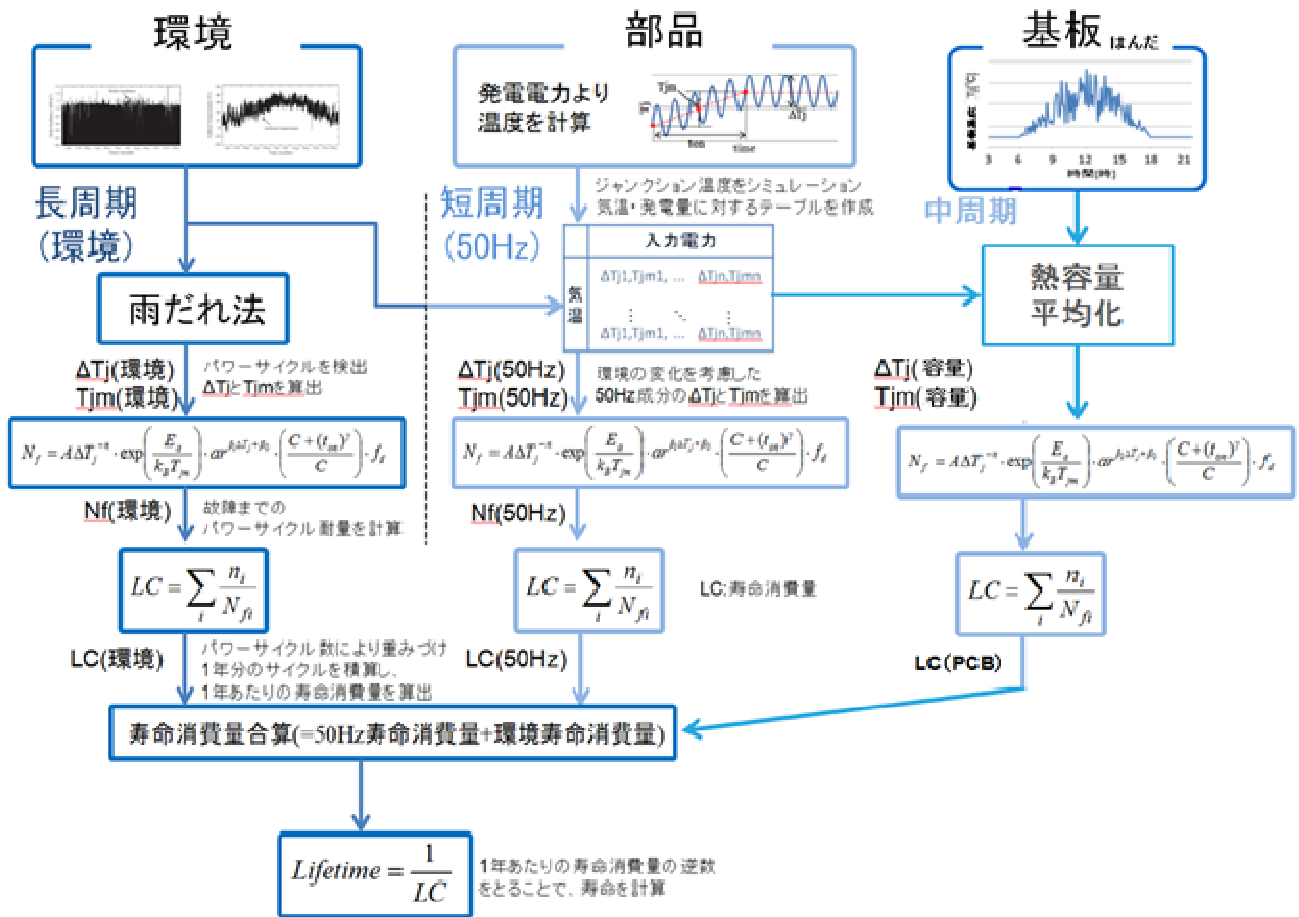
設置環境により変化はするが、今回作成された寿命実証用 AC モジュール試作品は、25年から30年以上の寿命を確保できる事を実証した。トータル寿命計算に用いられた、フローを図Ⅲ-2-①-(1)-26 に示す。



図III-2-①-(1)-25 総合的寿命計算結果

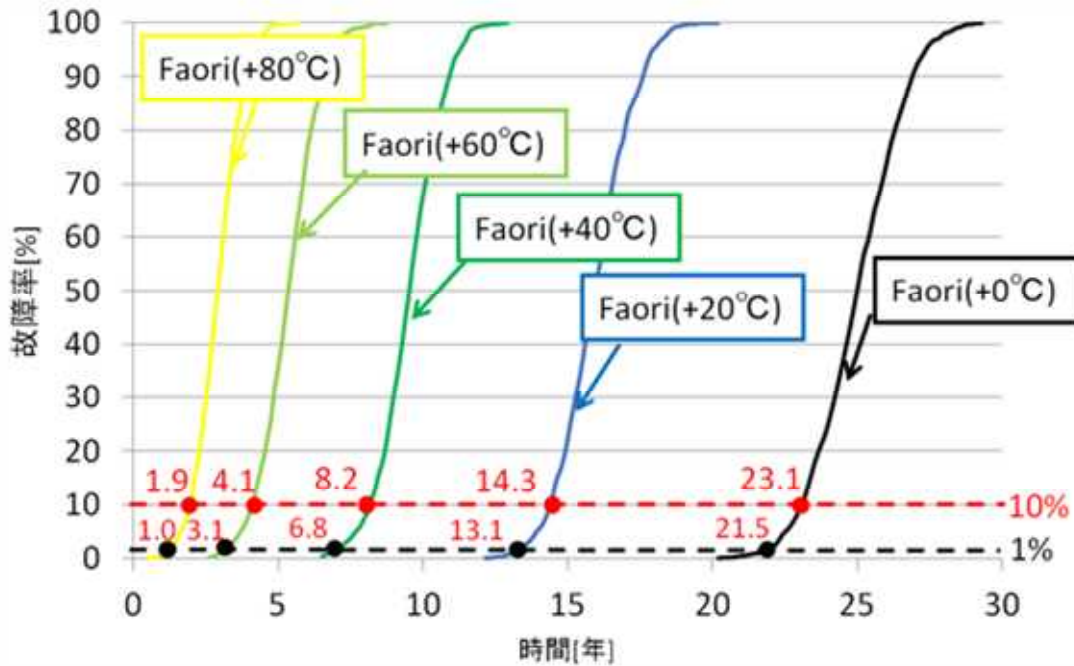
① Faori 設定について

本検討で新しく設定した Faori (X°C) とは、Max 発電時の、Max 温度上昇分を X°C と設定している事を意味する発電量の関数である。式で表すと、 $Faori(X°C) = X°C \times Power / MaxPower$ となる。元となる環境ファイルの個々の温度データに、この個々の Faori 数値を加算し、新しい環境ファイルにより計算されたものが、図III-2-①-(1)-26 に示されている Faori (X°C) の寿命曲線となる。この考え方を導入する目的は設置環境によるパネル、屋根材などからの「あおり」と、密閉度による「こもり」による温度変化量を上乘せで想定しようとするものである。実際に、ポニー電機の実証試験サイトで行われた温度計測において、気温と、野立て PV パネルの裏に設置を想定した AC モジュール環境温度と、工場屋根の上に設置された PV パネル裏面に設置を想定した AC モジュール環境温度では、大きく異なる温度 (Faori=25°C 程度) が実際に観測されている。工場屋根の上に実測を行った環境は空間が確保されている状況であり、より劣悪な設置環境も存在すること、および設置地域によっては気温変動差が、実証試験環境よりも大きいことも十分考えられ、(砂漠地域等) 寿命算出に考慮する必要がある。



図III-2-①-(1)-26 ACモジュールのトータル寿命計算フロー

(12)電解コンデンサを含むマイクロインバータの寿命シミュレーションの寿命推定結果
推定寿命の比較のため、直流リンク部に電解コンデンサを使用したと仮定した際のインバータの寿命を推定した。シミュレーション条件としてはマイクロインバータの実証機と同様、ポニー電機に設置された実証サイトで収集された環境温度の1年間分の推移を使用した。今回の計算に用いた電解コンデンサは85°C3000hr品を対象に寿命推定を行い、半導体素子と同様に周囲部品からの熱のあおりの影響を考慮して計算した。設置環境により変化はするが、故障率1%を寿命と定義した場合、電解コンデンサの寿命は約21年であり、30年以上の寿命を確保できない事を確認した。
また、前記実証サイトの工場屋根の上の環境で観測された $Fa_{ori}=25^\circ\text{C}$ を考慮すると、寿命は10年程度、本プロジェクトで作成したマイクロインバータで30年の寿命を確保可能であると結論した Fa_{ori} が、 $+60^\circ\text{C}$ である場合、3年程度の寿命であることが推定される(図III-2-①-(1)-27)。



図Ⅲ-2-①-(1)-27 電解コンデンサ使用システムの寿命計算結果

1.7.3 保護装置の長寿命評価試験方法 (担当：ポニー電機株式会社)

AC モジュールシステムも従来の集中型 PCS と同様に、系統連系規程に準拠するための無効電力の制御、系統との解列が必要となり、寿命部品である電力バッファ用の電解コンデンサ、機械式スイッチであるリレーを使用せざるを得ない。AC モジュールシステムの長寿命化に際し、これらの寿命部品は保護装置に含めることし、かつ、定期メンテナンス部品として容易に交換が可能な構造とした。

このため、保護装置の寿命評価はこれら寿命部品を除いて評価を行うこととし、MTBF 法を用いた評価を行った。JEITA が出している「スイッチング電源の部品点数法による信頼度予測推奨基準 (JEITA RCR-9102B)」のλ値を用いて、寿命部品を除いた保護装置の MTBF 値を算出したところ、1日8時間稼働の条件下で、寿命は30年相当となることがわかった。

1.8 次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会 (担当：太陽光発電技術研究組合)

1.8.1 運営委員会の定期開催

次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会を合計 45 回開催し、事業進捗確認等を行った。また有識者を交えた次世代 AC モジュール開発コンソーシアム特別運営委員会を合計 10 回開催し、AC モジュールシステムのシステム効率評価方法および信頼性評価試験方法等に関する調査結果を報告するとともに、AC モジュールの信頼性試験方法及び系統連系に関する課題について議論を行った。

1.9 コスト試算

<最終目標 (2018 年度末) >

- ・BOS コストは現状の水準をほぼ維持しながら、2 円/kWh 以上の発電コスト低減がある事を確認する。

以上の開発成果を踏まえ、開発成果を導入した PV システムのコスト試算を行った。その結果、マイクローインバータの価格を 14 千円、保護装置を 214 千円にすることにより、2.02 円/kWh コスト削減できる (従来集中型パワコンシステム比) ことがわかり、上述の最終目標を達成した。コスト試算の詳細を、表Ⅲ-2-①-(1)-3、表Ⅲ-2-①-(1)-4 に示す。

表Ⅲ-2-①-(1)-3 PVシステムの総コスト

項目	システム価格(千円/kW)		備考
	従来システム	ACモジュールシステム	
太陽電池モジュール		189	
マイクロインバータ (350W)	-	42	kW当り3台 (14×3=42)
PCS(保護装置)	37	21.4 (保護装置)	保護装置の方が、割安
その他BOS		23	
設置工事費		59	
合計(設備導入時)	308	334.4	
PCS交換	40	-	200千円/5kW
保護装置部品交換	-	6	30千円/5kW
定期点検	20	20	20年間で20千円/5kW×5回
維持管理費(20年間)	60	26	
合計(20年間運転時)	368	360.4	

表Ⅲ-2-①-(1)-4 PVシステムの発電電力コスト (電柱の影があるシステムを想定)

項目	20年間の運転に必要な費用(千円)	20年間の総発電量* (KWh)	発電コスト(円/kWh)
①従来システム(集中型パワコン)	368	20,000	18.40円/kWh
②ACモジュールシステム	360.4	22,000	16.38円/kWh
ACモジュールの効果			2.02円/kWh

2. 実用化・事業化見通し

2-1. 事業化スケジュール

本研究開発成果を用いた AC モジュールの事業化に向けてコスト検証等を進めつつ、並行して、性能向上、小型軽量化、低コスト化を図り、2022 年を目標に事業化を行う（図Ⅲ-2-①-(1)-28）。性能向上では、本研究開発で開発した要素技術である同期整流技術、フライバック技術を順次導入し、事業化までに現在の変換効率 91%を 97%に向上させる。コスト面では、フライバック方式導入による部品点数削減、セラミックコンデンサからフィルムコンデンサへの置き換えなどの汎用部品化を進め、さらに 30%のコストダウンを図る。小型軽量化では、上述の部品点数削減などにより現在より容積を 30%削減し、事業化に臨む。

コスト検証等を行い、2022年に事業化を行う。 並行して、性能向上、小型軽量化、低コスト化を図る						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	コスト検証等			事業化		
変換効率	91%	同期整流導入 92%	フライバック 導入 97%			
コスト	(本PJ成果) 14千円			コスト 30%減		コスト 半減
小型軽量化	現試作品並み			容積 30%減		容積 半減
コストダウン: 部品点数削減(フライバック方式導入)、汎用部品化(セラコン→フィルムコン)など 小型化: 部品点数削減						

図Ⅲ-2-①-(1)-28 事業化シナリオ

2-2. 事業化ターゲットと事業モデル

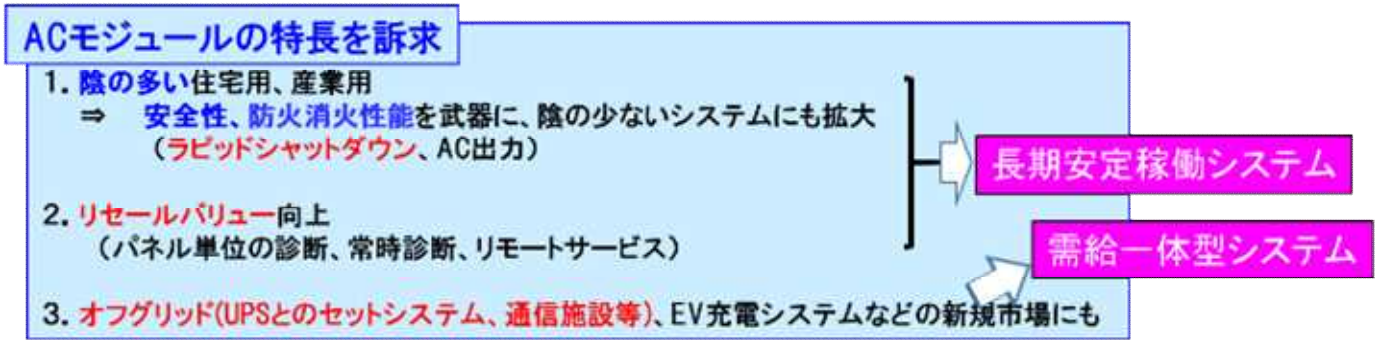
AC モジュールの特長を活かせる市場をターゲットとする事業を行う（図Ⅲ-2-①-(1)-29）。

一つ目のターゲット市場は陰の多い PV システムであり、住宅用、産業用市場が中心となる。ここでは AC モジュールの持つ以下の特長を活かせる。①絶縁不良などの電氣的不良に対しラピッドシャットダウン機能により安全性を担保でき、②火災発生時の消火放水が可能となり、③陰による発電量低下を最小限に抑制できる。

二つ目は PV システムのリセールバリュー向上を活かせる市場、リセール取引が見込める市場である。AC モジュールにより、パネル単位の診断が可能となるうえ、常時診断、リモートサービスの向上が実現するため、アセットとしての価値向上、すなわちリセールバリューが向上する。

三つ目は、オフグリッドシステムなどの新規市場である。企業の BCP (Business continuity planning) 需要の高まりなど非常時の電力確保に向け、小規模の PV システム（特に蓄電池併用型や EV 充電システムなど）に有利な AC モジュール市場が有望である。

これらは、ポスト FIT の太陽光発電として着目されている、①長期安定稼働 PV システムや、②需給一体型 PV システムに直結するものである。



図Ⅲ-2-①-(1)-29 ACモジュールのターゲット市場

また、事業モデルとしては図Ⅲ-2-①-(1)-30 に示す通り、以下を考えている。

①システム、ソリューション事業

ACモジュールPVシステムのEPC(Engineering, Procurement & Construction)事業

ACモジュールを用いたO&M (Operation & Maintenance) 事業

マイクロインバータを用いた監視システムのEPC事業者、O&M事業者への販売など

②機器事業

マイクロインバータのPVモジュールメーカーへの販売

マイクロインバータやACモジュールのEPC事業者、O&M事業者への販売など

③部品事業

ACモジュール向け半導体デバイスやトランス、リアクトルの販売

が考えられる。付加価値の大きなシステム、ソリューション事業を中心に事業化の検討を行っていく予定である。



図Ⅲ-2-①-(1)-30 ACモジュールの事業モデル

3. 波及効果

- ・太陽光発電関連では、上述(2. 実用化・事業化見通し)の PV システムに加え、BIPV(Building Integrated Photovoltaics)システムへの搭載が期待される。BIPV では、不均一な光入射、種々の動作環境(温度など)の不均一性があり、モジュール単位で制御できるマイクロインバータは有効である。また、BIPV の一部はいったん設置すると取り外しが極めて難しいケースもあり、この場合、マイクロインバータの高安全性が活きる。同じく太陽光発電分野で、両面採光型モジュールを用いた PV システムのように PV モジュールへ不均一な光が入射されるシステムへの展開も有望である。
- ・本開発において高効率な SiC デバイスを開発した。マイクロインバータは数量が出るため、SiC デバイスの生産数量が増えるためコストを下げることができ、SiC デバイスの普及が促進される。
- ・30 年の寿命評価の指針は今までにはない。本開発にて 30 年の寿命を評価する方法を示すことができるため、他の長寿命期待機器の評価指針を応用することができる。
- ・電解コンデンサレスの技術は、集中型のパワーコンディショナへの開発も考えられるため、その開発にも使える。
- ・電解コンデンサレスの技術は、他の電源やインバータなどにも使用可能できる技術である。

4. 今後の展開

- ・上述(2. 実用化・事業化見通し)の通り、安全性、発電性能を強みとして、マイクロインバータの普及を進める。
- ・マイクロインバータを用いた監視システム、長期安定稼働 PV システムへの発展が見込める。今、太陽光発電分野では長期安定稼働電源化が強く望まれているが、マイクロインバータシステムにより PV モジュールごとの性能がリアルタイムモニターできるため、メンテナンスが容易となる。さらに、ラピッドシャットダウン機能など、PV システムの安全性を高める機能を有しており、長期安定電源化を目指した開発、普及促進を推進していく。
- ・本開発では密封型を採用しているため、陸上だけでなく、洋上においても太陽光発電に対して安全性(災害の AC 断路)や、送電ロス低減、系統接続時のフリッカ対策等で有利と考えられる。開発した密閉型のマイクロインバータであれば洋上に設置しても劣化が少ないため、洋上発電が普及した場合に展開しやすい。

(2) 低価格角度可変式架台の開発による積雪時の発電効率向上[2014年～2107年度]

(株式会社ケミトックス)

1. 成果詳細

・はじめに

2012年7月から開始した固定価格買取制度により、太陽光発電システムの拡大が進んでいる。今後の拡大目標として、産業界からは太陽光発電協会(JPEA)が2050年に200GWを導入とする長期的なビジョンを示している。また、NEDOの太陽光発電ロードマップ(PV2030+)では2050年の国内の1次エネルギー需要の5～10%を太陽光発電で賄うことを目標としており¹⁾、今後もさらに太陽光発電の導入が進むと考えられる。

しかしながら、現状の太陽光発電の発電コストは他の電源に比べて割高であり、今後の導入拡大に向けて発電コストの低減が求められている。加えて、太陽光発電システムに適した平坦地への導入余地が減少していることを鑑みると、適用土地の拡大が必要である。雪面の太陽光反射は太陽光発電量増加に寄与すると報告されており^{2,3,4)}、従来、太陽光発電に不適とされてきた積雪地域は積雪特有の問題を解決することで導入拡大の候補地となる。

本研究では比較的導入が進んでいない積雪地域への太陽光発電システムの普及を検討した。一般的に積雪地域では、架台のかさ上げによるコストの増加、太陽電池モジュール上への積雪による発電量の低下、および積雪偏荷重による破損のリスクといった問題があるが、積雪地域の年間を通じた気温の低さも鑑みると、太陽電池モジュール上の積雪を回避し太陽光を効率よく取り込むことで、積雪地域は十分に太陽光発電に適した土地となることが期待される。

・背景

ケミトックス山形試験センターは山形県新庄市に所在しており、15,000 m²の広大な敷地で、2012年から太陽光発電システムの実証実験を実施している。冬季には積雪深さ1.5m以上、日最大降雪量は40cm以上となる豪雪地帯である。

積雪地域は太陽光発電に不適とされており、太陽電池モジュールへの太陽光照射が雪により遮られると当然、発電量が低下する。また、太陽電池モジュール上の雪が解け滑り落ちる際に、雪庇による偏荷重がフレームの破損を招く可能性があるため太陽電池モジュール上に積雪させない仕組みは重要である(図Ⅲ-2-①-(2)-1)。

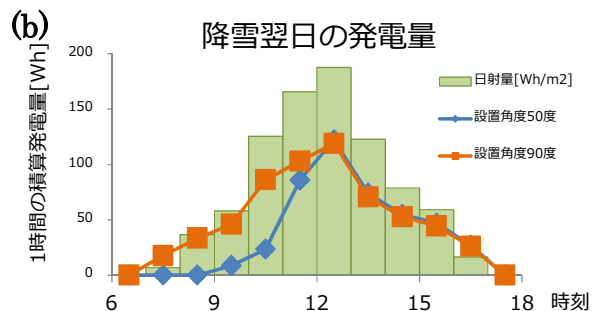
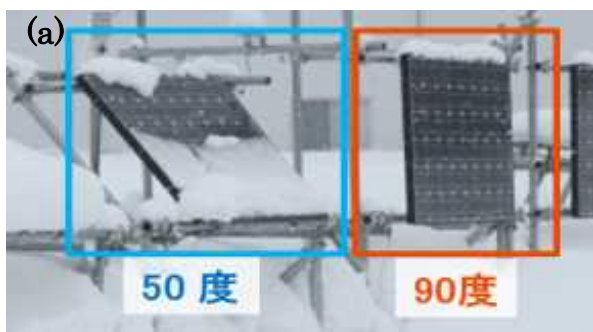
一般的な積雪地域では、図Ⅲ-2-①-(2)-2のように太陽光発電設備が雪に埋もれないように架台の高さをかさ上げ、かつ45～60度程度の高角度に設置し雪が滑り落ちやすくすること、滑り落ちて溜まった雪は除雪するまたは、堀を設けて雪を貯めて融雪する等の対策が取られるが、初期投資および除雪メンテナンス等の運転コストが割高であることに加え、雪庇による偏荷重の問題は残る。



図Ⅲ-2-①-(2)-1 滑雪によるフレーム部の破損例



図Ⅲ-2-①-(2)-2 積雪地域の一般的な高角度設置架台



図Ⅲ-2-①-(2)-3 降雪日の翌日の(a)写真および(b)1時間の積算発電量 (2014年2月1日：山形)

積雪時の発電量について実験例を図Ⅲ-2-①-(2)-3に示す。降雪の翌日の晴天時における設置角度50度および90度（垂直）の発電量について、90度設置では太陽電池モジュールに積雪しない一方で、50度設置は前日からの積雪により午前中は大きく低下している。また、午後については50度設置の発電量は90度設置と比較してほぼ同等の発電量であり、太陽高度から推察すると発電量において不利になるはずの90度設置において、雪面反射光による発電量増加効果が生じていると推察される。

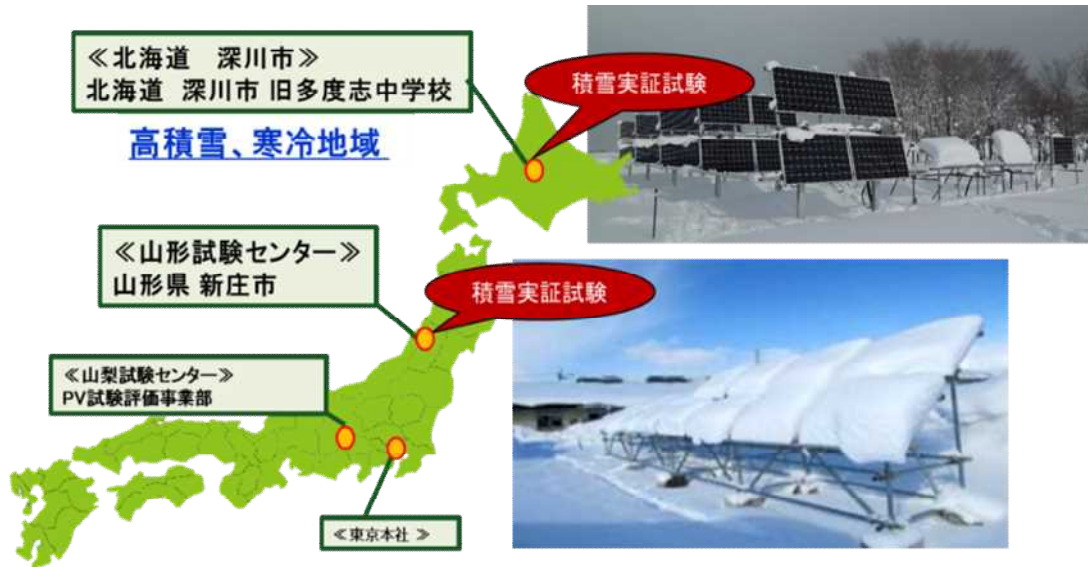
・研究開発目標

本研究では、冬季は垂直にそれ以外の季節では最適角度に可変させる架台を開発し、雪の反射光を有効利用する角度可変架台システムを検討する。雪面の反射光を利用すると共に、冬季に90度垂直に設置することで太陽電池モジュール上に積雪がなく、積雪荷重による太陽電池モジュールの破損のリスクを回避できる。これにより、年間の発電量を10%以上増加させる一方で、架台コスト増加を抑え、発電量の増加を含めた最終的な発電コストについて、積雪地域の一般的な架台コストを算出し、2円/kWh以上削減することを目標とする。

・研究実施体制

設計および研究開発の拠点として、ケミトックスPV試験評価事業部が所在する山梨試験センター（山梨県北杜市）を活用した。積雪地域として、日本海側の気候を想定し山形試験センター（山形県新庄市）にて実証実験を実施した。また、気候の違いによる比較のために、多度志中学校跡地（北海道深川市）を借用し、実証実験設備を計2か所として研究開発を実施した。深川市多度志町は北海道で最も積

雪が多い地域である上川総合振興局の幌加内町に隣接しており、最低気温は例年 -25°C 程と極寒である。高積雪かつ寒冷な地域を想定した実証実験場所として選定した（図Ⅲ-2-①-(2)-4）。



図Ⅲ-2-①-(2)-4 共同研究による実証実験場所

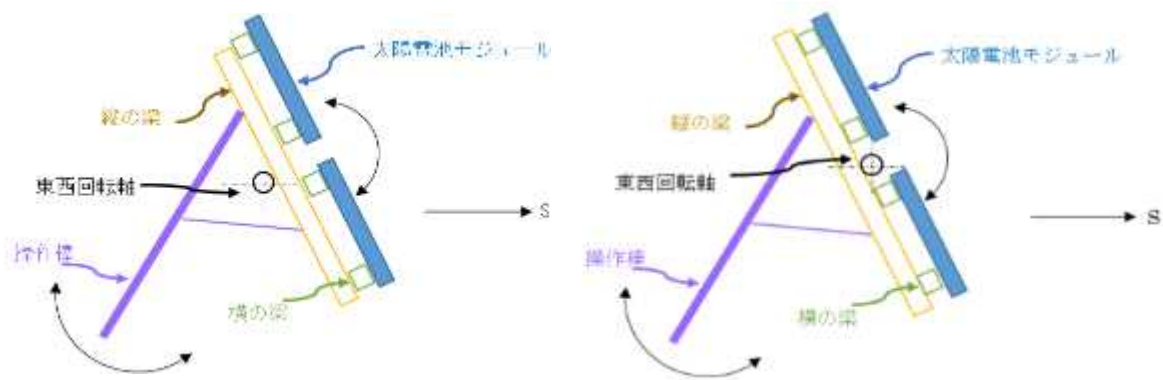
・角度可変式架台の開発

開発品の架台については、パネルを前後に連結する方式を考案した。操作棒は東西軸に取り付けられた太陽電池モジュールを回転させるために縦横の梁に固定され、手動などの力により動作させる。梃子の原理を使ったものであり、角度可変架台の設計、試作機を経て本プロジェクトにおいて特許化した（図Ⅲ-2-①-(2)-5）（特許番号第 6084960 号）。



図Ⅲ-2-①-(2)-5 連結式可変架台の試作機

しかしながら、南側が重量過多であったため駆動に必要な力が大きくなる問題が生じた。そこで重量モーメントの最適化を検討した。回転時の重量モーメントを cm 単位の単純要素に分け、これらが回転した場合の重量モーメントを計算し、モーメントによる最適化を実施。本プロジェクトにおいて特許化した（図Ⅲ-2-①-(2)-6）（特許番号第 6228169 号）。



図Ⅲ-2-①-(2)-6 回転軸に対するモーメントの最適化 (左:初期考案の構成、右:最適化後の構成)

架台の実機開発にあたり、耐風圧性能、および角度可変操作が容易であるよう駆動性能を重視し、材料の選定としてフッ素系樹脂、CFRP 材料等も検討した。また、実機架台を山形及び北海道に建設し実施工の改善点等を検証し、基礎工事および架台の建設工法についての知見を獲得した。材料選定および実機建設を行い、操作性能の確認を行った。



図Ⅲ-2-①-(2)-7 実機サイズの試作機

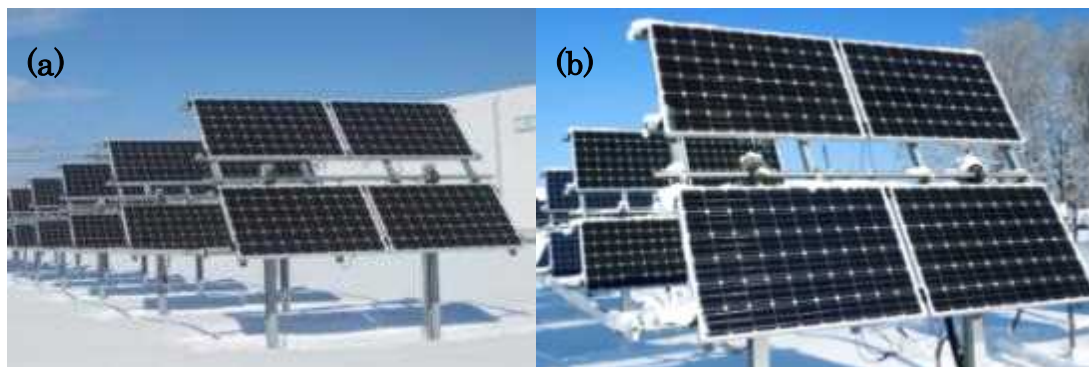
実サイズ架台においてはモーメント最適化により表Ⅲ-2-①-(2)-1 に示すように手動での可変駆動の際に操作性の向上が確認された。

表Ⅲ-2-①-(2)-1 実機の操作力実測値

操作力実測値[kgf]

操作方向	90度	60度	30度
90度 → 30度	9	8	5
30度 → 90度	1>	2	3

また、11 連結で 44 枚の太陽電池モジュールを載せた架台についても、一人の力で動かせることを確認している。山形新庄市と、寒冷地でもある北海道深川市に回転駆動を最適化した架台を設置して実証実験を実施した。



図Ⅲ-2-①-(2)-8 連結架台の実証モデル(a)山形県新庄市および(b)北海道深川市

・発電量最大化のための自動可変駆動

手動による操作も可能な東西軸の角度可変架台について、発電効率を上げて発電コストを下げるために、駆動の自動化による発電量の最大化も試みた。

駆動を PC から行うことで、プログラマブルな動作が遠隔操作可能な角度可変架台にすることができる。太陽高度に基づく随時追跡以外にも、学習機能を用いた履歴から角度の推定や最適角度の調査、カメラセンサーによる PV パネル上の着雪状況の判断、積雪対応、強風対応などの角度可変の各種シーケンスを取り入れることが可能となった。

学習機能においては、積雪の反射光を取り入れて発電量の検知を行い太陽電池モジュールの最適角度を導く検知プロセスを導入した。天候の推定、366 日分の記憶による学習シーケンスおよび天文シミュレータから求められる角度を考慮することで、架台を駆動させながら最適角度を調査する際の探索範囲を狭めて、無駄のない効率のよい最適角度を調査することが可能となった（図Ⅲ-2-①-(2)-9）。

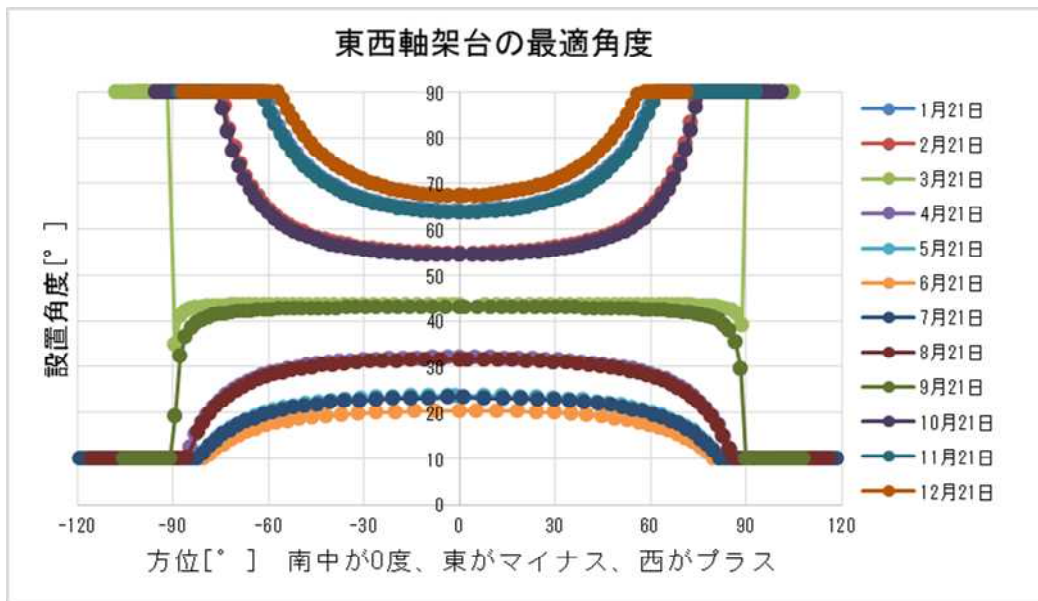


図Ⅲ-2-①-(2)-9 学習機能による最適角度探索機能

・低価格化へのアプローチと手動可変架台

自動可変制御を用いた発電量最大化の検討により東西軸型の太陽電池モジュール角度可変架台として複数の実証モデルを検証し、積雪にも考慮することで大きな知見を得られたと考える。

一方で、天文シミュレータを用いた角度の算出、最適角度の調査、および過去の履歴を基にした自動可変架台では、各種センサー、発電量モニターおよび動作させるための電気設備、電力供給線などが必要となる。発電量の増加と初期設置費用を含めた低価格化との両立を考えた場合、手動可変方式が適正であると考えた。



図Ⅲ-2-①-(2)-10 1軸式東西軸における1日の最適設置角度

雪面反射光のない無積雪時期の手動可変式では1軸式東西軸（PVパネルが南向き）においては、太陽高度に注目すると、朝夕以外においては1日の中での太陽の動きに敏感ではないため、1日の中で角度を変えることは想定せず、季節ごとに可変することとした。（図Ⅲ-2-①-(2)-10）

積雪のある冬季は垂直に立て、他の季節は太陽高度に対してパネル面を垂直の方向とすればよい。これは積雪による太陽電池モジュールへの着雪防止と、降雪後の晴天時に雪からの反射光を取り入れるためである。開発した低価格手動式角度可変架台を図Ⅲ-2-①-(2)-11に示す。特筆すべき要素としては、自動可変から手動可変のため、東西方向への展開数を増加することで連結棒の長さや部品点数削減を実施した点が挙げられる。また、角度可変架台の開発において得られた知見および2件の特許登録に至った回転中心に対する梃子の原理の応用と、重量モーメントによるバランス最適化の要点を取り入れた。設置高さは地域の積雪量に合わせて調整し、山形では1.5mとしている。

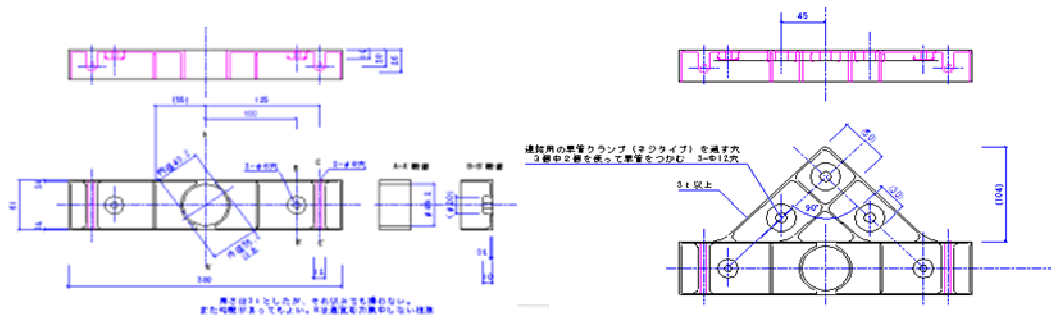


図Ⅲ-2-①-(2)-11 低価格手動可変架台の実証モデル

操作性について、可変駆動の軽量化により 1 人または 2 人の手動で容易に角度を変更でき、ターゲットとする 10kW システムでは 5～10 分程度で角度可変作業が完了できる仕様である。一般的な積雪地域の固定架台ではパネル上から落ちた雪の除雪が必要なことを考慮すると、メンテナンス費用を削減できる。

・量産化および高耐候性のための樹脂製台座

手動可変架台はコストダウンのために単管を主要構造体の材料として用いた。単管材と各種クランプで構成され、市場流通品を使用し入手も容易である。一方で、汎用クランプについては昨今、すべり強度に対する脆弱性の問題が指摘され、既存の単管を用いた架台においても破損例がある。そこで、汎用クランプの代替品として樹脂製台座を検討した。(図Ⅲ-2-①-(2)-12) 砂漠等の PV システムで使用実績がある樹脂材料を使用することで、耐久性および耐候性を向上することができる。また、樹脂製を用いることで射出成形による量産化を視野にコストダウンが可能となる。今回は量産体制が整っていないため、成形金型の不要な 3D プリントにて作成した。それぞれ 2 つずつを 1 セットとして使用し、金型の数を減らすため左右対称として汎用性を上げている。左右対称とすることで金型を使って量産した際に部材を減らしコストダウンすることに寄与している。



図Ⅲ-2-①-(2)-12 樹脂製台座 (左：ノーマルタイプ、右：連結用)

・耐荷重性能の検証

手動式架台の耐荷重性能として架台 1 ユニット全体としての耐風圧設計を 30m/s、安全率 1.7 とした。また、新規で開発した樹脂製治具については IEC61215 に基づく荷重試験を実施し、正荷重および負荷重において、基準値である耐荷重性能 392kg (2401Pa : 安全率 1.5 倍) を確認した (図Ⅲ-2-①-(2)-13)。



図Ⅲ-2-①-(2)-13 砂袋式荷重試験 負荷重の静荷重状態 2401Pa

・発電コスト

発電コストの試算と算出根拠

コストの各項目について、各種資料および実架台コストより、表Ⅲ-2-①-(2)-2 のようにコストの試算を実施した。

表Ⅲ-2-①-(2)-2 発電コストの試算

		システム 費用	内訳 PV	内訳 PCS	内訳 架台	内訳 工事費	内訳 他 BOS
		万円/kW	万円/kW	万円/kW	万円/kW	万円/kW	万円/kW
①	一般地域	20	-	-	-	-	-
②	一般地域	32.7	-	-	-	-	-
③	一般地域	20	7.9	1.9	2.2	6.0	1.9
④	一般地域	20	7.9	1.9	2.2	6.0	1.9
⑤	積雪地域	24.2	7.9	1.9	2.9	7.7	1.9
⑥	開発品	24.0	7.9	1.9	2.78	7.7	1.9

		システム 費用	運転維持費	廃棄 処理費用	発電量 増加	発電コスト
		万円/kW	万円/kW/年	万円/kW	倍	円/kWh
①	一般地域	20	-	-	-	14
②	一般地域	32.7	0.6	1.64	1	23.2
③	一般地域	20	0.6	1.64	1	14.7
④	一般地域	20	0.55	1.2	1	14.0
⑤	積雪地域	24.2	0.75	1.4	1	18.7
⑥	開発品	24.0	0.61	1.4	1.15	14.2

- ① 「太陽光発電開発戦略 PVCHANGES」より、2020年の目標値であるシステム価格 20 万円/kW、発電コスト 14 円/kWh、および運転年数 25 年を採用し、一般地域（非積雪）の 10kW 以上の非住宅用システムにおけるコストとした。
- ② 次に 2017 年の「調達価格等算定委員会」の資料から、10kW 以上 50kW 未満のシステム価格 32.7 万円/kW、土地造成費用 0.45 万円/kW、接続費用 0.89 万円/kWh、運転維持費 0.6 万円/kW/年、破棄処理費用 1.64 万円/kW を採用し、発電コスト 23.2 円/kWh として、システム価格および発電コスト以外の各個別項目は平均値を採用した。
- ③ 開発品の可変架台費用および工事費のコスト目標を決定するため、H28 年の「太陽光発電競争力強化研究会報告書」の資料からシステム価格の内訳を算出した。内訳の比率を維持しつつ、システム価格が 32.7 万円/kW から目標値である 20 万円/kW となった場合のシステム価格の個別項目の費用について計算し、架台費用 2.2 万円/kW、工事費用 6.0 万円/kW と算出し、発電コスト 14.7 円/kWh と試算した。
- ④ ③の計算において発電コストが 14.7 円/kWh のため、「調達価格等算定委員会」の資料を参考に調整を行い、目標値である発電コスト 14.0 円/kWh に見合うよう個別項目のコストを導出した。
- ⑤ 一般的な積雪地域のコスト計算のため、非積雪地域と比べ不凍深度が大きいこと考慮し、基礎の掘削工事費を 1.3 倍として反映した。積雪地域の架台は雪で埋もれないようにかさ上げする必要があるため、自然エネルギー財団「太陽光発電事業の現状とコスト」の資料より、積雪地域で考えられるコスト高位の架台価格 6 万円/kW を全国平均 4.5 万円/kW で割った比率 1.33 を一般的な架台価格に反映し積雪地域の架台価格 2.9 万円/kW とした。一般積雪地域のパネルから滑り落ちる雪の除雪費用について、山形および北海道で最深積雪の増加が 15cm 以上の時に除雪(2016 実績 4 回)、0.2 万円/kW/年(10kW で 1 回 5 千円)として運転維持費用として除雪費用を計上した。破棄処理費用については、架台のかさ上げによる材料増加分として 1.2 倍として反映した。結果として、開発品の比較対象となる積雪地域の発電コストを 18.7 円/kWh と算出した。
- ⑥ 開発品した低価格手動式角度可変架台の架台コストは 2.78 万円/kW であり、発電量の増加効果は

年 2 回の手動による角度可変として 15%増加である。また、開発品では除雪が不要であり一般的な積雪地域と比較したコスト減を反映、一方で、手動で角度を変更するコスト増について、国土交通省の資料から 2016 年における普通作業員の平均単価より、年 2 回、2 名、30 分での可変作業費用を 642 円/kW/年として反映、運転維持費を 0.61 万円/kW/年とした。

最終的な開発品のコストは、一般的な積雪地域に対して、架台コスト 0.12 万円/kW、維持費 0.14 万円/kW/年を削減したことで、発電コストは 16.3 円/kWh から 14.2 円/kWh となり 2 円/kWh 以上の発電コスト削減となった。

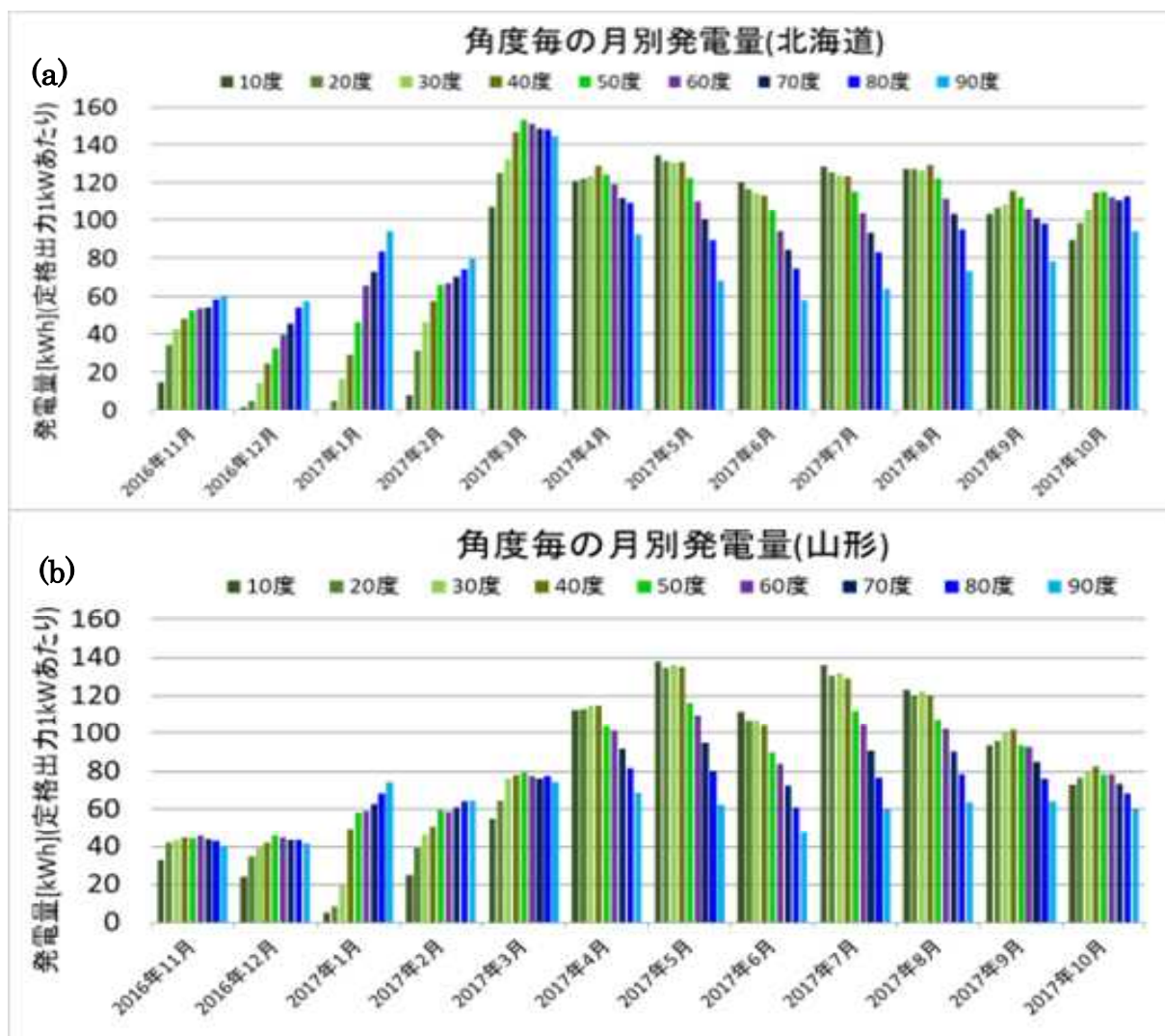
- 発電量検証

山形県新庄市および北海道深川市にて実環境暴露において年間を通しての発電量を計測する実証実験を実施した。山形県では設置高さ 1.5m、北海道では 1.7m とした。

- 角度固定式架台の発電量調査と手動式可変架台の最適化の検討

本研究では、低コスト化のため年間数回の手動による角度可変方式を選択したため、季節ごとの最適な設置角度を求めるために固定角度架台を使用し、10 度から 90 度まで 10 度毎の架台を設置し角度毎の発電量の比較を行った。

図Ⅲ-2-①-(2)-14 に示すように冬季の積雪期は高角度になるにつれて発電量が高い。これは低角度側で太陽電池モジュール上の積雪による発電量の低下に加え、高角度側では雪面反射光が寄与していると推察される。反射光効果および受光面に積雪が生じない 90 度が最も発電量が多く、冬季の設置角度として採用した。



図Ⅲ-2-①-(2)-14 固定角度架台の月ごとの発電量 (a)北海道および(b)山形

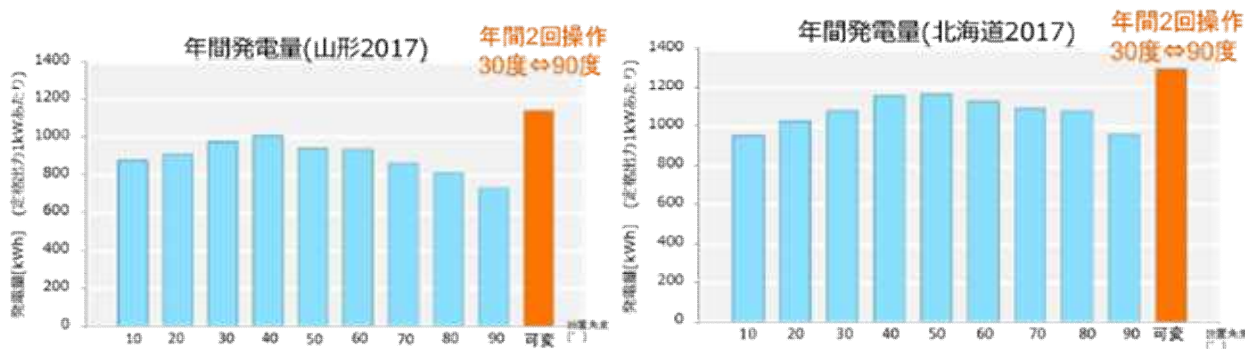
一方で、冬季以外での90度設置においては太陽高度を考慮した最適角度から大きく外れるため、他の角度よりも不利となる。冬季以外では角度を変更する必要がある。

・一般的な積雪地域を想定した架台との比較

積雪地域の一般的な架台との最適角度の比較を検討した。NEDOで提供する日射量データベースから、年間の最適角度は北海道深川市では33.5度、山形県新庄市では23.7度である。しかしながら、積雪による受光面の遮光の影響を考慮する必要があることに加え、一般的な積雪地域の架台では積雪対策として雪がすべり落ちるように45~60度以上の高角度で設置することが有効であるとされている点について、考慮が必要である。

年間の積算発電量の実測値は、図Ⅲ-2-①-(2)-15のように年間通して最大の発電量となる設置角度は北海道で50度、山形で40度であった。これは冬季の積雪を考慮すれば低角度側において積雪による遮光および高角度側で雪面反射による発電量増加の効果が加わることで、太陽高度から想定される発電量に対して、実際の最適角度は高角度側にシフトすると考えられる。

後述する受光面から雪がすべり落ちる角度、およびNEDO日射量データベースの冬季の最適角度である北海道で67.8度および山形で53.4度を考慮して、比較の対象とする積雪地域の一般的な固定角度架台を北海道で60度、山形で50度と決定した。



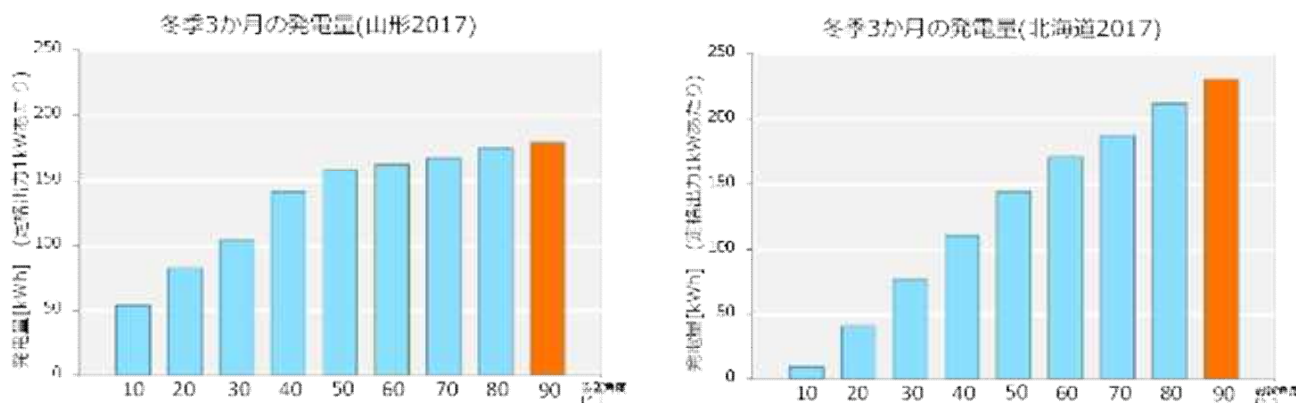
図Ⅲ-2-①-(2)-15 年間の積算発電量

・年間の手動可変方式

発電コスト低減のためには、維持管理コストを削減する必要があり可変の操作回数をなるべく減らしかつ、なるべく高い発電量となる角度を選択することが重要である。年間の発電量データより最適角度の検討を行った結果、冬季は90度それ以外の時期は30度と年間2回の可変操作により、北海道60度山形50度と比較して、北海道で21%、山形で13%増加することを確認した。

・冬季の発電量比較

採用した年2回の可変方式において、冬季の設置角度は90度としている。冬季3か月間に限定すると、一般的な積雪地域の架台（北海道で60度、山形で50度）と比較して90度設置は、山形では13%、北海道では50%の発電量増加を確認した（図Ⅲ-2-①-(2)-16）。



図Ⅲ-2-①-(2)-16 冬季3か月の固定角度架台における積算発電量(2016年12月～2017年2月)

ここで、北海道では角度毎の発電量差がほぼ等しく、直線的であるが、山形では10度から40度の差と比べて50度より高角度側では発電量の差が小さい。

山形については、40度以下では太陽電池モジュール上の積雪が落下しにくく、積雪による遮光により発電量が得られない時間帯が多くなるため発電量差が大きくなることが理由に挙げられる。これに対して、高角度側では降雪が起りやすく、積雪地域で例えば45～60度以上といった高角度設置が採用される理由となる。太陽電池モジュール上に積雪がない状態は、角度の違いにより最適角度はあるものの積雪による遮光の影響を受けない点においては、90度設置と同様に遮光がなく発電量が得られるため、10度から40度設置と比較して、50度から90度設置の発電量の差が縮まっている。

一方で、北海道については気温の低さが降雪を遅らせる要因となる。深川市は寒冷地であり、1月の日最高気温は常に氷点下である。一例として図Ⅲ-2-①-(2)-17に写真を掲載する。1月の晴れ日の13時頃において、90度設置では積雪がない一方で、60度および30度では太陽電池モジュール上の雪が落下せず遮光し続けている。太陽電池モジュールの温度が0℃以上の条件で雪がすべり落ちる結果が得られているが、この時の気温は-8度であり、その後も終日降雪は起こらなかった。このような寒冷

地で気温が常に氷点下の環境においては高角度に設置しても滑雪しないことが確認された。したがって、60度以上の高角度であっても90度に設置しないと積雪による遮光が生じやすい。



図Ⅲ-2-①-(2)-17 北海道深川市実証実験 (2016年1月16日13時 気温-8度)

・自動追従制御による発電量

発電量の最大化の検討として、自動可変制御における発電量の計測を実施した。冬季の発電量比較として、2016年および2017年の12月から2月までの3か月間のデータを使用し、2シーズン分のデータを用いて比較を実施した。その年の気象状況による要素をなるべく除外するため、パネル上の着雪がなく、冬季の固定角度架台で最も発電量が多い90度架台を基準として自動可変架台との発電量の比を算出した。結果を表Ⅲ-2-①-(2)-3に示す。表中の+は固定90度架台よりも自動可変架台の発電量が大きく、-は自動可変架台の発電量が小さいことを示している。

表Ⅲ-2-①-(2)-3 冬季の自動可変制御による発電量増加効果

90度架台と 自動可変制御の 発電量比	①発電量比 太陽高度のみ追尾	②発電量比 最適角度探索
山形	+3.3 %	+11.4 %
北海道	-4.1 %	+4.2 %

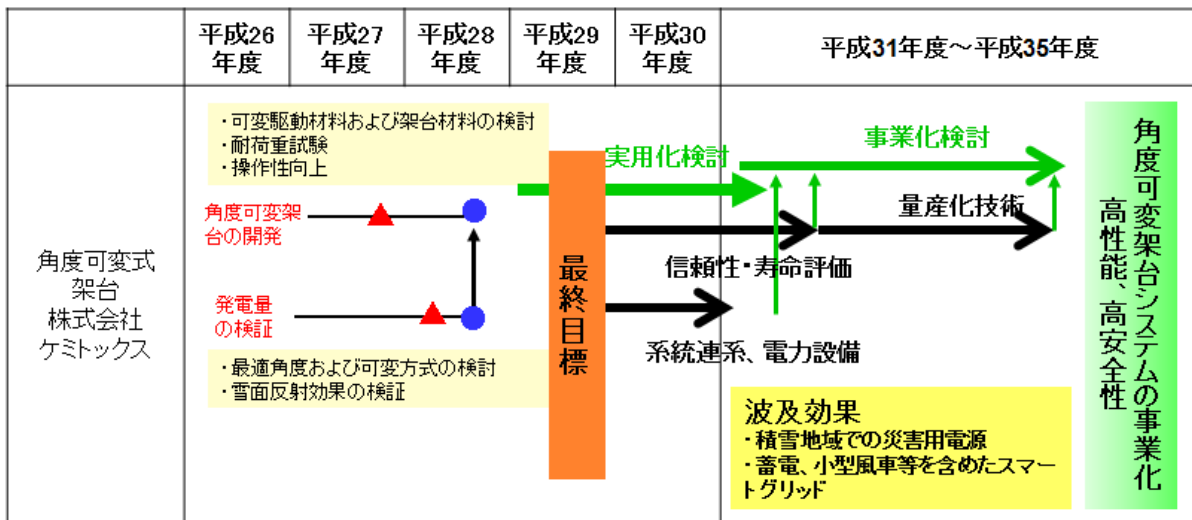
①の太陽高度の追尾のみと②の最適角度探索制御について両者は8%程度差が生じており(②-①)、雪面反射および学習機能を取り入れた探索制御による発電量増加効果が確認された。

一方で、90度設置架台と太陽高度のみの追尾における比較①では、山形では約+3%、北海道では約-4%と大きく差が出る結果となった。

冬季の北海道では太陽光追尾よりも90度設置の発電量が高い結果であり、これは、晴天が多いことおよび積雪時の雪面反射光が加わるにより、発電量が最大となる最適角度が太陽高度追尾よりも高角度側に位置することを示している。

2. 実用化・事業化見通し

実用化に向けて



▲: 基本原理確認 ●: 基本技術確立

図Ⅲ-2-①-(2)-18 実用化に向けた取り組み

・導入ポテンシャルおよび適応用途と導入に向けたアプローチ

開発要素としては、系統連系および電力設備を考慮し最適化を図り、架台の部材について信頼性、寿命評価を進め、一部の回転部の部品については量産化を検討しより低コスト化を図る。弊社の事業範囲は、営業活動、技術設計、資材調達、工程管理、現場監修を行い、建設作業については外部委託を考えている。販売については、まず導入実績を構築、広報活動を行うことで普及を目指す。展示会場としては例えば集客効果も視野に入れ各市町村の道の駅などの公共施設の敷地内も検討している。

波及効果については下記2点が挙げられる

- ・積雪地域での災害用電源
- ・積雪地域での蓄電、他発電施設等を含めたスマートグリッド

10kW～50kW で展開する角度可変式架台の導入ポテンシャルとして、従来、太陽光発電が活発ではなかった積雪地域において導入の促進が期待される。矢野経済研究所の調査によると 2016 年の全国の架台の市場規模は 800 億円と推定される。また、経済産業省東北経済産業局による「再生可能エネルギー発電設備の認定・運転開始状況」から東北および北海道にて全国平均並みに導入が進めば 100MW 規模の新規発電設備導入の余地があると考えられる。架台トップメーカーの年間売り上げが 10～20 億円前後であり、終了後 5 年経過時で売り上げ 3.5 億円（全国の架台市場のシェア 0.5%）を目指す。積雪地域は全国の架台市場 800 億円の 15% を占めるため、最終的に東北、北海道の積雪地域の架台市場において本製品は 3% 程度のシェアを占める。

一方で、現在までに導入が進んでいない理由を探るため、ヒアリングを実施した。積雪地域の導入状況のヒアリングとして北海道、新潟県、山形県、秋田県、岩手県、および宮城県において、公共団体、発電事業者、および施工販売会社等にヒアリング調査を実施した。積雪量について、積雪地域には 5m をこえる積雪量となる場所もあり、このような積雪地域の中でも特に積雪量が多い場所では太陽光発電は現実的でない。秋田県、岩手県等では、初期の設備投資を抑えるために低角度に設置し、冬季の発電量は考えない運用が主流であることを確認した。また、高角度に設置した架台においてもコスト削減のため除雪を行わないと、降雪が起こらず雪が留まり続けることとなる。（図Ⅲ-2-①-(2)-19）積雪の偏荷重による破損リスクは高いことを広く周知することが必要であると同時に、開発品の

ように適切に運用すれば発電を見込めることを成果として普及したいと考えている。

また、冬季の電力需要として畜産、酪農、農業等での暖房を含めた電力需要がある。固定角度では冬季の積雪により発電しない、これに対して冬季でも発電できるシステムは導入余地があると考えられる。また、太陽光発電は分散型電源という特徴がある。自己消費や地域自立型の発電や、災害時の補助電源等を考えた場合、積雪時にも発電できるシステムは有用であると考えられる。自立型の電源として展開することが普及の鍵になると考えている。



図Ⅲ-2-①-(2)-19 除雪を行わない高角度設置架台

参考文献

- 1) NEDO 太陽光発電開発戦略 (NEDO PV Challenges)
- 2) 中原乾志, 由井尚正, 片岡照栄: “太陽電池の雪面反射日射の効果”, 応用物理, 12-55, p. 1182, 1986
- 3) K. HOSOKAWA, T. TOMABECHI: “Research on development of the various functions type photovoltaic system in a snowfall region (Part 5)” JSSI & JSSE Joint Conference, 2008
- 4) Y. ICHINOHE, M. YAGAMI, K. MISAWA, M. UOZUMI: “The effect of solar radiation reflected from snow surface on vertically installed photovoltaic” Bulletin of Hokkaido University of Science, 40, 2016
- 5) NEDO 日射量データベース (METPV-11 および MONSOLA-11)

(3) 太陽光反射布を用いたソーラーシェアリング発電所システム効率向上の研究
[2014年～2016年度] (株式会社フォーハーフ)

1. 成果詳細

ソーラーシェアリングは、農地を有効活用でき、農家の所得を飛躍的に向上させることができる。これは、単に自然エネルギーを確保するだけでなく、耕作放棄地問題や農家の後継者問題、更には少子化問題に至るまで、日本が直面する様々な課題を改善できる可能性がある。

しかし、たとえ耕作放棄地や放射能汚染農地であっても、PV の設置には、営農型発電の形式をとる必要がある。つまり、これらの発電設備には、農機具が入る十分な高さの架台と、下部農地での耕作及び、通常栽培に比して8割以上の農産物の収穫が見込めなくてはならない。

今日、売電単価は引き下げられ、通常発電設備に比べ高コストのソーラーシェアリング発電は、投資回収が難しく、これ以上の普及が困難な状況にある。ソーラーシェアリングが継続的に発展するためにはシステム効率(発電量)向上とBOSコストの削減が不可欠である。

本プロジェクトの目標は、システム効率(発電量)を10%以上向上、又はBOSコストを10%以上削減する技術の開発である。システム効率向上のために太陽光反射布の研究開発を、BOSコストの削減のために折り畳み架台の研究開発を行った。またそれら研究開発の前段階として、太陽光反射基礎的研究開発を行った。

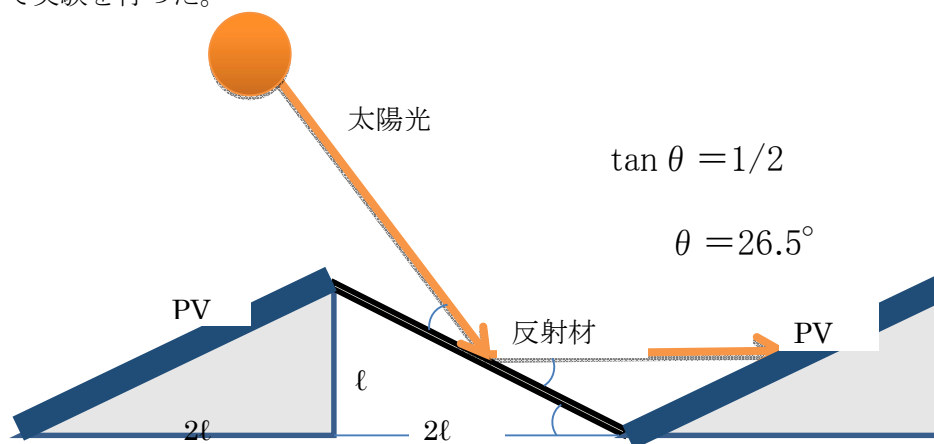


図Ⅲ-2-①-(3)-1 ソーラーシェアリングの例

1.1 太陽光反射基礎的研究開発

本研究開発の基本的な原理は、太陽光パネル(PV)間の空いた空間に、反射材を設置することにより、PVの外にふりそそぐ太陽光を反射集光することで、発電量を増加させようとするものである。

日本の一般的な太陽光発電設備は、PV間隔を高さの2倍とするため、モジュールの設置角度は、約27度として実験を行った。



図Ⅲ-2-①-(3)-2 太陽光パネルの設置高さ前後間隔の関係

A) 反射材の選定

太陽光反射素材には、ソフトタイプの反射布とハードタイプの反射板から効率の良いものをコストに配慮しつつ予備実験に供した。

反射布においては、農業用のアルミ蒸着反射シートや農業用遮光ネットが、安価で耐久性があるため、これらを予備実験に用いた。反射板においては、比較的安価に入手可能な、アルミ合板、アルミ鋼板を中心に材料を模索した。



図Ⅲ-2-①-(3)-3 各種反射素材と予備実験装置の写真

B) 反射効率向上基礎実験

図Ⅲ-2-①-(3)-3 が反射素材と予備実験装置である。

前後の PV は単結晶タイプの定格出力が 200W で、それぞれ角度が水平面に対して 27 度になるように設置してある。

前後の PV 間に各種反射素材を設置し、それぞれの PV の Pmax を IV カーブ測定装置で計測した。

この予備実験装置は、方位、方角が可変であり、ここでは、PV 出力が最大となる晴天時の太陽高度 64 度、南中時を疑似したデータを比較した。

表Ⅲ-2-①-(3)-1 は、反射布と反射板の素材として予備実験に用いた材料の一部であり、それぞれの効率向上結果を表している。

反射板の素材では、アルミ鏡面反射板が約 11%の効率向上を示しており、これをメイン素材として実証サイトに採用することにした。

反射布の素材では、農業用反射シートが約 10%の効率向上を示しており、これをサブ素材として実証サイトに採用することにした。

表Ⅲ-2-①-(3)-1 反射材による効率向上の結果

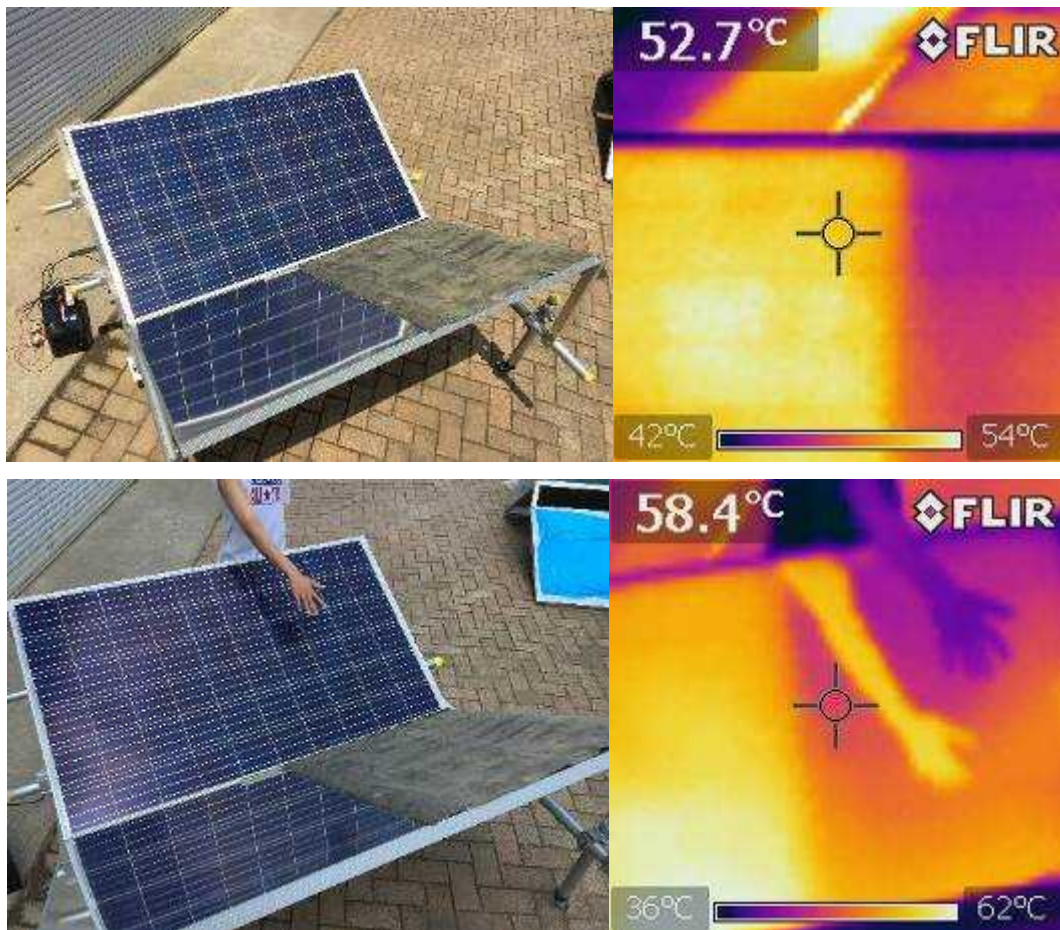
反射素材	効率向上率
ガルバリウム鋼板平板	4.4%
ガルバリウム鋼板プレス板	2.5%
トタン板	0.5%
ガルバリウム安全鋼板	3.2%
アルミ鏡面反射板	10.7%
アルミクロスシート	6.6%
遮光ネット	2.6%
農業用反射シート	9.6%

C) ホットスポット現象の検証

図Ⅲ-2-①-(3)-4 は、PV に反射光を半分だけ当てて、ホットスポット現象を発生させたときのサーモ画像である。PV の左半分が発熱しホットスポット現象が起きていることが観察できる。

また、PV に手をかざして影を作っても、同様のホットスポット現象が発生している。ホットスポット現象による PV へのダメージは、両者共に同程度と考えられる。

従って、反射光によるホットスポット現象は、その発生場所が、太陽の位置により変化するため、落ち葉や鳥の糞の影によるホットスポット現象に比べ、深刻ではないと推測できる。



図Ⅲ-2-①-(3)-4 ホットスポットのサーモ画像

1.2 システム効率（発電量）向上の研究開発

A) 反射布、反射板の実証サイトへの取り付けとデータ収集

アルミ鏡面反射板と農業用反射シートを実証サイトへ取り付けました。

実証サイトは、出力 48kWh の低圧連系発電所であり、10kWh のパワーコンディショナーが 4 台設置されている。

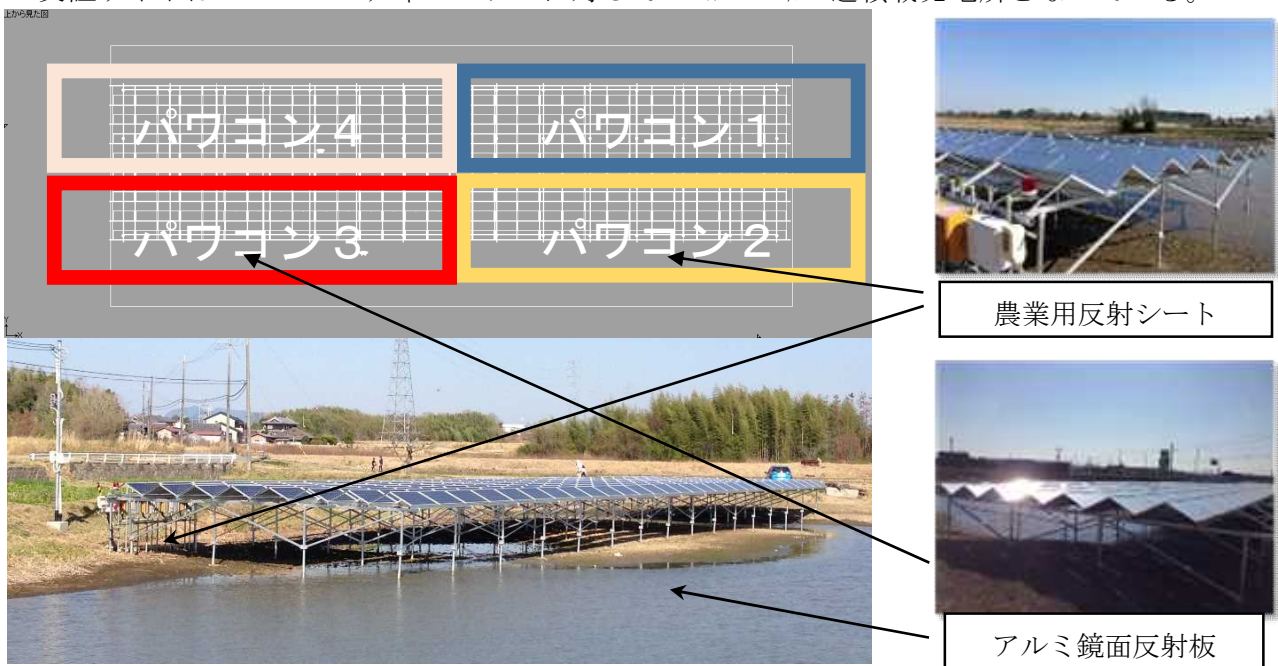
上記のパワーコンディショナー（P1、P2、P3、P4）ごとに、反射素材なし（P1）、農業用反射シート 100%設置（P2）、アルミ鏡面反射板 100%設置（P3）、アルミ鏡面反射板 75%設置（P4）の 4 区域を設定し、発電量の比較ができるようにした。

発電量は、各パワーコンディショナーの発電量の数値を、コンテック社製の発電モニタリング装置で記録した。

なお、実証サイトは、農業用ため池上にあるが、水面の反射を利用したものでは無い。また、水面の反射の影響をできるだけ受けないように実証サイトを運用した。

実証サイトはパワーコンディショナーに対して PV が 120%の過積載発電所となっている。

実証サイトはパワーコンディショナーに対して PV が 120%の過積載発電所となっている。



図Ⅲ-2-①-(3)-5 実証サイト

B) 反射効率向上実証実験成果(反射材角度固定)

実証実験サイトでは、通年での効率向上データ収集、耐久性の検証を行った。

表Ⅲ-2-①-(3)-2 は、農業用反射シートを設置したパワコン 2（P2）とアルミ鏡面反射板を設置したパワコン 3（P3）を、反射素材なしのパワコン 1（P1）と比較した効率向上データ（発電量の増加）を月平均したものである。

表Ⅲ-2-①-(3)-2 反射布と反射板による実証結果 (その 1)

Date	発電電力量(kWh)	ハウコン1発電電力量 標準	ハウコン2発電電力量 反射布 (100%)	ハウコン3発電電力量 反射板 (100%)	効率向上 反射布100%/標準	効率向上 反射板100%/標準
2015年3月	5,548	1,344	1,406	1,408	105%	105%
2015年4月	5,303	1,286	1,341	1,340	104%	104%
2015年5月	7,000	1,717	1,761	1,756	103%	102%
2015年6月	5,265	1,286	1,324	1,325	103%	103%
2015年7月	5,289	1,294	1,327	1,331	103%	103%
2015年8月	5,942	1,447	1,496	1,501	103%	104%
2015年9月	5,157	1,234	1,298	1,331	105%	108%
2015年10月	6,745	1,618	1,705	1,724	105%	107%
2015年11月	3,536	861	879	901	102%	105%
2015年12月	3,535	878	857	900	98%	102%
2016年1月	4,201	1,038	1,027	1,064	99%	103%
2016年2月	399	97	100	101	102%	104%
合計・平均	57,918	14,101	14,521	14,683	103%	104%

最も理想的な太陽軌跡である 9 月が、アルミ鏡面反射板設置の場合で、8%の効率向上となった。年間平均では、農業用反射シートで 3%、アルミ鏡面反射板で 4%の効率向上となった。

表Ⅲ-2-①-(3)-3 は、日別の発電量データであるが、3 月、9 月において、10%以上の効率向上（発電量の増加）となる日があった。

表Ⅲ-2-①-(3)-3 反射布と反射板による実証結果 (その 2)

Date	発電電力量(kWh)	ハウコン1発電電力量 標準	ハウコン2発電電力量 反射布 (100%)	ハウコン3発電電力量 反射板 (100%)	効率向上 反射布100%/標準	効率向上 反射板100%/標準
2015/3/20	200	47	51	52	110%	111%
2015/9/29	290	68	74	75	109%	110%
2015/9/28	295	69	76	76	109%	110%
2015/9/22	276	66	71	72	108%	109%
2015/9/15	257	61	66	67	107%	109%
2015/3/21	291	69	74	75	108%	109%
2015/9/23	249	59	63	65	107%	109%
2015/3/22	272	64	69	70	107%	109%
2015/10/5	173	41	44	45	107%	109%

C) 反射板角度可変バーの開発とデータ収集

太陽光パネル (PV) と反射板の設置角度が共に 27 度の二等辺三角形型の設置では、夏のピークシーズン (4 月～9 月) の太陽光の大部分を PV に反射集光できず (空中に反射させてしまい)、効率向上の成果を出せない。

そこで、PV と反射板の角度を可変にする反射板角度可変バーの研究開発をした。

このアングルバーを取り付けることにより、夏シーズンの反射板の角度を約 38 度まで傾斜できるため、夏至付近の南中時でも太陽光を有効に反射集光できた。

更に冬シーズン (10 月～3 月) は、PV 側の角度を 38 度に可変させることで、冬至付近の影の影響を最小限に止め、更に冬場の最適傾斜角度に近づけるようにした。

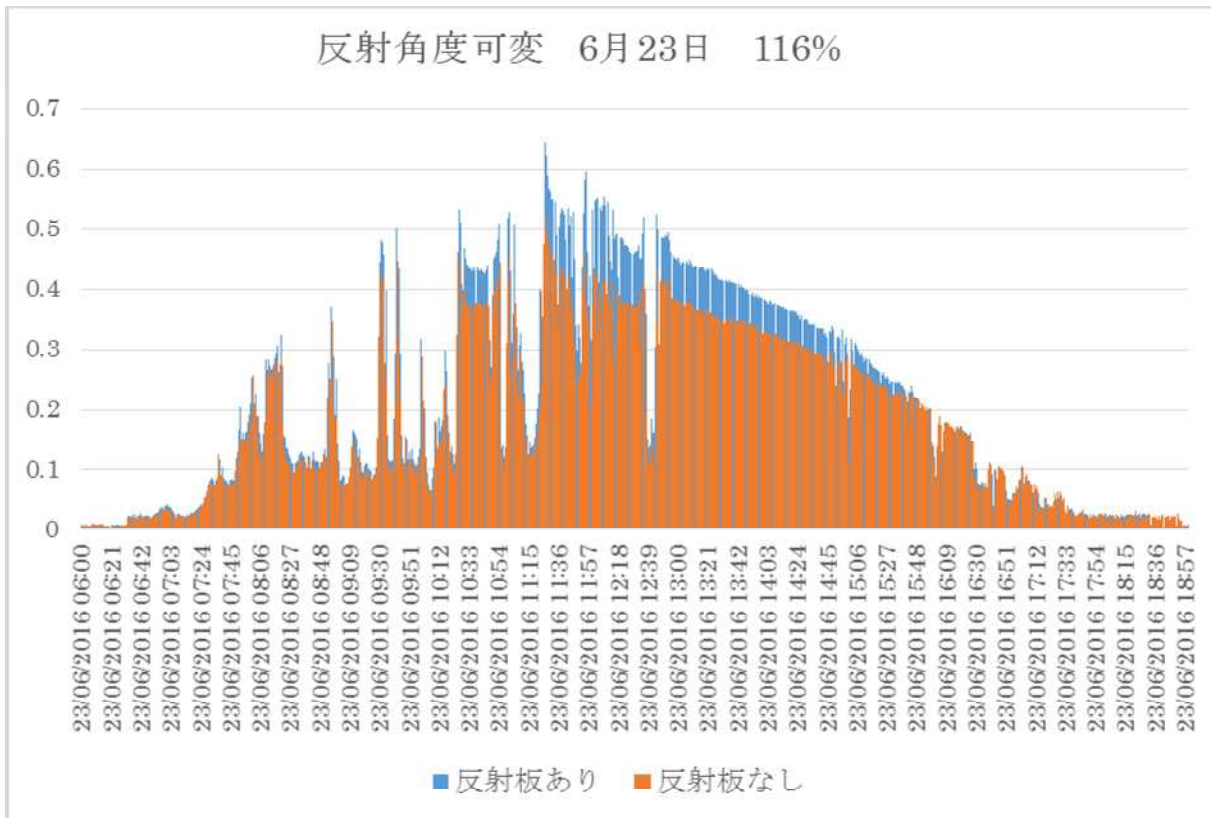
角度可変バーは、シンプルな構造となっており、反射板の角度変更が短時間の手作業で行える。また角度変更は年 2 回だけであるため、従来の電動機械式のものに比べメンテナンスが不要と言える。

図Ⅲ-2-①-(3)-6 は、角度可変バーを取り付けた夏シーズン角度 (奥側)、と冬シーズン角度 (手前側) の PV と反射板である。

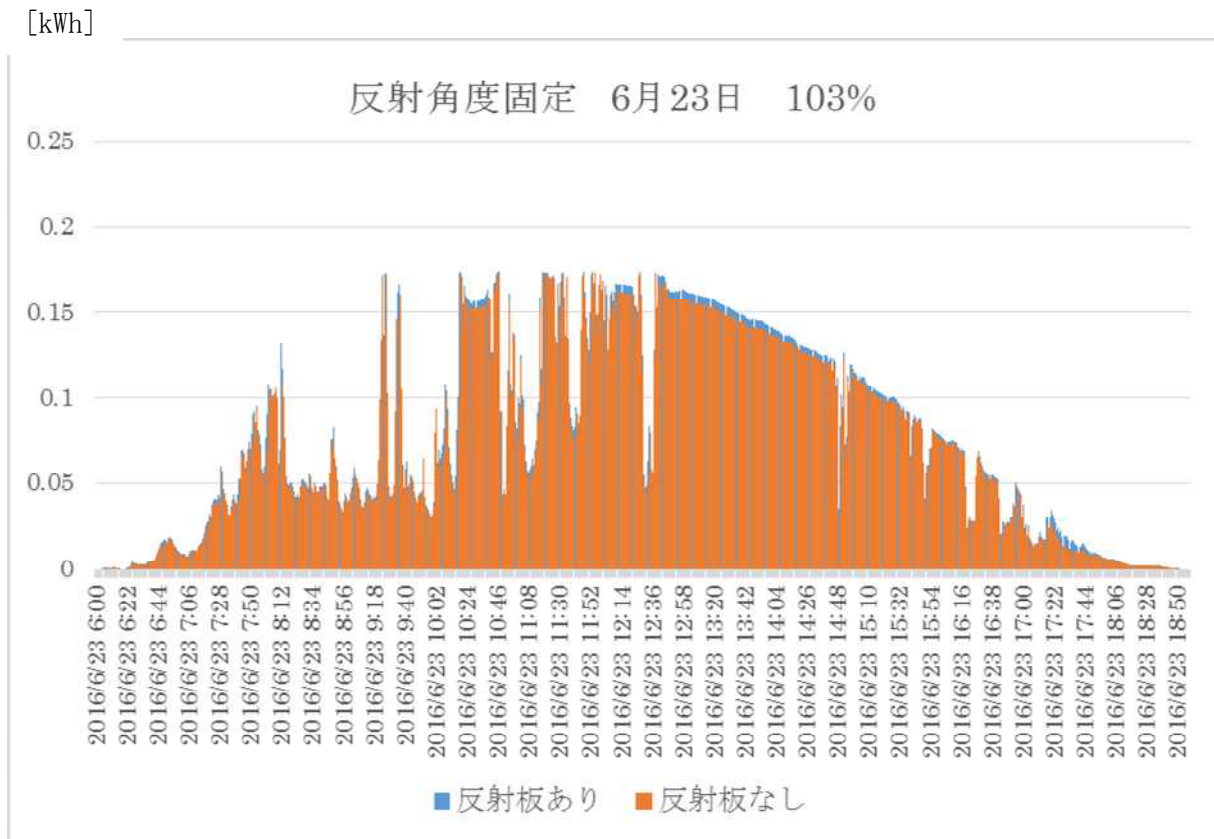


図Ⅲ-2-①-(3)-6 角度可変の反射板を取付けした架台

図Ⅲ-2-①-(3)-7 と図Ⅲ-2-①-(3)-8 に、角度可変バーを取り付けて反射板角度を矯正した場合（反射板角度 38 度）と、固定反射板（反射板角度 27 度）を設置した場合の発電量の比較を示す。



図Ⅲ-2-①-(3)-7 反射板(傾斜角 38 度)による発電量の比較



図Ⅲ-2-①-(3)-8 反射板(傾斜角 27 度)による発電量の比較

夏至付近の 6 月 23 日(晴れ時々曇り)のデータであるが、従来の等辺反射(角度 27 度)による効率向上が 3%であるのに対し、反射角度可変バーを取り付けた不等辺反射(角度 38 度)では、16%の効率向上が実現できている。

表Ⅲ-2-①-(3)-4 は、夏至以降の可変反射と固定反射の発電効率向上をスポット的に計測し、比較したものである。

表Ⅲ-2-①-(3)-4 反射板による発電量の変化

	6/23	7/1	7/7	7/20	8/1	8/9	8/10	8/31	9/16	9/27	平均
可変反射	116%	110%	108%	111%	116%	109%	108%	106%	108%	108%	110%
固定反射	103%	102%	103%	103%	104%	105%	104%	110%	105%	105%	104%

この反射角度可変バーを開発したことにより、アルミ鏡面反射材によって、夏シーズン(4 月~9 月)に平均約 10%の発電効率向上が可能となる。

冬シーズンの効率向上について、PV の間隔を広くとり、大きな反射板を設置すれば、夏シーズン同様の効率向上を実現可能であるが、PV の間隔は、冬至における陰の長さから決定されており、上記の設置方法では、かえってコストを増大させてしまう可能性がある。

本研究開発では、実用性を重視し、目標未達成部分は、BOS コストの削減に注力することにした。

1.3 BOS コスト削減の研究開発

A) 折りたたみ架台の開発と設置

農地は、一年を通して耕作されているわけではないため、冬場に農地に降り注ぐ太陽光は有効に活用されているとは言えない。

例えば転作作物である蕎麦の栽培は、植え付けから 2 か月程度で収穫に至るため、残りの 10

か月を太陽光発電に有効利用できないかと考えた。

つまり、農産物の非栽培期間に、PV を農地に設置し、栽培期間には、パワーコンディショナーを除き、PV を撤去または縮小できるような、反射板と一体となった折りたたみ架台の研究開発を行った。

この手法が確立できれば、特殊な架台を建設することもなく、農産物の収穫にも支障が無いため、農業部局の賛同も得やすい手法であると考えられる。

一般的な太陽光発電システムのコスト内訳では、架台費用が約 12%と言われている。しかしソーラーシェアリング発電では、農産物の栽培用に、約 3 分の 2 の日光を地面に到達させるため、通常に比べ約 3 倍以上の土地と架台が必要となる。

架台費用が 3 倍となると、全体のコスト内訳では、29%を架台費用が占めることになり、ソーラーシェアリング発電導入の大きな壁となっている。

この架台費用を大幅に削減することができれば、ソーラーシェアリング発電が、一挙に普及する可能性がある。

折りたたみ架台による PV の撤去期間を年間 2 か月とすると、10/12 (83%) まで発電量が減ることになるが、全体の 3 割近くを占める架台費用の大部分を削減できる。反射による発電量の回復と建設コストの抑制で、結果的に現状のソーラーシェアリング発電設備の BOS コストを 10% 以上削減可能と思われる。

なお、PV の開閉（設置と撤去）は、軽微な作業と考え農家自身が行うものと想定している。

図Ⅲ-2-①-(3)-9 の写真は、開発した折りたたみ架台である。ステンレス製の取り付け金具を開発し、キャスターを取り付けることで、架台部品数を削減し、変形、移動ができるようにした。



図Ⅲ-2-①-(3)-9 開発した折りたたみ架台

この取り付け金具は、折りたたみの必要のない、一般の太陽光発電所にも利用可能である。その場合、スパイラル杭を省略し、基礎をコンクリートブロックなどの安価なもので簡略化できるため、大幅な工期短縮とコスト削減が可能となる。

一般の太陽光発電所では、北風による PV の浮き上がりを防ぐため、十分な引き抜き荷重に耐える基礎と架台が必要であるが、当該モデルでは、北側にも反射パネルが設置されているため北風が吹いても下向きに風圧が作用し基礎の簡略化が可能となる。

折りたたみ架台による PV の東西設置



図Ⅲ-2-①-(3)-10 開発した折りたたみ架台

図Ⅲ-2-①-(3)-10 は、折りたたみ架台を利用して、反射板を使用しない PV の東西設置を行ったものである。PV を東西設置すると、南向き設置に比べ発電量が減少するが、PV を約 15%増設することで、同量の発電量が得られた。PV の価格は下落傾向にあるため、PV を農地一杯まで東西に設置する方法は、防草対策の面からも有効であると判断した。

B) 風洞実験

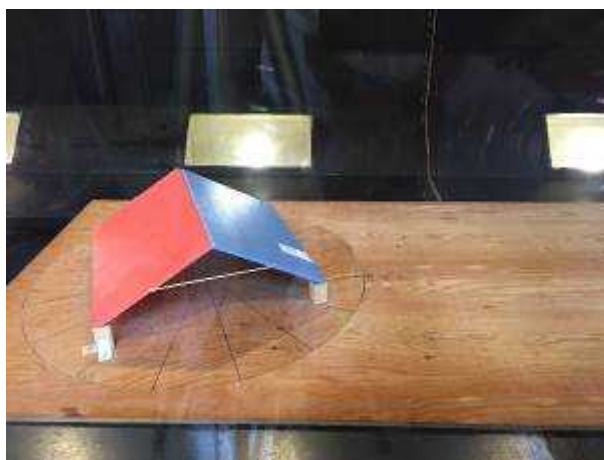
PV と反射板を山型に設置するモデルの風洞実験を行った。

図Ⅲ-2-①-(3)-11 の写真は、山型に設置された 27%縮小モデルに、各方向から風をあて、最も脆弱となる風向を探った。

スチレンボードで作成されたこのモデルの重さは、100g 程度であるが、風速 20m/s の北風に対しても PV と反射板が、浮きあがることなく耐えた。

このモデルにおける耐風圧特性が優れていることが実験結果からも得られた。

更に、実物大のモデルに、北風をあて、各風速における浮き上がり荷重を測定した。



図Ⅲ-2-①-(3)-11 縮小モデルでの風洞実験

実物大モデルを 2 セット設置し、2 つ目のパネルの浮き上がり荷重も測定した。いずれの結果からも優れた耐風圧特性を示した。



図Ⅲ-2-①-(3)-12 実物大モデルでの風洞実験

C) 経年変化の検証

農業用反射シートは、一年を通じて、台風や積雪などを経験したものの、破損することはなかった。

しかし、切断面がめくりあがり、PV に影を落として、発電効率を下げるがあった。

アルミ鏡面反射板については、表面が汚れにより反射率が低下するものの、実証期間中、大きな変化は確認されなかった。

コスト面から判断すると、農業用反射シートが断然優位にあるが、耐候性の観点からは、アルミ鏡面反射板が有効となる。

2. 実用化・事業化見通し

低圧連系可能な中小規模太陽光発電設備を例に導入メリットを考察する。仮にシステム単価を 32 万円とすると、出力 50kW の太陽光発電システムの場合、総額は、1600 万円となる。そのおおまかなコスト内訳は、モジュール 40% (640 万)、パワコン 11% (176 万)、架台 12% (192 万)、工事費 23% (368 万)、接続費 2%、その他 12%となる。ソーラーシェアリングの場合、架台コストを 3 倍 (576 万)、工事費は同額として算出すると、その総額は、1984 万円となる。

当該研究で開発した固定反射板のコストを 1 万円/枚とし、折りたたみ架台の利用によって、架台費用が 100%削減、東西設置は、南向き設置に比べモジュールを 15%増量としたとすると、反射板や折りたたみ架台の導入効果は、表Ⅲ-2-①-(3)-5 のようになる。

この表において、架台折りたたみ期間（営農期間）を 2 ヶ月とし、その間は、発電量が 20%まで減少するとした。これは、PV 下部農地での耕作物を蕎麦とし、その栽培期間がおよそ 2 ヶ月であるからである。なお、栽培する農産物の選択によって、発電量減少を最小限にとどめることが可能である。

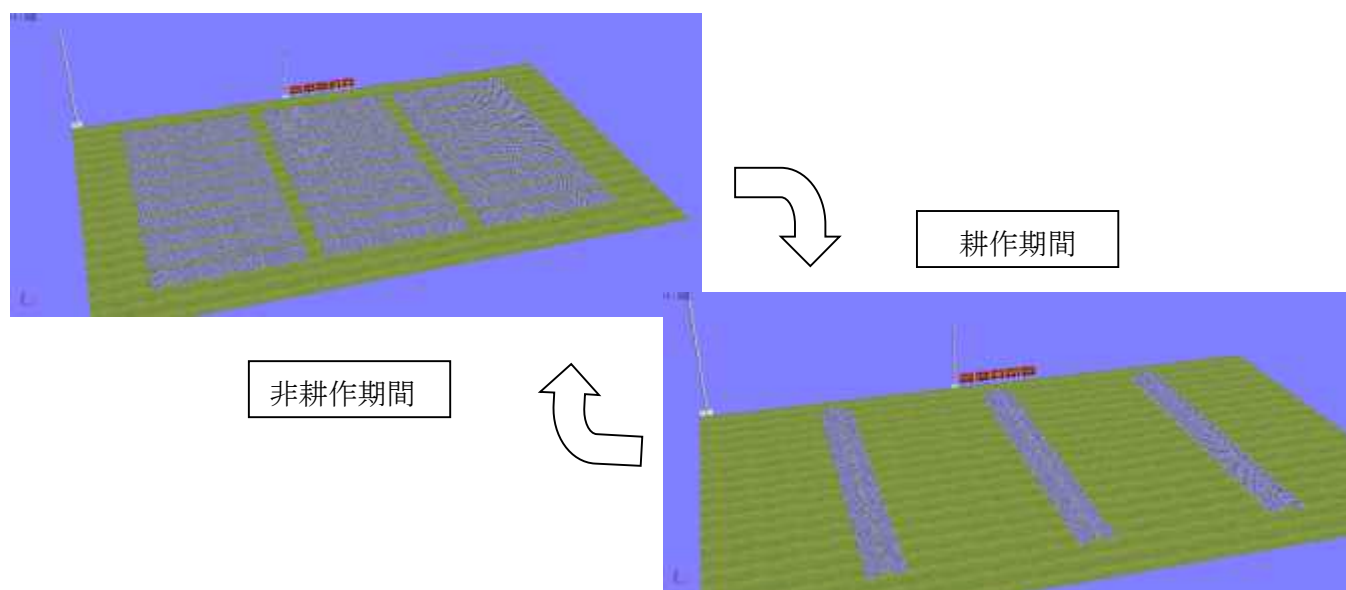
今日、PV の価格は下落傾向にあるため、PV のみを使った折りたたみ架台による東西設置を最も推奨できるものとした。

弊社は、この方式を利用した新型営農発電「ソーラープランティング」を提唱している。農産物の耕作期間と非耕作期間で、PV の折りたたみと展開を繰り返すものである。耕作期間に PV を折りたたむと、農地が 80%となり、確実に 8 割の農産物が収穫可能となる。

「ソーラープランティング」のイメージを図Ⅲ-2-①-(3)-13 に示す。

表Ⅲ-2-①-(3)-5 反射板や折りたたみ架台の導入効果

開発商品	導入効果	ターゲット	推奨
アルミ鏡面反射板	反射により発電量が4%UP 反射板導入による建設費UP	メガソーラーを含めた全 ソーラー発電設備	△
固定反射板+ 折りたたみ架台	反射により発電量が4%UP 建設費19%DOWN 折りたたみによる発電量減少13%	ソーラーシェアリング発 電所	○
折りたたみ架台に よる東西設置	建設費24%DOWN 折りたたみによる発電量減少13%	ソーラーシェアリング発 電所	◎



図Ⅲ-2-①-(3)-13 ソーラープランティングのイメージ実物

3. 波及効果

ソーラープランティング用に開発した「折りたたみ架台」は、未活用の太陽光発電利用地の発掘に役立つと考えている。

例えば、夏場にしか利用しないプールや春の連休期間のみに利用される駐車場など、ピークの一時期以外は利用されない土地は、「折りたたみ架台」の出現によって、太陽光発電システムの潜在遊休地としてカウントできるようになる。

低コストで、土地の造成を必要としないこの架台方式は、農地へのダメージが少ないため、耕作放棄地対策に有効である。次世代の営農型発電方式ソーラープランティングを普及させ、農家の所得を多次元にすることは、政府の推進する地方創成に通じる。

また、ソーラープランティングは、原子力災害で耕作放棄された福島復興にも最適である。被災農地に折りたたみ架台で、ソーラーパネルを一定期間設置し、放射能が検出されなくなった後に、農地に復旧させるという方法が考えられる。上記で得られる売電収入は、地権者である農家の収入とすれば、福島の農家が故郷を離れることをせずに済むため、長期的で現実的な復興が可能である。

4. 今後の展開

ソーラープランティングを次世代営農型発電方式として、農業部局に認知してもらおう。そのためには、折りたたみ架台を用いた営農型発電所を建設し実績を作る必要がある。これを実現するために、国や地方のベンチャー支援事業を活用したいと考えている。

その後、農業関連や地域再生関連の補助金、地方自治体の無利子融資などを利用して、FIT を利用しない再生可能エネルギー発電事業を全国の個人農家や農業法人、NPO などと取り組む。

将来的には農産物の生産と太陽光発電所の運営の役割を農家と事業者で分け、休耕期間に順次パネルの設置と展開を専門に行う、農業発電組合の設立を模索したいと思う。

上記を実現するためには、弊社のようなベンチャー企業だけの力では不可能であるため、適時、他事業社との協業を目論み、ベンチャーキャピタルや公的機関からの資金支援を受けてビジネスを実現したい。

(4) PV モジュールの防水処理による太陽光発電システムの効率向上

[2015 年度] (ジー・エム・ジーエコエナジー株式会社)

1. 成果詳細

1.1 研究の背景と目的

近年、稼働中の太陽光発電システムにおいて、PV モジュール出力の経年劣化がいくつか報告されているが、これら経年劣化の原因としては、大きく分けて、次の二つが指摘されている。

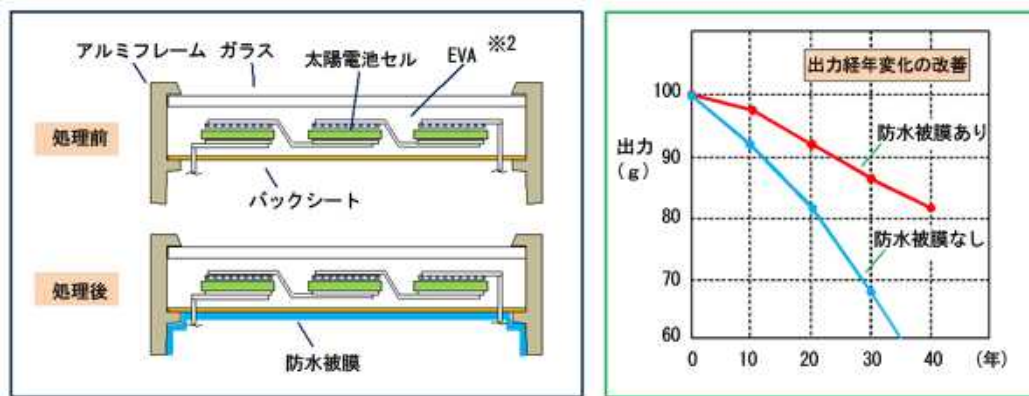
- a) PV モジュールのバックシートの防水性能不足[1][2]
- b) インターコネクションリボン周辺の熱膨張差による電氣的接触不良の発生[3]

本研究の目的は前者の問題点を解決することである。

文献[1][2]によれば、PV モジュールのバックシートとして一般的に用いられている PVF/PET/PVF の防水性が十分でなく、水分が浸透して EVA の加水分解により発生した酢酸が原因で、フィンガー電極の Ag / Si 界面の接触抵抗が増加すると示唆されている。

そこで、太陽光発電システムの既設 PV モジュール裏面に防水処理を行うことによってモジュール内部への水の浸透を防止することを研究することにした。この防水処理によって、発電出力の経年低下が抑制され発電システムの生涯発電量が増大し、発電システム生涯のモジュール交換率も低下し、よって、発電システムの発電コストが低減することが期待される。

具体的には、下図のように、既設の太陽光発電システムのモジュール裏面に防水処理を行うことで、モジュールの長期信頼性を大幅に改善することを狙いとしている。また、新製モジュールの裏面に防水処理を行うことで、長期信頼性を有する PV モジュールを市場に投入するという選択肢も視野に入れている。



基本的な防水処理形態

期待される発電システム出力経年変化の改善

図 III-2-①-(4)-1 基本的な防水処理形態と期待される効果

<発電コスト目標>

太陽光発電システムの出力低下を防止して総発電量の向上を図るとともに、併せて PV モジュール故障交換率の低減を図ることによって、太陽光発電システムの生涯発電コストを約 2 円/kWh、低減するという目的を掲げ、本研究を実施した。このコスト目標の導出過程を説明する。

① 経年出力低下率の低減と生涯発電量の増加

まず PV モジュールの経年出力低下率を、開発前 1[%/年]、開発後 0.5[%/年]と仮定した。

この場合、発電システムの年間予想発電量を A [kWh/年] とすると、生涯発電量は下表のように計算され、これに伴う生涯発電量増加率の増加は、 $(19A-18A) / 18A = 5.6\%$ と計算される。

表 III-2-①-(4)-1 経年出力低下率と生涯発電量

	経年出力低下率	20年間の生涯発電量
開発前	1 [%/年]	$\{1 - (20 \times 0.01 \times 1/2)\} \times 20A = 18A$ [kWh]
開発後	0.5 [%/年]	$\{1 - (20 \times 0.005 \times 1/2)\} \times 20A = 19A$ [kWh]

② 故障 PV モジュール交換費の低減

次に PV モジュールの年平均の故障交換率を、開発前 0.5 [%/年]、開発後 0.25 [%/年] と仮定した。故障 PV モジュール交換費、及び電気設備（含パワコン）修理費について計算した結果を下表に示す。修理費合計では、費用低減効果は、 $(2,625 - 1,875) / 2,625 = \text{約 } 29\%$ と計算される。

表 III-2-①-(4)-2 年間修理費の比較

費目		開発前	開発後
電気設備(含パワコン)修理費	(*1) [千円/kW・年]	1.125	1.125
故障 PV モジュール交換費	(*2) [千円/kW・年]	1.500	0.750
修理費合計	[千円/kW・年]	2.625	1.875

(*1) 電気設備の 20 年間の故障交換率を 50%、電気設備の初期設置費を 45 [千円/kW] と仮定し、電気設備修理費 [千円/kW・年] を、設置初期費 [千円/kW] × 故障交換率 [%] / 20 [年] という算式で計算した。

(*2) 新品 PV モジュール価格 = 100 [千円/kW]、交換工事費 = 200 [千円/kW] と仮定し、故障 PV モジュール交換費 [千円/kW・年] を、(新品 PV モジュール価格 + 交換工事費) [千円/kW] × 故障交換率 [%/年] という算式で計算した。

③ 生涯発電コストの低減

高圧連系システム（パワコン定格出力 1,960kW，モジュール Pmax 2,200kW）を例に、前 2 項の仮定を反映させてその生涯発電コストを試算した。計算結果を下表に示すが、これによれば、現状発電コスト 25.31 円/kWh を 23.30 円/kWh に引き下げることができる。（コスト削減効果：2.01 円/kWh）

表 III-2-①-(4)-3 太陽光発電システムの障害発電コスト比較

		開発前	開発後	
システム概要	パワコン定格出力 [kW]	1,960	同左	
	モジュール Pmax [kW]	2,200	同左	
	連系	高压連系	同左	
	土地面積 [m ²]	14,667	同左	
	発電量(初年度) [MWh/年]	2,310	同左	
	設備利用率 [%]	12.0	同左	
	運転年数(全量買取期間) [年]	20	同左	
	売電単価 [円/kWh]	32	同左	
	発電量低下率 [%/年]	1.00	0.50	
	生涯発電量 [MWh]	41,811	44,006	
資金借入条件	自己資金比率 [%]	20.0	同左	
	借入金利(年利) [%]	2.0	同左	
	返済期間 [年]	12	同左	
税負担	法人税、事業税等の実効税率 [%]	38.0	同左	
	固定資産税税率 [%]	1.4	同左	
	耐用年数 [年]	17	同左	
	償却率 [%]	0.059	同左	
建設費	システム建設費 [千円]	550,000	同左	
	土地造成費 [千円]	22,000	同左	
	接続費 [千円]	22,000	同左	
	建設費計 [千円]	594,000	同左	
運転維持費	人件費 [千円/年]	5,000	同左	
	定期点検費 [千円/年]	3,000	同左	
	修理費	電気設備(含パワコン)修理費 [千円/年]	2,475	同左
		故障 PV モジュール交換費 [千円/年]	3,300	1,650
	火災保険料 [千円/年]	297	同左	
	土地賃借料 [千円/年]	2,200	同左	
運転維持費計 (A) [千円/年]	16,272	14,622		
支払利息 (B) [千円/年]	3,201	同左		
固定資産税 (C) [千円/年]	3,742	同左		
減価償却費 (D) [千円/年]	29,700	同左		
発電コスト合計	(A)+(B)+(C)+(D) [千円/年]	1,058,301	1,025,301	
	(単位発電量当り) [円/kWh]	25.31	23.30	
IRR(内部収益率, Internal Rate of Return) [%]		5.96	7.75	

1.2 試験方法

<実験対象の防水膜>

本研究で実験対象とした防水膜を、防水膜分類記号とともに、下表に示す。

防水膜の形成に際しては、PV モジュールのバックシート材として最も一般的な TPT 材を基材として、その上に防水膜を形成した。

また、これらの防水膜を、ポリシラザン系、アルミ箔+粘着テープ系、アルミ箔+エポキシ系、及び蒸着シリカ+エポキシ系の4種類に分類した。

表 III-2-①-(4)-4 実験対象の防水膜一覧表

防水膜大分類	防水膜分類記号	防水膜の種類	防水膜厚[μm] (除 TPTの膜厚)
ポリシラザン系	IP	無機ポリシラザン / TPT	1.25
	IPOP	有機ポリシラザン / 無機ポリシラザン / TPT	1.5
	OP	有機ポリシラザン / TPT	5.1
	IP-E1	エポキシNo.1 / 無機ポリシラザン / TPT	15
アルミ箔 +粘着テープ系	ALTPS	アルミ箔+シリコーン系粘着テープ / TPT	80+20
	ALTPA	アルミ箔+アクリル系粘着テープ / TPT	50+20
アルミ箔 +エポキシ系	AF11-E2	エポキシNo.2 / アルミ箔11μm / エポキシNo.2 / TPT	15+11+15
	AF40-E2	アルミ箔40μm / エポキシNo.2 / TPT	40+15
蒸着シリカ +エポキシ系	GP-E1	[蒸着シリカ/PET] / エポキシNo.1 / TPT	20+15
	GPB-E2	[PET/蒸着シリカ/PET] / エポキシNo.2 / TPT	92+15

(註1) TPT: Tedlar-PET-Tedlar (Tedlar はDuPont社の商品名であって学術上の材料名はPVF。)

PVF: Polyvinyl Fluoride, PET: Polyethylene Terephthalate

これを基材として各種防水膜を形成した。

TPTの膜厚構成は、PVF 38μm / PET 250μm / PVF 38μm である。

(註2) 無機ポリシラザン: Inorganic Polysilazane (溶剤にはジブチルエーテルを用いた。)

(註3) 有機ポリシラザン: Organic Polysilazane (溶剤にはジブチルエーテルを用いた。)

(註4) エポキシNo.1, エポキシNo.2: 主剤は同じで硬化剤が異なるエポキシに名前を付けた。

<実験推進順序>

実験推進順序としてはまず、「防水膜味見試験」を行った。この試験は約 20cm 角の TPT バックシート基材に各種防水膜を形成したサンプルを対象に、水蒸気透過度測定と熱サイクル試験 (TC50 試験) によるクラック発生の有無の確認を行うというものである。試験の目標を、水蒸気透過度 (MVTR, Moisture Vapor Transmission Rate) < 1 [g/m³・日] の防水膜を見出すこと、とした。

この試験の結果を受けて、「防水処理法本試験」を行った。この試験は約 40cm 角の PV モジュール (4セルモジュール) のウラ面 (TPT) に各種防水膜を形成し、これを DH 試験 (Damp Heat Test, 85° C/85%RH) に供してその Pmax の変化を見るものである。試験目標としては、DH 試験における Pmax 低下率が 3500h で 5%以内、且つ防水膜無しのモジュールの Pmax 低下率と有意な差があること、とした。

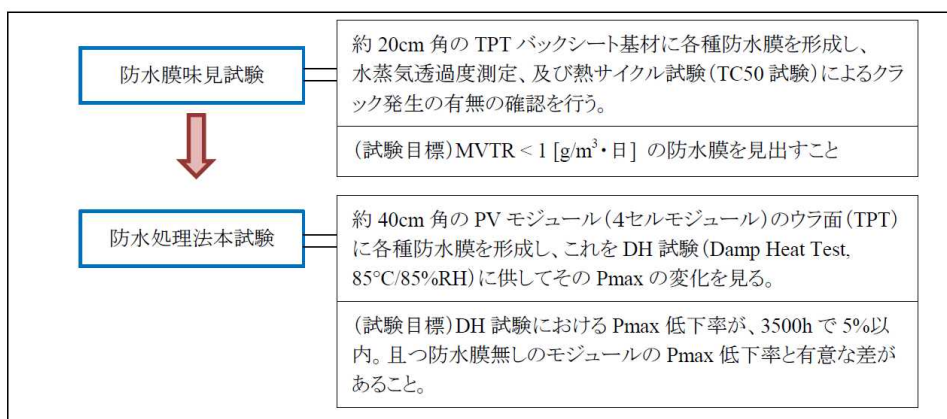


図 III-2-①-(4)-2 実験推進順序

<防水膜の形成>

防水膜形成は手作業により行った。表 III-2-①-(4)-5 に膜形成方法を示す。

表 III-2-①-(4)-5 防水膜形成方法

防水膜大分類	防水膜分類記号	防水膜形成方法
ポリシラザン系	IP	無機ポリシラザン刷毛塗り。
	IPOP	無機ポリシラザン刷毛塗り。⇒有機ポリシラザン刷毛塗り。
	OP	有機ポリシラザン刷毛塗り。
	IP-E1	無機ポリシラザン刷毛塗り。⇒エポキシNo.1刷毛塗り。
アルミ箔 +粘着テープ系	ALTPS	A社製粘着テープを手貼り。
	ALTPA	A社製粘着テープを手貼り。
アルミ箔 +エポキシ系	AF11-E2	アルミ箔11 μ mをエポキシNo.2で貼付け。⇒エポキシNo.2塗布。
	AF40-E2	アルミ箔40 μ mをエポキシNo.2で貼付け。
蒸着シリカ +エポキシ系	GP-E1	エポキシNo.1刷毛塗り⇒[蒸着シリカ/PET]をエポキシNo.1で貼付け。
	GPB-E2	[PET/蒸着シリカ/PET] をエポキシNo.2で貼付け。

<防水膜味見試験>

約 20cm 角の TPT バックシート基材に各種防水膜を形成し、

水蒸気透過度測定、及び熱サイクル試験 (TC50 試験) によるクラック発生の有無の確認を行う。

防水処理法本試験 約 40cm 角の PV モジュール (4 セルモジュール) のウラ面 (TPT) に各種防水膜を形成し、これを DH 試験 (Damp Heat Test, 85° C/85%RH) に供してその Pmax の変化を見る。

(試験目標) DH 試験における Pmax 低下率が、3500h で 5%以内。且つ防水膜無しのモジュールの Pmax 低下率と有意な差があること。

(試験目標) MVTR < 1 [g/m³・日] の防水膜を見出すこと

<MVTR 測定>

測定方法は、Mocon 法+赤外線センサ法 (JIS K 7129 の附属書 B に規定された方法) であって、温湿度条件としては、40° C / 90%RH を選定した。測定法の概要を下図に示す。

測定装置としては MOCON Inc. 製の型式 : PERMATRAN-W 3/33 を用いた。検出下限は 0.02 [g/m³・日] である。約 20cm 角の試料は、図のように測定装置の所定の寸法に切断し、測定に供した。

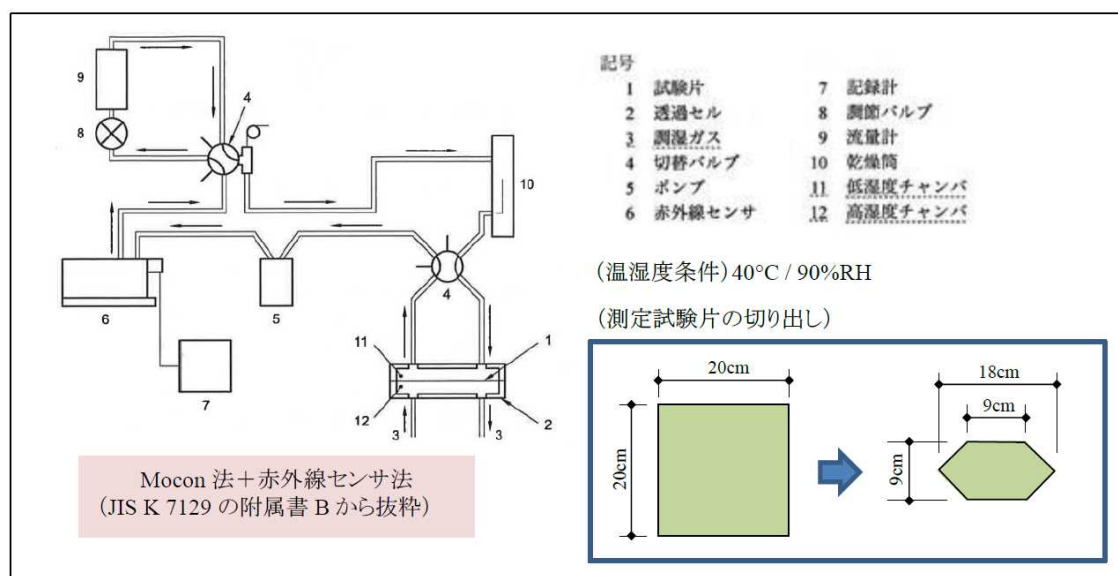


図 III-2-①-(4)-3 MVTR 測定方法

<4セルモジュール（防水処理法本試験用試験体）の構造と仕様>

防水処理法本試験に供した試験体、4セルモジュールの構造と仕様を、外観とともに次図に示す。

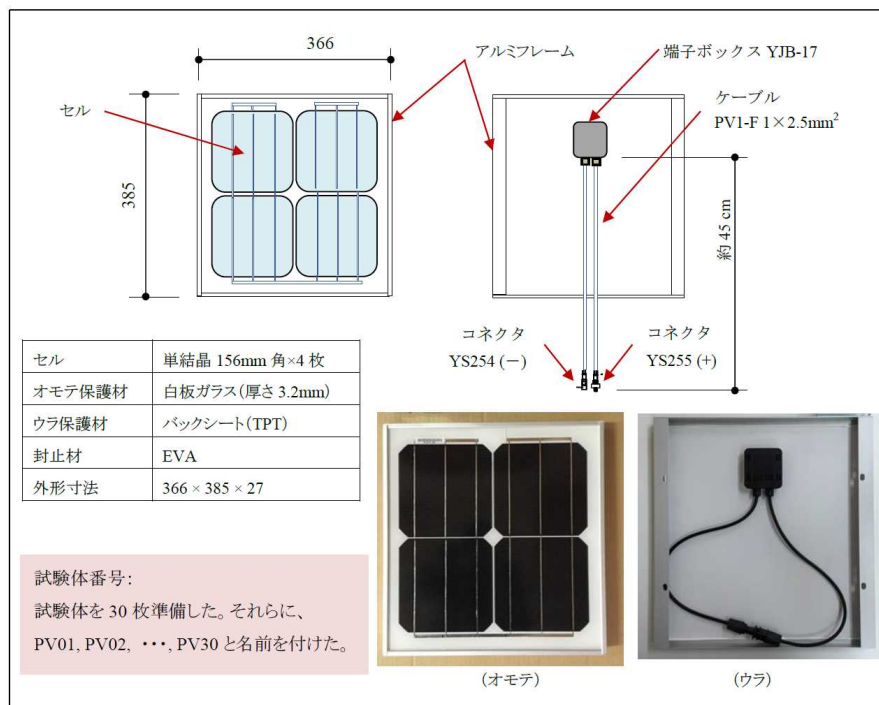


図 III-2-①-(4)-4 4セルモジュールの構造と仕様

1. 3. 防水膜味見試験の結果

MVTR 測定結果、及び表面クラック観察結果を一覧表にして、次表に示す。
また、次頁に表面のマイクロ写真と、亀甲模様のマイクロ写真のを示す。
なお、蒸着シリカ+エポキシ系については表面クラック観察を省略した。

表 III-2-①-(4)-6 MVTR 測定結果、及び表面クラック観察結果

防水膜 大分類	防水膜 分類記号	試料番号	MVTR [g/m ³ ・日]	表面クラック観察結果	
				MVTR測定後	TC50試験後
ポリシラザン系	IP	D-xx	2.2	無し	有り
	IPOP	C1-xx	2.1	(亀甲)(*1)	有り
	OP	T-xx	2.3	無し	有り
	IP-E1	A2-xx	2.1	(亀甲)(*1)	(亀甲)(*1)
アルミ箔 +粘着テープ系	ALTPS	ALS-xx	0.12	無し	無し
	ALTPA	ALA-xx	0.07	無し	無し
アルミ箔 +エポキシ系	AF11-E2	TC-xx	0.12	無し	無し
	AF40-E2	A40-xx	0.09	無し	無し
蒸着シリカ +エポキシ系	GP-E1	TB-xx	0.74	表面クラック観察は実施せず。	
	GPB-E2	GP2-xx	0.23		

(*1) (亀甲)と記載したのは、表面に亀甲状の様子が観察されるという意味。この模様はクラックではないと推測される。

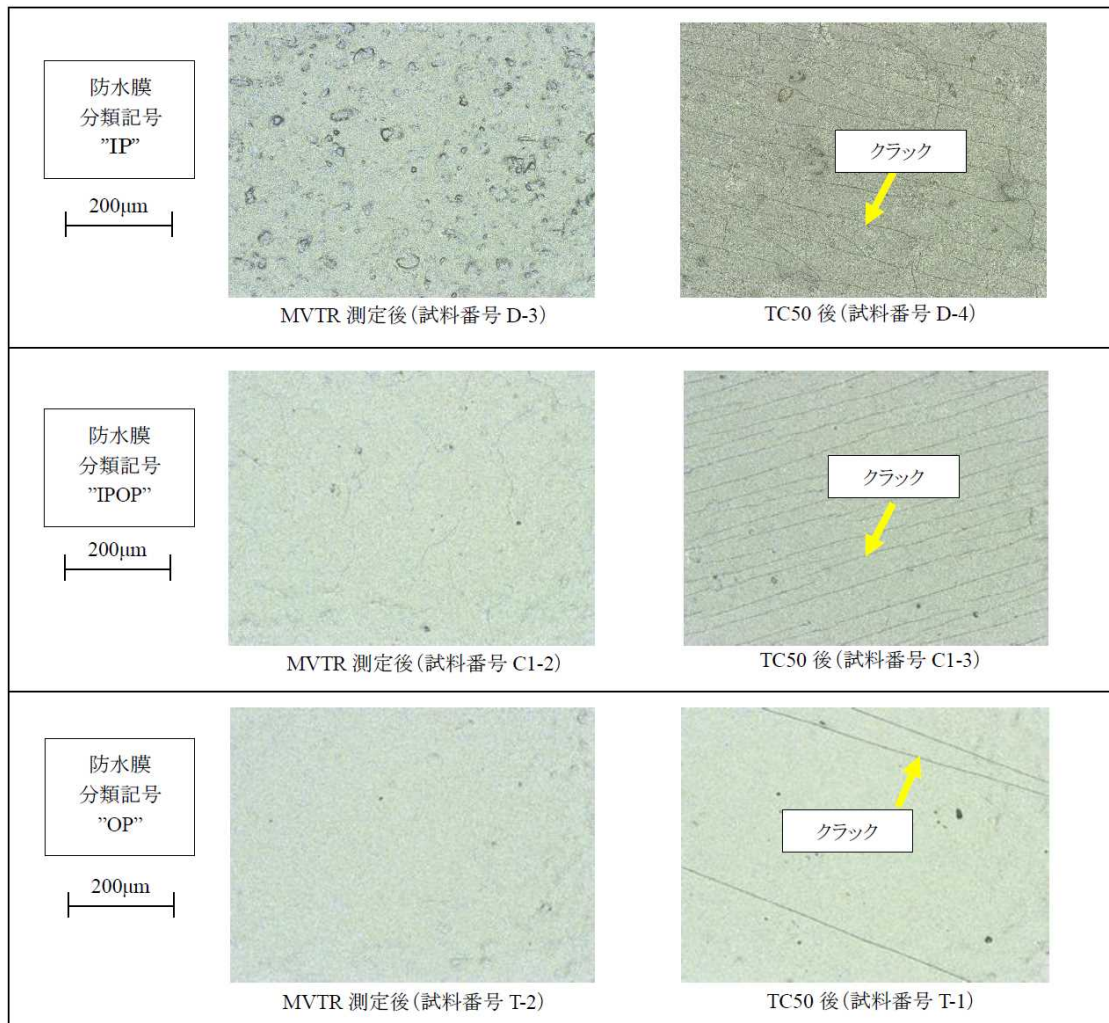


図 III-2-①-(4)-5 表面クラックのマイクロ写真

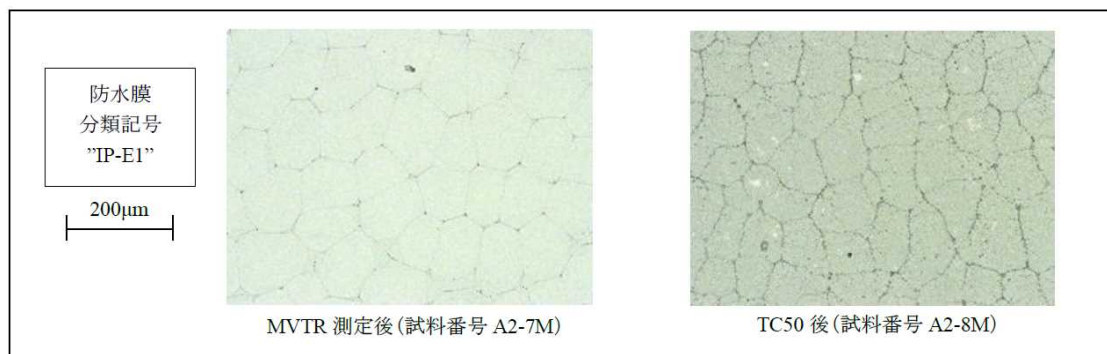


図 III-2-①-(4)-6 表面亀裂模様マイクロ写真

<評価結果>

- MVTR測定の結果、ポリシラザン系以外の3種類の防水膜はMVTR < 1 [g/m³・日]という研究目標を満たしている。これに対し、ポリシラザン系の防水膜のMVTRは、どれも約2 [g/m³・日]である。
- ポリシラザン系のIP（無機ポリシラザン）、IPOP（有機ポリシラザン/無機ポリシラザン）、及びOP（有機ポリシラザン）については、TC50試験後に表面クラックが観察された。これらの膜は他の防水膜に比べ、熱衝撃に弱い性質を有すると推察される。

c) ポリシラザン系のIP-E1（無機ポリシラザン/エポキシ）においては、TC50試験の前でも後でも表面に亀甲模様が観察された。この模様が何であるかは追究していないが、クラックではないと推測している。

1.4 防水処理法本試験の結果

MVTR 値が目標値を下回っていたポリシラザン系の防水膜もこの試験の対象とし、防水膜無しの4セルモジュールをレファランスとして試験に供した。

DH 時間 1000h, 2400h, 3500h における Pmax/初期 Pmax を評価したものが表Ⅲ-2-①-(4)-7、図Ⅲ-2-①-(4)-6 である。

表 Ⅲ-2-①-(4)-7 DH 試験結果 (85°C, RH85%)

防水膜大分類	防水膜分類記号	試験体番号	Pmax/初期Pmax [%]		
			DH 1000h	DH 2400h	DH 3500h
(防水膜無し)	REF	PV10	99.8	97.5	96.6
ポリシラザン系	IP	PV18	99.7	99.1	97.6
	IPOP	PV19	99.5	98.6	94.0
	OP	PV20	100.1	98.1	96.8
	IP-E1	PV21	99.7	99.1	96.5
アルミ箔+粘着テープ系	ALTPS	PV11	100.1	98.7	94.9
	ALTPA	PV13	99.5	99.4	96.5
アルミ箔	AF11-E2	PV29	99.5	97.7	96.9
+エポキシ系	AF40-E2	PV26	99.1	99.4	97.7
蒸着シリカ	GP-E1	PV17	99.7	99.5	97.2
+エポキシ系	GPB-E2	PV25	99.8	97.2	97.2

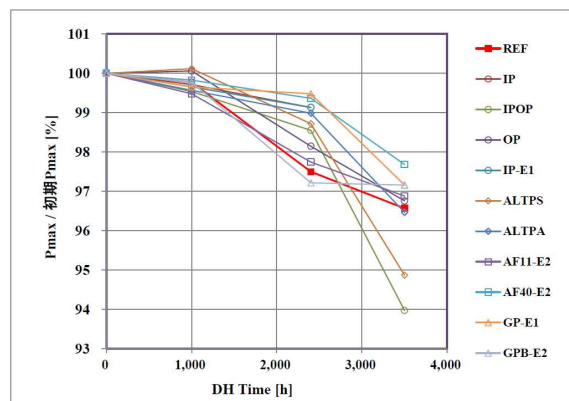


図 Ⅲ-2-①-(4)-6 DH 時間と Pmax/初期 Pmax の変化

<評価結果>

- 防水膜分類記号 IPOP（有機ポリシラザン/無機ポリシラザン）、ALTPS（アルミ箔+シリコーン系粘着テープ）については、DH 3500h における Pmax 低下率が5乃至6%だったものの、その他の8種類の防水膜については、当初の研究目標である「DH 3500h における Pmax 低下率 < 5%」を達成した。すなわち、今回試験対象とした防水膜によって、DH 3500h における Pmax 低下率が数%程度に抑えられることが判明した。
- しかしながら、防水膜無しのレファランスモジュールの Pmax 低下率も約3%と、防水膜を施したモジュールと同様の値を示しており、これが当初の我々の予測に反する結果となっている。すなわち、我々は、下図に示すように、レファランスモジュールの DH 3500h における Pmax 低下率を少なくとも30%と見込んでいたのである。（なぜ本研究においてレファランスモジュールの Pmax 低下率がこのように小さかったのかについては、究明できていない。）従って、今回試験対象とした防水膜が十分にその性能を発揮したと、レファランスとの比較を根拠として結論付けることはできない。

1.5 防水処理コストの検討

コスト評価の算出にあたっては、寸法：1650×991（平面積 1.635m²）、Pmax：250W の156mm角セル60枚のPVモジュールに対する塗布を前提とした。

<材料費の見通し>

本研究を通じて、ポリシラザン系材料、アルミ箔+エポキシ、及びアルミ箔+粘着テープの材料価格情報が得られたので、少々の仮定を設けて、材料費見通しをそれぞれの材料について計算した。それを表の形で示す。なお、蒸着シリカの価格情報を得ることはできなかったため、それについては検討しなかった。

表 III-2-①-(4)-8 ポリシラザン系材料のコスト見通し（無機ポリシラザン）（例）

無機ポリシラザン (含溶剤)	現在の調達単価		1,544	円/m ²
	大量調達時 (見込み)	調達単価(現在単価×70%)	1,081	円/m ²
		モジュール 1 枚当りのコスト	1,767	円/枚(250W)
		モジュール 1W 当りのコスト	7.07	円/W

表 III-2-①-(4)-9 アルミ箔+エポキシのコスト見通し（例）

アルミ箔(40μm厚)	現在の調達単価		371	円/m ²
	大量調達時 (見込み)	調達単価(現在単価×70%)	260	円/m ²
		モジュール 1 枚当りのコスト	425	円/枚(250W)
		モジュール 1W 当りのコスト (A)	1.70	円/W
エポキシ No.2	現在の調達単価		17	円/m ²
	モジュール 1 枚当りのコスト		28	円/枚(250W)
	モジュール 1W 当りのコスト (B)		0.11	円/W
合計 (A)+(B)			1.81	円/W

表 III-2-①-(4)-10 アルミ箔+粘着テープのコスト見通し（例）

アルミ箔(50μm) +アクリル系粘着テ ープ	現在の調達単価		534	円/m ²
	大量調達時 (見込み)	調達単価(現在単価×70%)	374	円/m ²
		モジュール 1 枚当りのコスト	611	円/枚(250W)
		モジュール 1W 当りのコスト	2.44	円/W

<防水処理コストの見通し>

前項の評価で最も材料費の安いアルミ箔 40μm 厚+エポキシの材料を適用する場合について、新製 PV モジュールの防水処理コストを計算した。それを下表に示す。

表 III-2-①-(4)-11 新製 PV モジュールの防水処理コスト（例）

原価項目	[円/W]	備考
材料費	1.81	アルミ箔 40μm 厚+エポキシの材料費(参照→表 5.1-b))
設備償却費	0.90	防水処理ラインの投資金額 0.5 億円、借入年利率 5%、生産量 40MW/年と仮定すると、設備償却費[円/W]=50[M 円]×(1+0.05×18/12) / (40[MW]×18/12)
人件費	0.30	(3[人]×4M[円/人年])/40[MW/年]
経費等	0.45	上記 3 項目の合計の 15%
合計	3.46	

本研究で想定した PV モジュールの売価は、約 100 円/W である。

新製 PV モジュールの価格競争の厳しさからして、その売価に防水処理コストを上乗せすることは出来ない。従って、防水処理コストは、製造原価率として耐えられる限界以下、例えば 3% (3 円/W) 以下に抑える必要があると考えられる。結論として、アルミ箔+エポキシ系防水処理のコストは製造原価率目標 3%程度になるので、その事業化可能性は高いと言える。

このような防水処理を施した新製 PV モジュールが、1 項で仮定した経年出力低下率の低減と PV モジュール故障率の低減をもたらすならば、太陽光発電システムの生涯発電コストを約 2 円/kWh、低減させることができる。

なお、次のことにも留意すべきであろう。

- ・ アルミ箔+粘着テープ系、ポリシラザン系についても、大量調達時価格によっては、実施可能性が出て来るので、引き続き市場動向を監視する必要がある。
- ・ 今回判明しなかった蒸着シリカの価格動向にも注視する必要がある。

<既設 PV モジュールに対する防水処理コストの見通し>

同様に、アルミ箔 40 μ m 厚+エポキシの材料を用いて防水膜を形成する場合を例に、太陽光発電システム現地において既設 PV モジュールに対して防水処理を行う場合のコストを計算した。それを下表に示す。

表 III-2-①-(4)-12 既設 PV モジュールに対する防水処理コスト (例)

原価項目	[円/W]	備考
材料費	1.81	アルミ箔 40 μ m 厚+エポキシの材料費(参照→表 5.1-b))
設備償却費	—	
人件費	4.00	2MW 規模のメガソーラー(PV モジュール枚数 = 8,000 枚)において、 2k[円/人時]×2[人]×15[分/枚]×8,000[枚]/2[MW] (手作業を前提。アルミ箔切断時間を含む。)
経費等	0.87	上記 3 項目の合計の 15%
合計	6.68	

既設 PV モジュールに対する防水処理費用は、表 III-2-①-(4)-3 に掲げたメガソーラーの場合、 $6.68[\text{円/W}] \times 2,200[\text{kW}] = 14.7[\text{百万円}]$ と計算される。

表 III-2-①-(4)-3 によれば、PV 発電システムの運転維持費中の修理費を次のように想定している。

		開発前	開発後
修理費 [千円/年]	電気設備(含パワコン)修理費	2,475	2,475
	故障 PV モジュール交換費	3,300	1,650
	修理費計	5,775	4,125

従って、例えば、防水処理効果が 10 年継続するならば、この費用を支払う価値がある。

すなわち、 $(3,300 - 1,650) [\text{千円/年}] \times 10[\text{年}] = 16.5 [\text{百万円}] > 14.7 [\text{百万円}]$ という計算結果になり、発電事業者はアルミ箔+エポキシ系防水処理の費用を支払っても、それ以上の修理費低減効果を得ると言える。

このような防水処理を施した PV モジュールが、1 項で仮定した経年出力低下率の低減と PV モジュール故障率の低減をもたらすならば、生涯発電コストを約 2 円/kWh、低減させることができる。

なお、次のことにも留意すべきであろう。

- ・アルミ箔+粘着テープ系、ポリシラザン系についても、大量調達時価格によっては、実施可能性が出て来るので、引き続き市場動向を監視する必要がある。
- ・今回判明しなかった蒸着シリカの価格動向にも注視する必要がある。
- ・既設 PV モジュールに対する防水処理作業工数が表 5.2.2 通りに実行できるかどうかについては太陽光発電システム現地における実証試験が必要である。

(5) 高耐久軽量低コスト架台開発と最適基礎構造適用研究[2015年～2017年度]

(奥地建産株式会社)

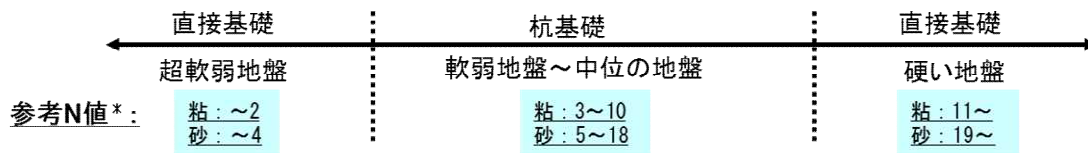
1. 成果詳細

1-1 地質調査による基礎構造と架台設計の最適化

実際に太陽光発電システムを設置する敷地での地盤調査の方法としては、一般的にスウェーデン式サウンディング試験が採用されている。

また、スウェーデン式サウンディング試験から求めた換算 N 値と基礎構造の関係を調べると、換算 N 値と経済性で最適な基礎構造が関連付けられる可能性があることが分かった。そこで、砂質土と粘性土の各換算 N 値で直接基礎、杭基礎のコストを算出して、太陽光発電架台のスパン間隔で比較した結果、架台のスパン間隔の大きな架台が、広範囲な換算 N 値で杭基礎に適していることが分かった。

太陽光発電システムの架台については、一般の建築物と異なり、風吹上時に大きな負方向の荷重を受けるため、その際の荷重により基礎形状が決定されることがほとんどである。直接基礎では、基本的に周面摩擦力が期待できないため、ほぼ基礎の自重によって風荷重に抵抗している。そのため、十分な抵抗力を得るには基礎形状を大きくしなければならず、その形状より必要以上に過大な地盤支持力を得てしまい、コストが過剰に大きくなることもある。それに対して、杭基礎は適切な地盤であれば、周面摩擦力により引抜に対して比較的有効であり、同時に適度な支持力も得られ、コスト的にも有効であることがわかった。図Ⅲ-2-①-(5)-1 に、各基礎に推奨されると考える各地質の N 値を示す。そして、この指標を裏付けるため、ある設計条件における各地質各換算 N 値での杭基礎、直接基礎のコストを比較した。



*: 地下水等の条件にもよる。

図Ⅲ-2-①-(5)-1 地盤に応じた基礎設計の指標 (参考例)

砂質土粘性土共に換算 N 値が低い所と高い所で杭基礎コストが、直接基礎のコストより高くなっていることが分かる。換算 N 値が低い所は、杭の支持力を確保するため、貫入深さが深くなるためであり、換算 N 値が高い所は、地盤が固くなるため、杭の貫入工法が困難になるためである。

また、図Ⅲ-2-①-(5)-2 に、各基礎で各地質でのコストが低くなる最適換算 N 値を示す。架台区分で比較すると、砂質土粘性土共に大中スパンが幅広い換算 N 値で杭基礎のコストが直接基礎のコストより低くなることが分かった。

架台区分	杭基礎		直接基礎	
	砂質土	粘性土	砂質土	粘性土
大スパン (4,000mm)	2~13	3~7	1~3 13~15	1~2 13~15
中スパン (2,000mm)	4~11	2~10	1~4 11~15	1~2 10~15
小スパン (1,000mm)	8~10	6~9	1~8 10~15	1~6 9~15

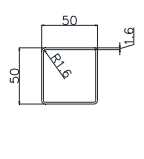
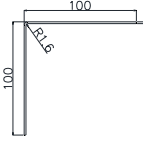
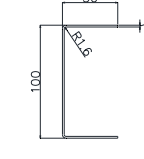
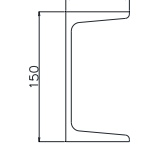
図Ⅲ-2-①-(5)-2 杭基礎、直接基礎でコストからの最適換算 N 値

1-2 軽量鉄材によるスパン拡大と JIS 改定に対応した架台設計技術の開発

架台と基礎のコスト低減を目指すには、架台の大スパン化が重要である。軽量鉄材（薄板鋼材の加工部品）を用いた軽量化された大スパンの架台を 3 種類提案し、基礎は杭基礎として、大幅なコストが低減できる新架台を開発した。この新架台では、JIS C 8955:2017 の改定に伴う設計荷重の大幅増加に対する構造安全性を確保するために改良を行い、実大載荷実験による検証を行った。その結果、従来工法と比較して架台重量 49%減、部材点数 34%減を達成し、架台・基礎のコスト（BOS コスト）の低減を実現した。

この新架台の開発では、既存架台と同様に厚さ 2.3mm 未満の超軽量鉄材をメインとして使用した。より十分な構造強度を持たせるため、「軽鋼構造設計施工指針・同解説」（以下、指針という）を参考にし、新たな部材断面を選定した。指針には、非対称断面の部材を曲げ材として用いる場合は、横座屈に対して十分な配慮をする必要があると指摘されている。

当該架台の開発に当たって、大スパンを跨るはり材について、特に横座屈が生じやすいと考え、非対称断面部材を避けて、対称断面を持つ角パイプを採用することにした。また、圧縮材に関しても、単一山形断面の部材は曲げねじれ座屈に対して特に弱い点も指針に指摘されているため、施工性も考慮し、柱材は溝形鋼を採用した（図Ⅲ-2-①-(5)-3）。

断面図				
断面形状	□-50 x 50 x 1.6	L-100x100x1.6	C-100x50x50x1.6	C-150x75x6.5x10
断面積	303.2	315.8	311.6	2371
サンブナン振れ定数	190552.8	270.9	268.7	61900.4
振れ定数比	100% (BM)	0.14%	0.14%	32.5%

図Ⅲ-2-①-(5)-3 部材断面の選定

上記の検討結果を元にした構想図を、図Ⅲ-2-①-(5)-4 に示す。杭に関して、1kW 当りに 1 本とした杭本数を従来工法とし、部材設計では指針を参考に断面性能を最大限発揮できる形状を設計し、新架台と比較して、部材点数比で 30%減、重量比では 37%減を実現できた（表Ⅲ-2-①-(5)-1）。

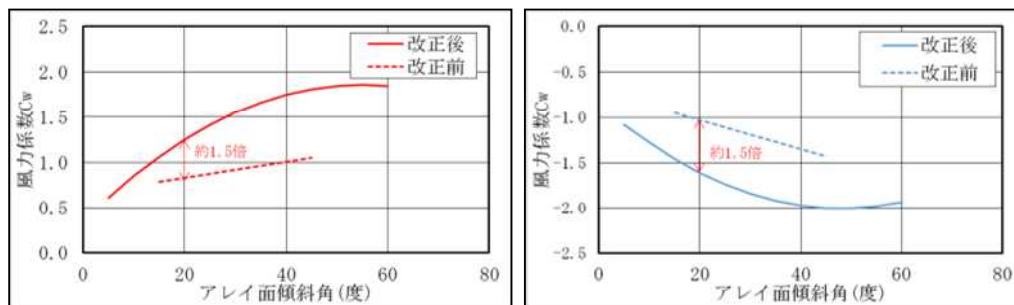


図Ⅲ-2-①-(5)-4 架台構想図（上：従来工法，下：新架台案）

表Ⅲ-2-①-(5)-1 従来工法の架台と新架台の比較

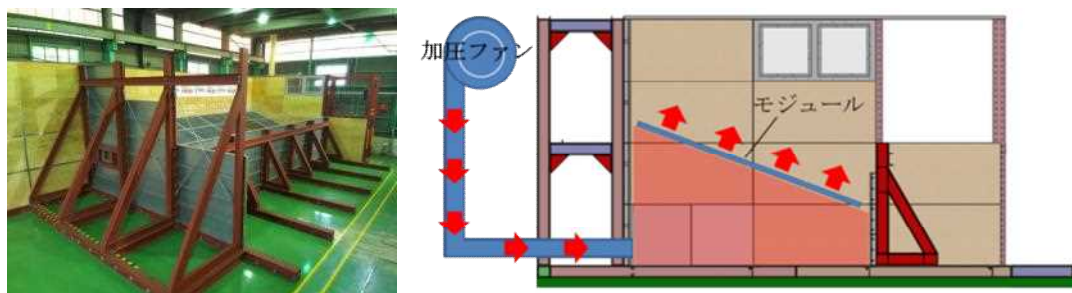
仕様	杭基礎				架台				杭・架台			
	杭本数 本/kW	100%	杭重量(杭金具含む) kg/kW	100%	部材点数 個/kW	100%	架台重量 kg/kW	100%	部材数合計 個/kW	100%	重量合計 kg/kW	100%
従来工法	1	100%	28.7	100%	235	100%	67.6	100%	236	100%	96.3	100%
新架台案	1	100%	19.5	68%	164	70%	41.4	61%	165	70%	60.9	63%

一方で情勢の変化として、架台の設計基準となる JIS C 8955 は、2017 年 3 月に JIS C 8955:2017 「太陽電池アレイ用支持物の設計用荷重算出方法」に改正され、風圧荷重が大幅に大きくなった。アレイ面傾斜角度 20 度の風力係数を例に見ると、正圧、負圧共に 1.5 倍程度大きくなったため、本研究の中間目標にて開発した軽量構造架構をベースに架台の改良を行った（図Ⅲ-2-①-(5)-5）。



図Ⅲ-2-①-(5)-5 風力係数 C_w の比較（左：正圧，右：負圧）

JIS C 8955:2017 の設計条件をもとに新架台のアセンブリ試験を行い、風圧荷重の増加に対応できていることを確認することとした。試験装置には、NEDO の「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト／太陽光発電システムの安全確保のための実証／耐風安全性および水害時感電防止を考慮した合理的設計手法の開発」の研究過程で製作した、圧力チャンバー方式動風圧試験装置（図Ⅲ-2-①-(5)-6）を共用使用した。目標荷重の条件を JIS C 8955:2017 とし、地表面粗度区分Ⅱ、設計用基準風速 34m/s、アレイ面傾斜角度 20 度とし、正圧荷重試験は 1036 N/m^2 、負圧荷重試験は -1334 N/m^2 とした。



図Ⅲ-2-①-(5)-6 試験装置概要（左：試験装置全景，右：負圧荷重の例）

このアセンブリ試験の結果から、新架台の耐風性能を評価する。許容応力度設計においては、各部材が弾性範囲内にあることが要求されるが、本試験結果のように荷重－変形曲線から弾性範囲を明確に設定できない場合には、終局耐力 P_{max} を安全率 S_f で除して許容耐力 P_a を求めることができる。

本試験でもこの計算方法にて架台の許容耐力を求めた（日本風工学会『太陽光発電システム耐風設計マニュアル』参照）。このときの安全率 S_f は 1.5～3.0 が推奨されており、ここでは最低値の $S_f=1.5$ と中間値の $S_f=2.0$ の場合で試験体の許容耐力 P_a を求め、以下に計算結果を示す。

正圧荷重試験： $P_a=3000/2.0=1500 \text{ N/m}^2$

$P_a=3000/1.5=2000 \text{ N/m}^2$

負圧荷重試験： $P_a=-2750/2.0=-1375 \text{ N/m}^2$

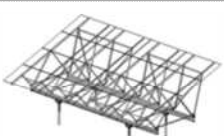

$P_a=-2750/1.5=-1833 \text{ N/m}^2$

ここで求めた許容耐力を目標荷重と比較すると、正圧・負圧共に目標荷重における架台の安全率 2.0 を満たしていることが確認できた。

以上の試験結果から、JIS C 8955:2017 の風圧荷重増加に対応した仕様であることが確認できた。また、破壊箇所は正圧・負圧共にパネル受けであったことから、パネル受けを強化することにより、目標荷重の条件以上に対応できる可能性についても確認できた。

情勢の変化に対応した JIS C 8955:2017 の設計条件を設定したアセンブリ試験結果により確定した最終仕様の新架台と従来工法との重量及び部材点数の比較を図Ⅲ-2-①-(5)-7 に示す。

比較の範囲は、新架台の土台梁を削減した効果を評価するため、架台全体から杭基礎だけを除いた部分とし、従来工法から部材点数 34%、重量比 49%削減結果が得られ、目標達成することができた。

架台仕様		部材点数	重量
 従来工法	4段4列 20度傾斜 杭基礎6本	272ヶ/kW	101kg/kW
 新架台	4段4列 20度傾斜 杭基礎6本	178ヶ/kW	52kg/kW
比較		▼34%	▼49%

※モジュール発電量：250W/枚

図Ⅲ-2-①-(5)-7 従来工法と新架台の比較

1-3 現場での作業効率を改善する低コスト施工技術の開発

従来架台の施工工数を分析し、工数低減ができる新架台案を提案した。

この工数低減を確認するため、従来架台と新架台案の試施工を実施し、施工方法の比較を行った。新架台案の全体工数は従来架台に対し、約 30%減を達成でき、最も工数減の効果があつたのは、土台梁を削減したことで、30%の内の約 8 割にあたる 23%を占めていたことが分かった。

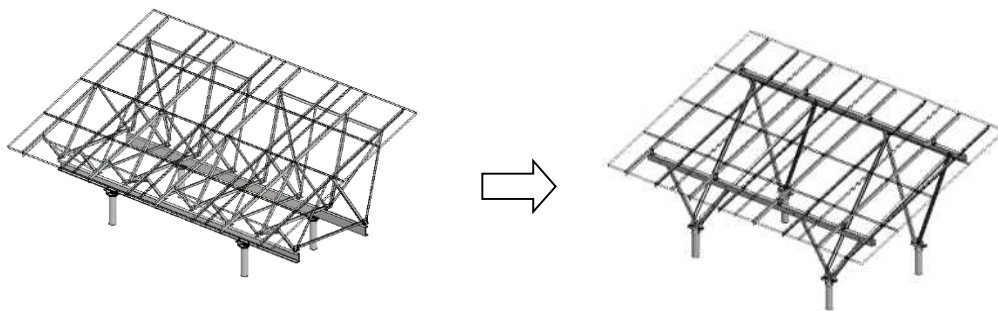
現場での作業効率の改善を目指した低コスト施工技術の開発を実現するため、まず従来架台の施工工数を分析し、工数低減ができる新架台を検討した。検討を進めるなかで従来架台と新架台の施工検証を実施し、施工方法の比較を行い、工数低減を確認することとした。施工検証を実施した組立状況を図Ⅲ-2-①-(5)-8 に示し、従来架台と新架台の概略図を図Ⅲ-2-①-(5)-9 示す。

従来架台と新架台の各々について、施工検証での工数を比較した結果を表Ⅲ-2-①-(5)-2 に示す。表Ⅲ-2-①-(5)-2 示すように、従来架台に対して新架台の全体工数は約 30%減を達成できた。また、最も工数減の効果が得られたのが、土台梁を削減したことで、約 30%の内の約 8 割にあたる 23%を占めていた。

さらに、新架台では部材点数の削減により、架台下の作業スペースを確保でき、今回の工数削減効果には含まれてはいないが、太陽電池モジュールの設置工事や電気工事等の作業効率の向上にもつながることが確認できた。従って、全工事では更なる工数削減が可能であると考えられる。



図Ⅲ-2-①-(5)-8 架台の組立状況



図Ⅲ-2-①-(5)-9 架台の概略図（左：従来架台、右：新架台）

表Ⅲ-2-①-(5)-2 施工工数の比較表

		施工工数			
施工内容		杭の貫入	土台梁設置	架台設置	全体工数
従来架台	工数（人工/MW）	39	49	128	216
新架台	工数（人工/MW）	39	0	112	151
工数低減割合（%）		-	23	7	30

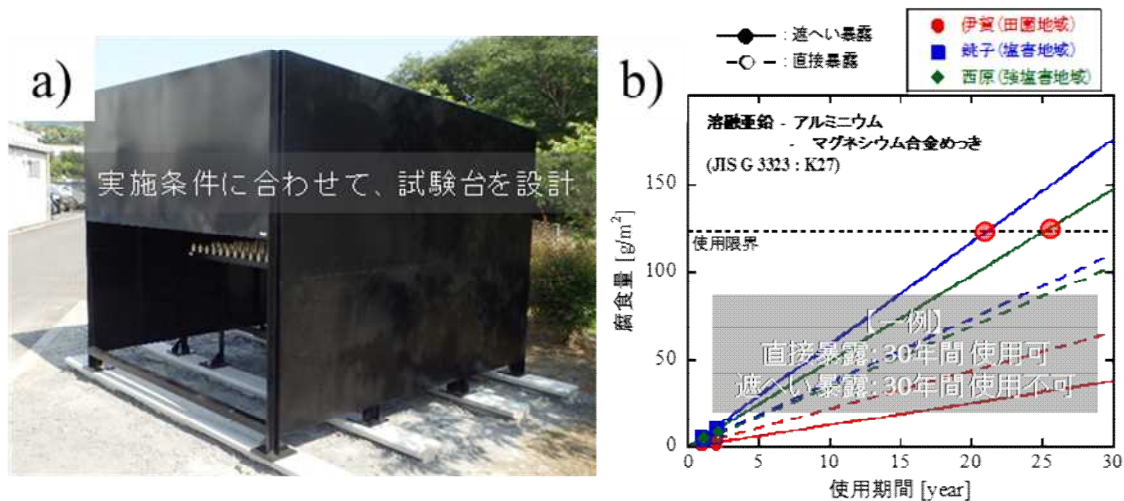
1-4 基礎・架台の長寿命化のための腐食対策技術の開発

太陽電池架台の腐食を検証するためには、遮へい暴露試験が有効であることがわかり、塩害環境に置かれた太陽電池架台材料表面には、塩分が堆積することが示唆された。また、これらの試験結果から内陸で腐食性がマイルドな環境、塩害環境、強塩害環境において、太陽電池架台材料の30年後の腐食を推定できた。

これによりメンテナンス時期の予測等が可能となり、最適な材料の選択が可能となった。水みち腐食に対しては55 mass%以上アルミニウムを含有するめっきを用いることが効果的であることが分かった。浅層土壌中の腐食については、腐食減肉が0.02 mm/yearを大幅に超えることが分かり、主に細粒分、pH、含水比を調べることで腐食性が評価できた。また、実環境における土壌含水比は降雨と相関しており、腐食速度の推定する可能性を示した。

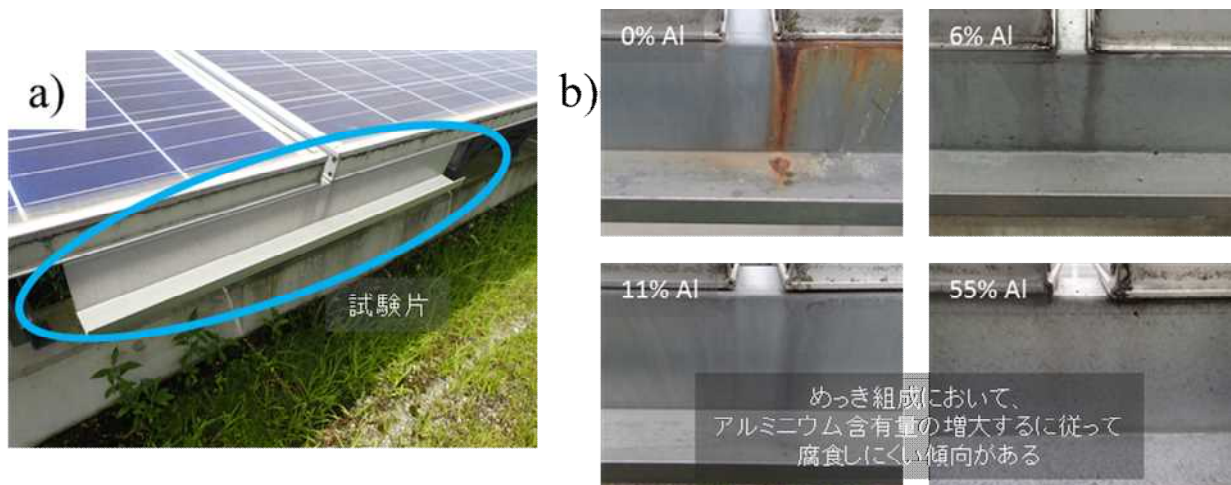
まず、太陽電池架台のおかれる環境を模擬して腐食を検証するため、大気暴露試験について調査した。太陽電池架台は太陽電池モジュールが屋根となり、直接、降雨の影響を受けない。この環境を模擬するためには遮へい暴露試験が有効であることがわかった。そこで各種表面処理を施した鋼材に対して、全国3ヶ所で遮へい暴露試験（図Ⅲ-2-①-(5)-10 a）を実施し、各鋼材の腐食減量を算出することで太陽電池架台のおかれる環境での耐食性を評価した。

評価は30年後の各鋼材の腐食量を推定することで実施した（図Ⅲ-2-①-(5)-10 b）。これにより直接暴露試験結果では、太陽電池架台に使用する材料の耐食性を十分に評価できないことがわかった。また、遮へい暴露試験結果から、太陽電池架台に使用する材料の耐食性をより正確に評価できたことで、メンテナンス時期の予測が可能となった。加えて、太陽電池を設置する環境ごとに、ライフサイクルコストが最適化される材料を選択することが可能となった。



図III-2-①-(5)-10 a)遮へい暴露試験台と b)大気暴露試験結果から推定された腐食量の一例

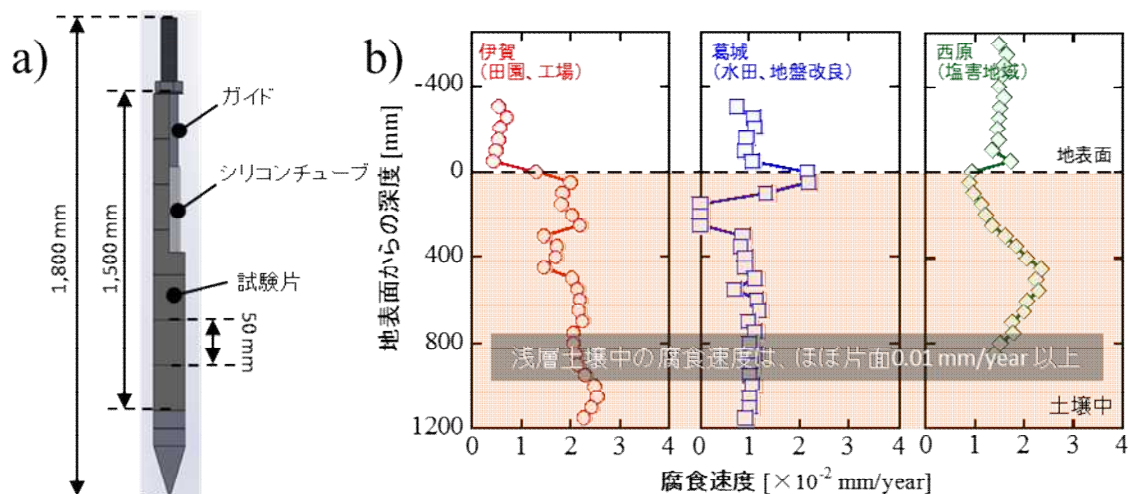
しかし、太陽電池架台全体が、直接、降雨の影響を受けないわけではない。架台の一部では、太陽電池モジュールで集められた結露水や雨水が滞留したり、伝え流れたりすることがほとんどである。このように水が滞留したり、流れたりする場所で見られる腐食（以降、水みち腐食とする）は、大気暴露試験で得られる腐食状態と異なるため、ここでの腐食状態を調査した。当社では、太陽光発電所内の当該環境に各種表面処理を施した鋼材を設置（図III-2-①-(5)-11 a）し、外観観察を行った（図III-2-①-(5)-11 b）。琉球大学では水みち腐食を再現する実験を行い、水みち腐食における液量の影響や溶液中のアニオンの影響などを調査した。これらにより、水みち腐食の進行は非常に速いことがわかり、水滴落下によるエロージョンの影響はほとんどなく、濡れ時間の影響が大きいことがわかった。また、水みち腐食に対する耐食性は、表面処理のアルミニウム含有量が多くなるほど向上することがわかった。



図III-2-①-(5)-11 a) 水みち腐食 試験片と b)各試験片の外観観察結果

ここまで、太陽電池架台の腐食について述べたが、施工性の向上やコストメリットから、架台の基礎に鋼製杭を用いることが多くなったことで、基礎にも腐食が容易に発生する可能性が出てきた。架台の基礎に用いる鋼製杭は、直接、土壤に打込まれ、杭頭が突出しているが、建築や土木の分野で用いられる鋼製杭は完全に埋設されている。このような土壤中での腐食速度は、土壤によらず片面 0.01 mm/year とされている。そこで架台の基礎に用いる鋼製杭が接する環境である地際部を含む浅層土壤中でも土壤腐食の腐食速度として一般的な片面 0.01 mm/year が適応できるのか、また、土壤腐食に対する溶融亜鉛めっきの有効性を調査した。

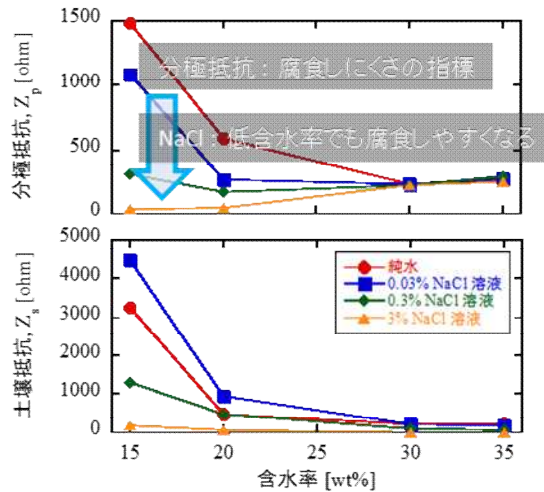
この調査では土壌中各深度の腐食減量を算出できるようにした杭（図Ⅲ-2-①-(5)-12 a）を用いた暴露試験と溶融亜鉛めっき鋼板（JIS G 3302）加工して作られた一般構造用炭素鋼鋼管（JIS G 3444）を杭として用いた暴露試験を実施した。腐食減量から各深度の腐食速度の算出（図Ⅲ-2-①-(5)-12 b）により、浅層土壌中の腐食性評価を行い、電子線マイクロアナライザーを用いた溶融亜鉛めっき鋼管断面の元素マッピングで土壌腐食に対する溶融亜鉛めっきの有効性を評価した。浅層土壌中で得られた多くの腐食速度は、片面 0.01 mm/year と同等程度か上回っており、杭頭が突出しており、雨水や大気の影響を受けやすく、腐食しやすい環境であることがわかった。また、大気中では高い耐食性を発揮する溶融亜鉛めっきも、土壌中ではめっき層の腐食が非常に早く、効果的な防食方法ではないことが示された。



図Ⅲ-2-①-(5)-12 a) 土壌中の各深度の腐食減量を測定することが可能な杭の模式図と
b) それらの腐食減量から求められた腐食速度

また、土壌腐食による腐食速度は土壌によらず画一的な値が用いられることから、想定以上に腐食することで生じるメンテナンスコスト増や、不必要な防食によるコスト増等が考えられる。そこで琉球大学では土壌の腐食因子を特定するため、土壌を電解質とした電気化学試験を実施した。土壌の含水率や含有イオン、乾湿繰返しの影響など多数の因子を検討しているが、腐食因子の特定には至っていない。ここでは、土壌中の NaCl が土壌腐食に与える影響を図Ⅲ-2-①-(5)-13 に示す。この結果から、土壌中の NaCl により、土壌中に水分が少ない状態（含水率 20%以下）でも高い腐食性を示すことがわかった。

以上のことから、鋼製杭の土壌腐食へのメンテナンスは難しく、現在のところ、有効な防食処置は腐食しろの確保のみとわかった。実験により得られた最大腐食速度から片面につき約 1 mm の腐食しろを確保することで、30 年間使用することが可能であることがわかった。



図Ⅲ-2-①-(5)-13 NaCl を添加した土壌を電解質としたときの含水率と分極抵抗、土壌抵抗の関係

1-5 基礎・架台の試験方法の策定

安全かつ経済性の高い、高度な設計の確立を目指すため、地上設置型太陽光発電システムの架構及び基礎（杭）の構造強度を評価するための試験方法を策定した。

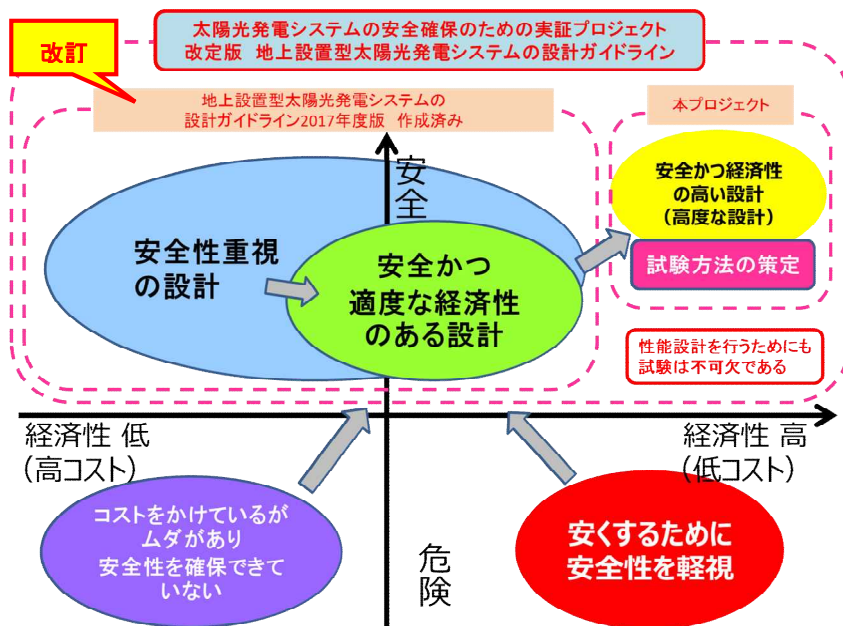
砂袋や油圧ジャッキを用いることで高度な試験設備を不要とし、簡易的かつ適切に構造強度の妥当性を評価できる試験方法を作成した。

背景として、太陽光発電システムの基礎・架台の設計を行うために、JIS 以外に明確な基準や指針等はなく、安全性や経済性を更に高める必要がある。本プロジェクトでは、安全かつ経済性の高い基礎・架台を実現するとともに、高度な設計手法の確立を目指すため、地上設置型太陽光発電システムの構造耐力等に関する試験を積極的に活用する設計手法を提唱する。

既存の太陽光発電システムにおいて、台風等の強風に伴うパネル飛散、架台損壊等の事例が生じていることから、基礎・架台の設計ガイドラインの早急な策定が求められている。この社会的要請に応えるため、「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト」の一環として、本プロジェクトに加えて、「太陽光発電システムの安全確保のための実証プロジェクト」が 2016 年度に一般社団法人太陽光発電協会と共同で採択され、既に上記「地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン 2017 年版」および「地上設置型太陽光発電システムの構造設計例（鋼製架台）」を作成した。

2018 年度には、「地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン 2019 年版」に改訂するとともに「地上設置型太陽光発電システムの構造設計例（アルミニウム合金製架台）」並びに各種技術資料を追加作成した。

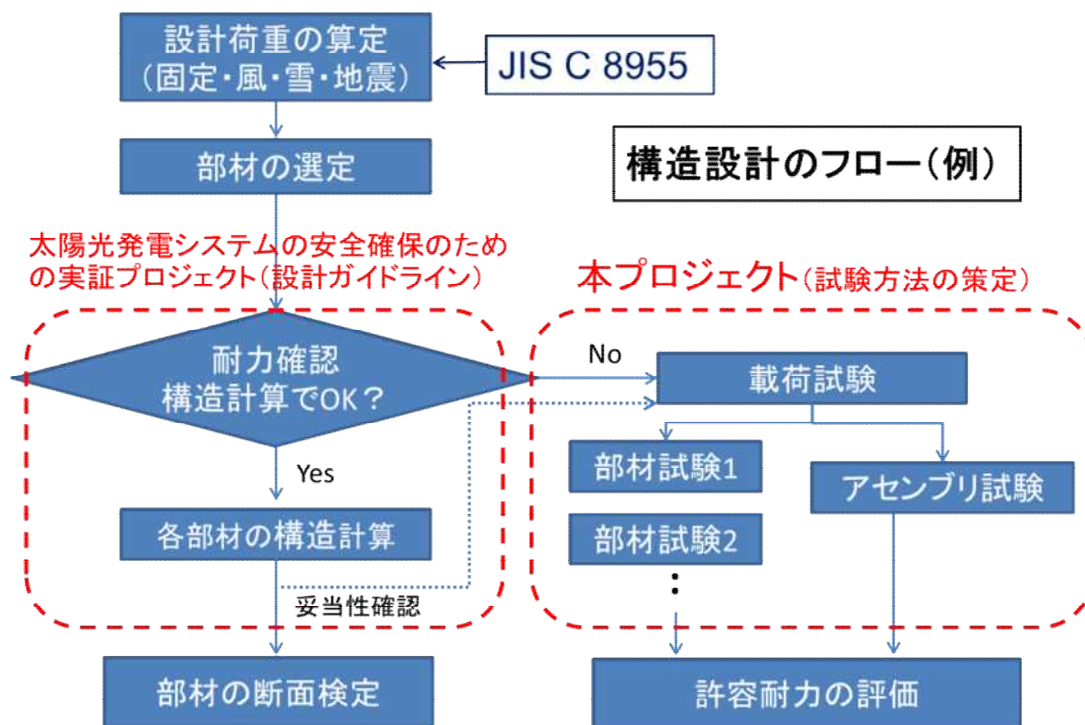
これらのプロジェクトや、作成済みのガイドラインなどの関係を模式化した概念図を図Ⅲ-2-①-(5)-14 に示す。



図Ⅲ-2-①-(5)-14 基礎・架台の試験方法の策定に関する概念図

前述した「太陽光発電システムの安全確保のための実証プロジェクト」で作成した地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン等は、軽量・大スパン・高耐久の基礎および架台の実現を目的とした内容であり、安全かつ BOS コスト低減を目指すために構造計算のみでは安全性の判断が難しい構造（例えば薄板鋼構造）についても言及している。このため本プロジェクトで策定した杭や架台の載荷試験結果の積極的な利用を基本とした内容でまとめた。

当社は上記ガイドラインの策定作業において、一般社団法人太陽光発電協会と連携して有識者や専門家からの助言や指導を受けている。その一例として、基礎・架台の構造設計のフローを図Ⅲ-2-①-(5)-15 に示す。



図Ⅲ-2-①-(5)-15 構造設計のフロー (例)

地上設置型太陽光発電システムの基礎・架台の試験方法の策定の一環として、有識者・専門家等からの継続的な指導・助言を受けながら、地盤強度に応じた基礎工法の提案をはじめ、軽量鉄材断面（薄板鋼材等）を使用した架台設計の要領および架台設計における妥当性の評価を行うための部分試験やアセンブリ試験の試験方法を策定した。

なお、前提として基礎の設計ではコンクリート基礎と杭基礎が分けられるが、コンクリート基礎の設計においてはコンクリートの自重により構造安全性を判断できることから、基礎に関する試験方法では杭基礎に限定することとする（図Ⅲ-2-①-(5)-16）。

試験	基礎（杭試験）	架台試験
試験名	● 地上設置型太陽電池アレイ用基礎杭の支持力評価試験方法	● 地上設置型太陽電池アレイ用架台の耐力試験方法
試験方法	● 引抜き荷重試験 ● 押し込み荷重試験 ● 水平荷重試験	● 正圧荷重試験 ● 負圧荷重試験
ポイント	● 特殊な試験装置が不要 ● 仮設資材を使用して試験が可能 ● 一般的な重機等で反力を確保	● 特殊な試験装置が不要 ● 砂袋の準備だけで試験が可能 (必要に応じて変位計の準備)

図Ⅲ-2-①-(5)-16 試験方法

2. 実用化・事業化見通し

本実証事業で開発した超軽量構造架構については、技術的な開発は完了している。構造安全性では、NEDOの「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト／太陽光発電システムの安全確保のための実証／耐風安全性および水害時感電防止を考慮した合理的設計手法の開発」の研究過程で製作した、圧力チャンバー方式動風圧試験装置を共用使用して、その安全性を確認した。

また、経済性の側面においても、従来工法と比較して架台重量 49%減、部材点数 34%減を達成し、且つ、最適な基礎設計を可能である。

最終目標としても、基礎・架台部分の導入コストとして 8 万円/kW 以下（太陽光発電システムの価格、20 万円/kW 以下）に対して、本研究結果では、基礎・架台部分の導入コストが 5.7 万円/kW（太陽光発電システムの価格、17.6 万円/kW）を実現できた。

上記により、架台・基礎のコスト低減を実現し、市場での競争力があることから事業化できており、販売している状況である。

3. 波及効果

基礎・架台の長寿命化のための腐食対策および補修技術の開発により、再生可能エネルギーの固定価格買取制度の終了後(20 年以降)でも、基幹電源として再投資可能な太陽光発電システムの実現が期待できる。また、基礎・架台に関する製品の材料使用量低減により環境負荷の低減にできた。

4. 今後の展開

今回の太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクトを通じて、太陽光発電システムの建設における BOS コスト低減を実現するため、地質調査による基礎構造と架台設計の最適化や軽量鉄材（薄板鋼材の加工部品）によるスパン拡大と高耐久性架台設計技術の開発などの研究成果より、基礎・架台の構造安全性を確保するための重要性が感じられた。

本研究開発では各種の敷地形状・地盤構成に最適な基礎構造と架台を提案できるシステム構築を行い、合わせて長期耐久性を実現させるためにこれまで蓄積してきたデータや追加的な促進試験を実施することにより、架台構造の長寿命化を図り、維持・管理費の削減によるライフサイクルコストの削減を図ることを研究開発の目的としたが、施工方法に関する標準化や基礎杭・架台の試験方法の更なる充実などの検討が必要と思われる。

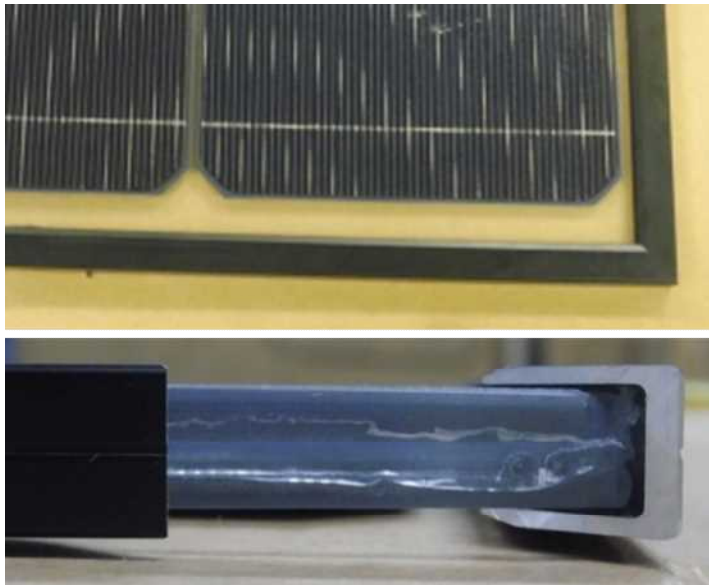
(6) 長寿命モジュール対応の低コスト太陽光発電システムの開発、実証

[2017年～2018年度] (三洋電機株式会社)

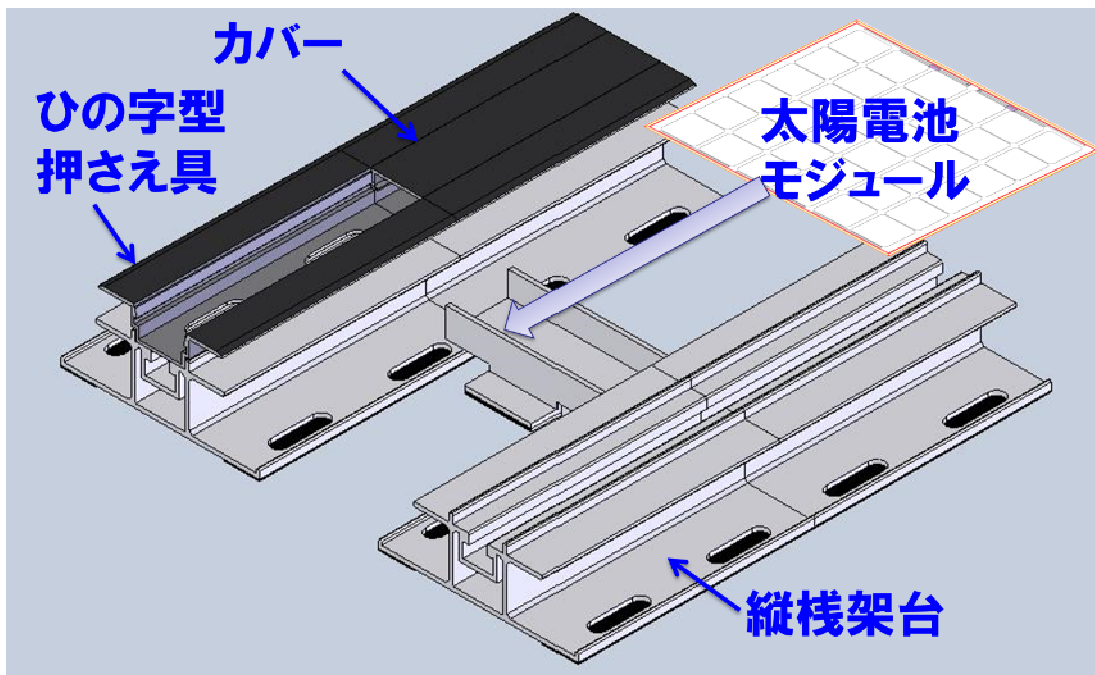
1. 成果詳細

(1) 低コスト架台と低コスト施工技術の開発

施工が容易で安価なコの字型フレーム構造の両面ガラス太陽電池モジュール (図Ⅲ-2-①-(6)-1) と、太陽電池モジュールを上から押さえて固定する簡素な構造の縦棧架台 (図Ⅲ-2-①-(6)-2) を開発した。コの字型太陽電池モジュールフレームと縦棧架台の構造は、太陽電池モジュールの裏面側が熱交換しやすいフラットな構造になっているため、(2) で説明する空冷による冷却技術と相性がよく、スムーズな通気を可能とする仕様である。



図Ⅲ-2-①-(6)-1 コの字型フレーム構造の両面ガラス太陽電池モジュール

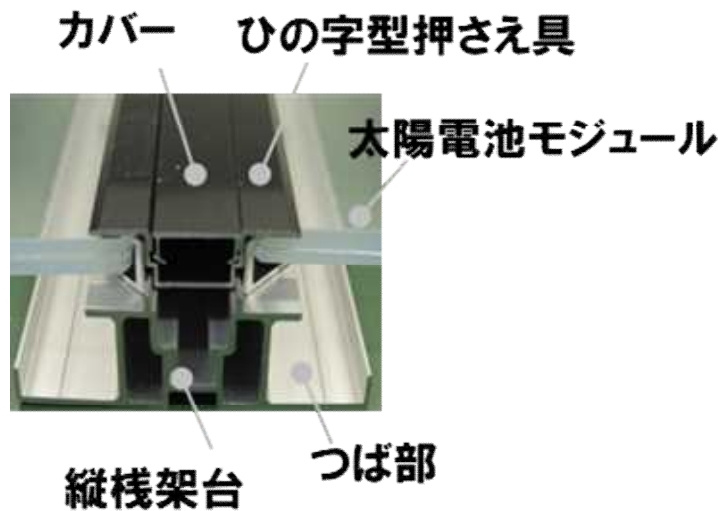


図Ⅲ-2-①-(6)-2 縦棧架台イメージ図

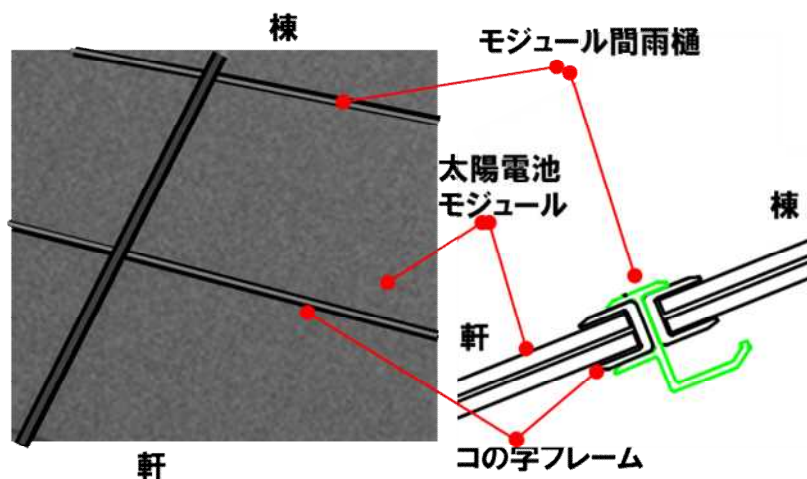
縦棧架台は野地面に直接架台を設置する仕様のため、雨漏りしないように排水処理を考える必要がある。縦棧架台の下面に排水用のつば部を伸ばし、端部を立ち上げることで排水用の通路とした（図Ⅲ-2-①-(6)-3）。また軒棟方向は太陽電池モジュール同士を突き合わせて設置することで、突き合わせ部分にはモジュール間に隙間が生じて野地面に雨が漏れるため、太陽電池モジュールの突き合わせ部に雨樋を追加し、縦棧架台のつば部への排水を可能とした（図Ⅲ-2-①-(6)-4）。

耐風性の評価として、後述の実寸サイズの通気システムに対してシミュレーションを実施。（図Ⅲ-2-①-(6)-5）超大型台風並みの 60m/s に対し、2 方向からの風を当てた場合で確認したところ、モジュールに対しては最大でも 2000Pa 程度であることを確認。2018 年に大きな被害をもたらした台風 21 号通過時に、実寸サイズの通気システムを暴露評価していたが特に損傷は確認されなかった。

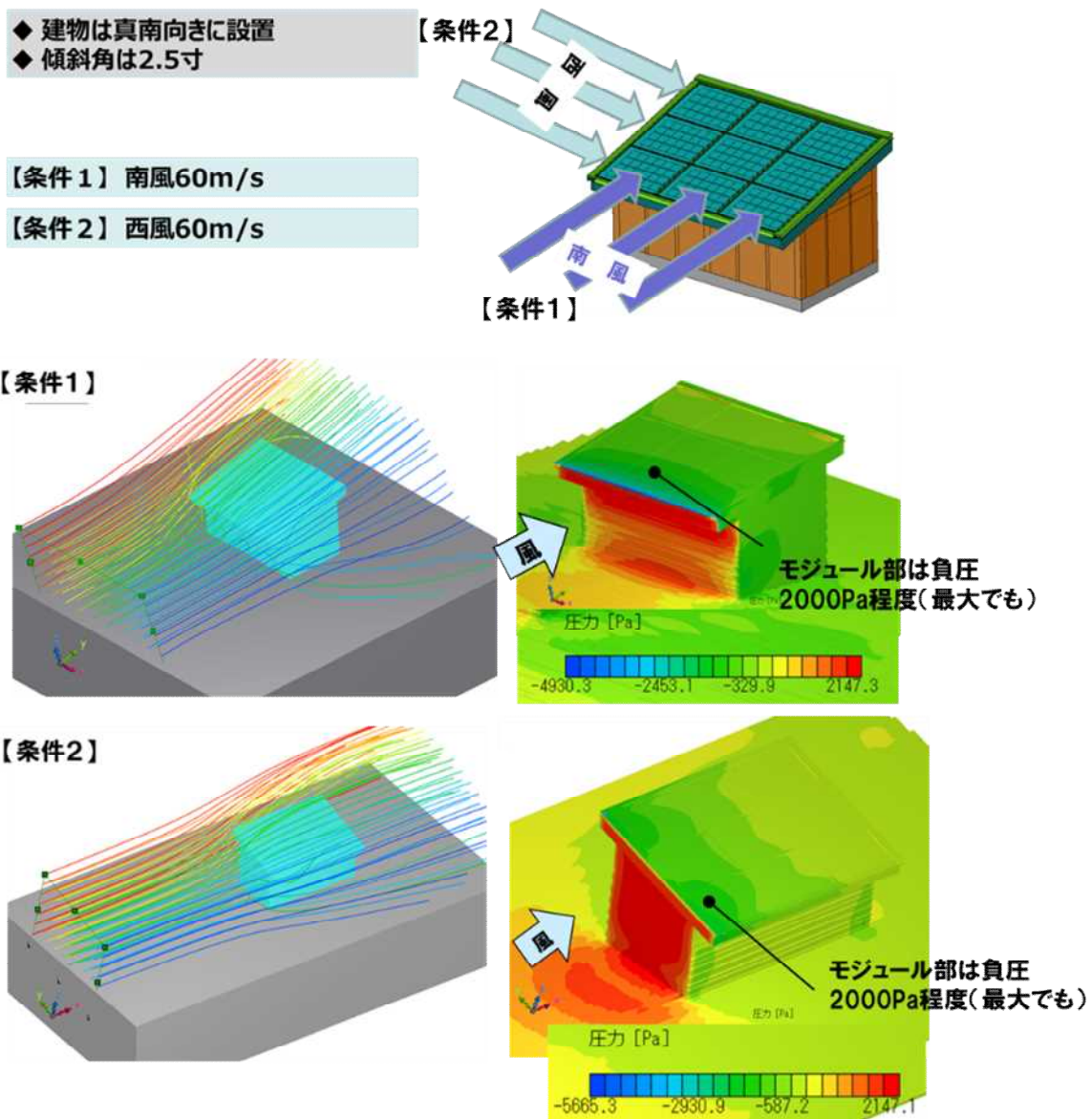
低コスト化については、縦棧架台に「ひ」の字型押さえ具、カバーと簡素な構造にしたことで、従来の弊社工法と比較して 3%の部品数削減に成功し、0.4 円/kWh 削減を確認した。



図Ⅲ-2-①-(6)-3 縦棧架台



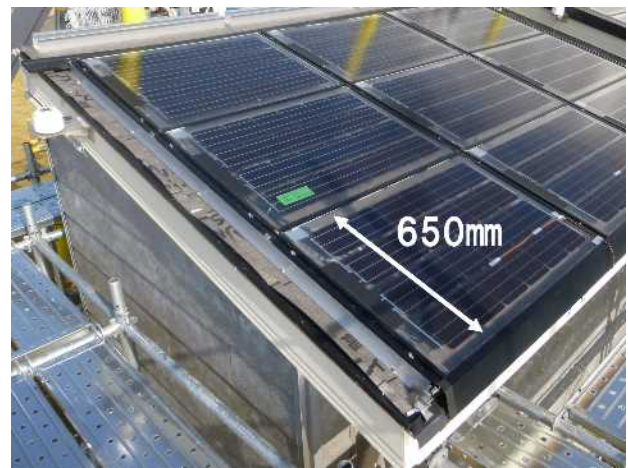
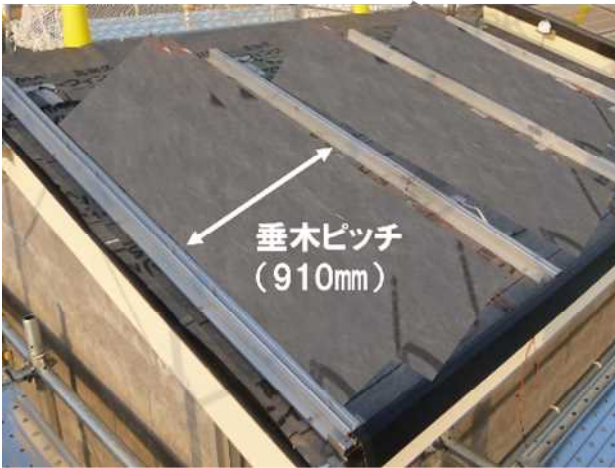
図Ⅲ-2-①-(6)-4 モジュール間雨樋イメージ図



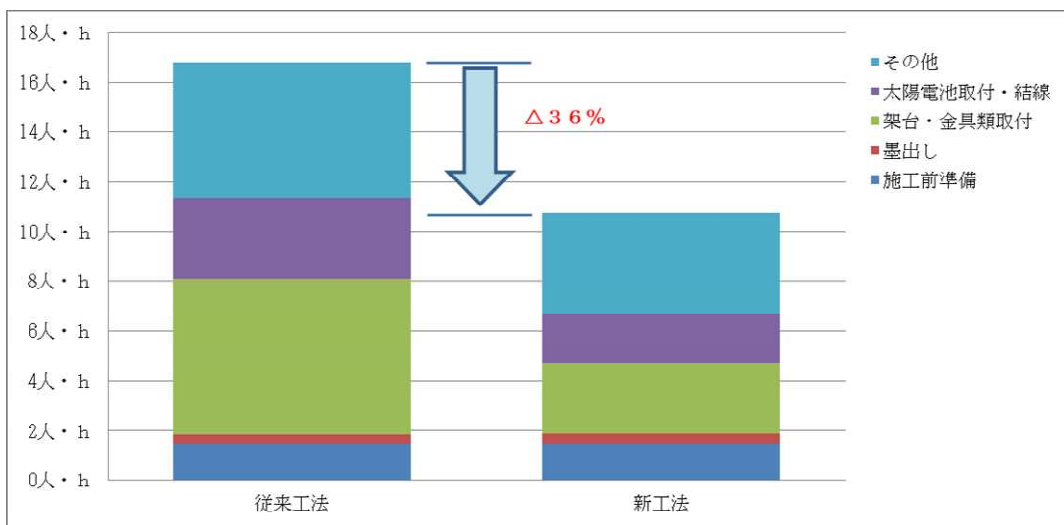
図Ⅲ-2-①-(6)-5 耐風性のシミュレーション

施工に関しては太陽電池モジュールの取り回しを改善するために、一人でも作業可能な小さめのサイズとし、縦棧架台は垂木ピッチ間で設置する仕様（図Ⅲ-2-①-(6)-6）にすることで、墨出の一部省略や縦棧架台を直接野地面に固定するなど、施工方法を容易にすることで従来工法と比較して施工工数約36%削減を確認した（図Ⅲ-2-①-(6)-7）。

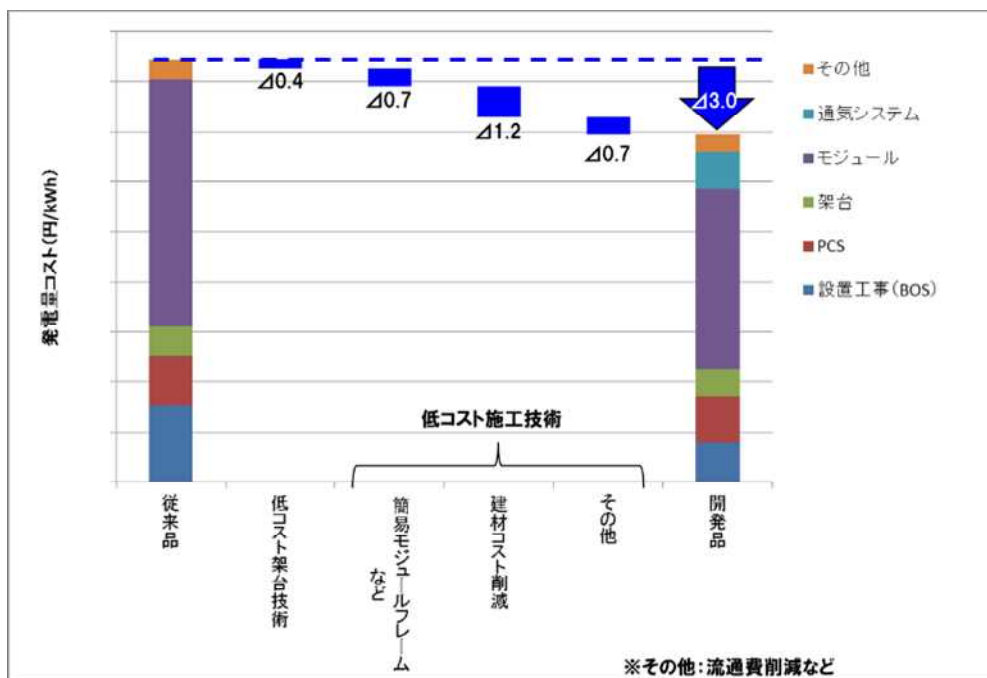
太陽電池モジュールフレームを簡易のコの字型にすることで、材料費の削減や架台の簡易構造化を可能とし0.7円/kWh削減を確認した。更に太陽電池モジュールが屋根材機能を有することで、瓦の代わりとすることで建材費用の削減も可能となり、1.2円/kWh削減を確認した。また、その他として部品数削減等による流通費などで0.7円/kWh削減を確認し、目標である累計3.0円/kWhの削減を確認した（図Ⅲ-2-①-(6)-8）。



図III-2-①-(6)-6 実寸サイズの通気システム設置風景 (3段3列)



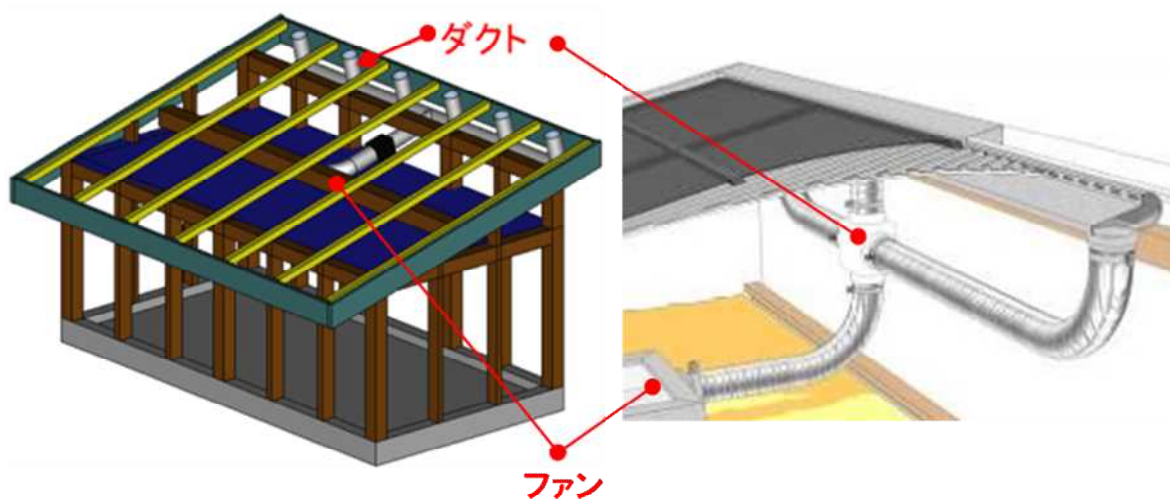
図III-2-①-(6)-7 従来工法と新工法の施工工数 (人・h)



図III-2-①-(6)-8 低コスト架台と低コスト施工技術の発電コスト低減効果

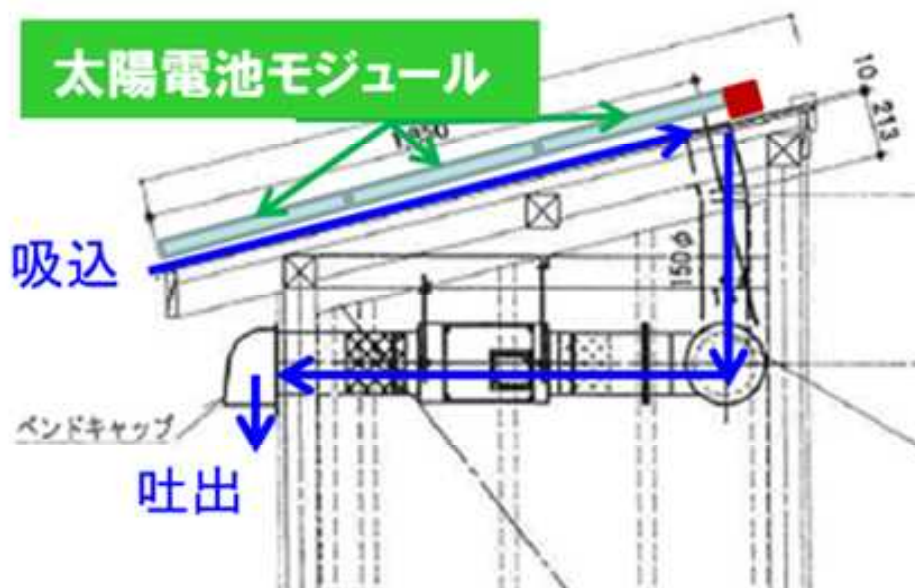
(2) 冷却技術の開発

前述の縦棧架台により太陽電池モジュールと屋根下地との間に空間を確保し、ファンとダクトから成る通気システムにより、太陽電池モジュールを冷却する構造である（図Ⅲ-2-①-(6)-9）。



図Ⅲ-2-①-(6)-9 冷却技術搭載家屋のイメージ図

太陽電池モジュールと架台、屋根周辺の金物によって、太陽電池モジュールと屋根下地の空間は閉じられており、その空間内を軒から棟に向かってファンにより通気することでモジュールを冷却する（図Ⅲ-2-①-(6)-10）。しかし、太陽電池モジュールの冷却用に新たにファンを設置すると、費用がかかるため、最終的には住宅用の24時間換気に使用するファンを利用する方向で検討していく。



図Ⅲ-2-①-(6)-10 冷却技術のイメージ図

また、太陽電池モジュールを冷却することは、発電効率向上のみならず、太陽電池モジュールの熱による劣化を緩和することにもなるため、更なる出力保証の長期化も考えられる。加えて、住宅の屋根下地の温度も下がることから住宅の熱劣化を緩和することも可能となる。

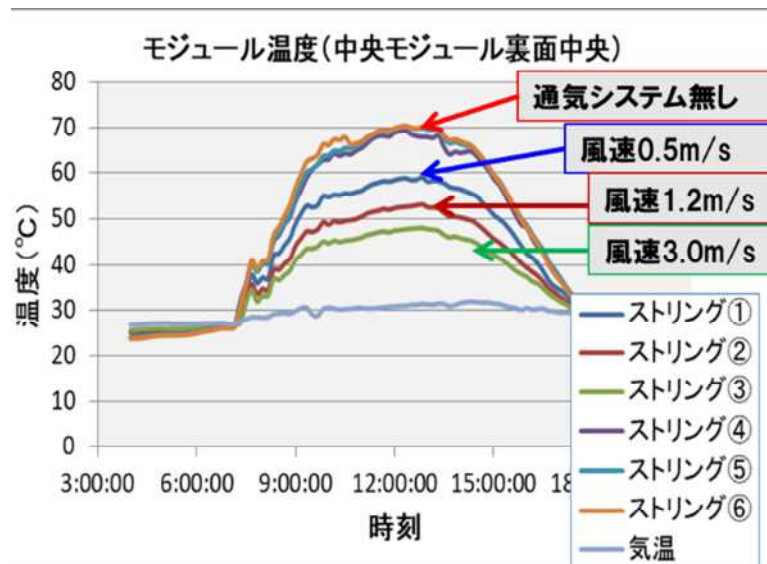
従来構造の太陽電池モジュールを裏面からの通気で十分に冷却するためには、裏面側に風が吹き当たるような傾斜を設ける、もしくはヒートシンクのようなものを付けるなど、コストや施工工数がかかる対策が必要であった。太陽電池モジュールのコの字型フレームと開発した縦棧架台を使用することで、熱交換しやすいフラット構造となり、軒から棟に通気がスムーズに行われることで、十分な冷

却効果が見込めることを確認した（図Ⅲ-2-①-(6)-11、図Ⅲ-2-①-(6)-12）。

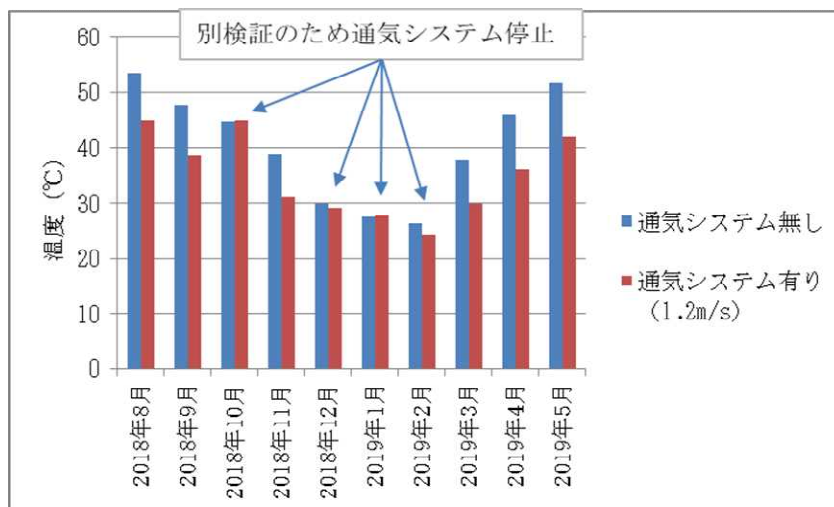
実寸サイズ（888×650mm）の太陽電池モジュール3段3列で設置したシステムを、1列ずつ異なる風速で検証、目標である12度以上冷却するための条件を確認した。結果、風速1.2m/sで△13.6度（2018年8月26日）を確認し、目標達成を示唆する結果が得られた。年間を通した効果実証は継続中であり、2019年5月末時点では平均△8.8度（通気システム停止期間除く）（図Ⅲ-2-①-(6)-13）。



図Ⅲ-2-①-(6)-11 実寸サイズの通気システムによる冷却検証



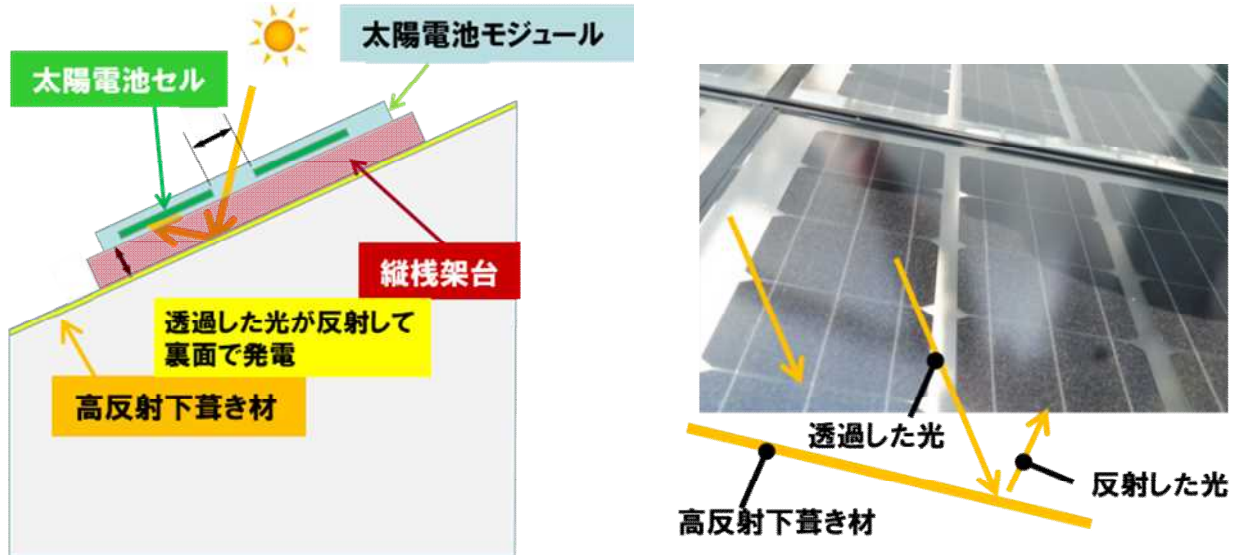
図Ⅲ-2-①-(6)-12 実寸サイズの通気システムによる冷却検証結果



図Ⅲ-2-①-(6)-13 実寸サイズの通気システムの太陽電池モジュール月平均温度

(3) 太陽光有効利用技術の開発

両面発電が可能な太陽電池モジュールと反射率の高い下葺き材を組み合わせ、発電に利用できず太陽電池モジュールを透過した光を反射させて裏面から取り込み発電することで、発電効率を向上する構造である（図Ⅲ-2-①-(6)-14）。太陽電池モジュールの発電素子であるセルが無いところを透過する光を利用するため、セルの充填率を調整することで発電効率を最適化し、コストダウンを図ることも可能となる。また、屋根下地に到達する光を多く反射することは、屋根の温度上昇を防止することにもつながるため、本技術においても住宅の熱劣化を緩和することが可能となる。

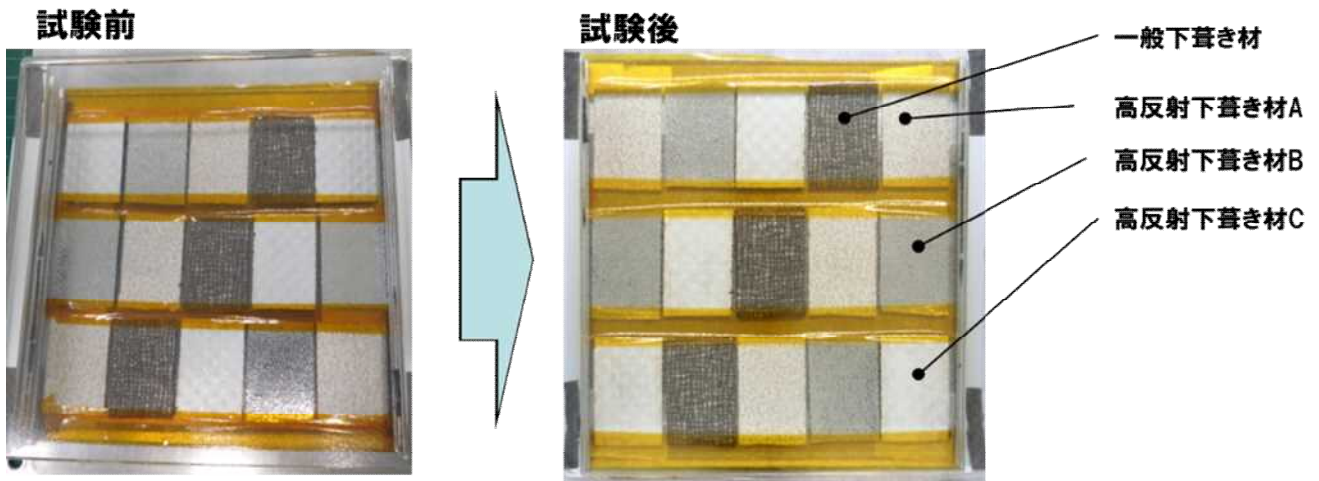


図Ⅲ-2-①-(6)-14 太陽光有効利用技術のイメージ図

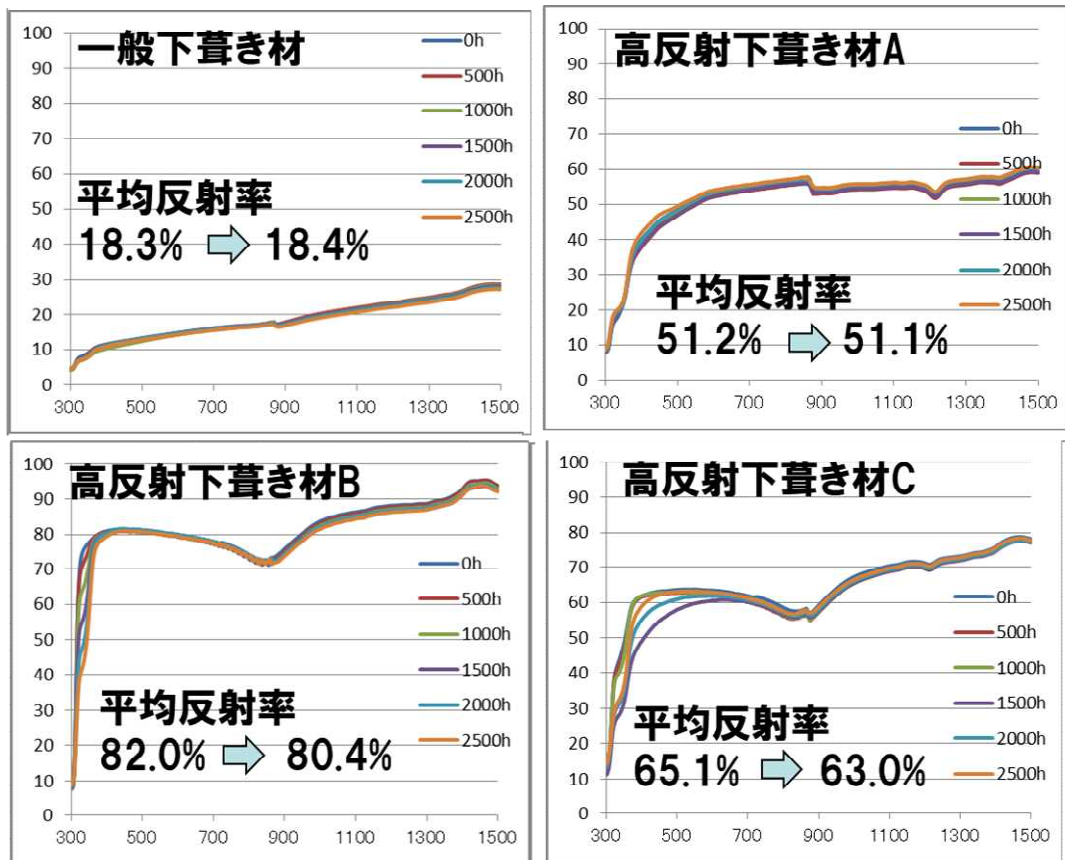
通常は瓦の下に光が当たることのない場所に用いられる下葺き材が、透過する光の多い表裏ガラス仕様の太陽電池モジュールを屋根材として使用するため、紫外線劣化を考慮する必要がある。

高反射の下葺き材（平均反射率 50%以上@350nm~1200nm とする）3 種に、太陽電池モジュールのセルが無い箇所を透過した光が各下葺き材に当たる状況を模擬したサンプルを作製し、メタルウエザー試験（900W/m²@300nm~400nm、63 度、湿度 70%）を行い評価した。試験時間は 2500h まで行い、累計紫外線量としては屋外暴露 25 年相当まで実施（図Ⅲ-2-①-(6)-15、図Ⅲ-2-①-(6)-16）。

一般下葺き材含め、著しい反射率や防水性の劣化は見られず、変色等の外観変化もほとんど見られず、25 年相当の紫外線に対しても使用に問題ないことを確認できた。



図Ⅲ-2-①-(6)-15 各下葺き材のメタルウエザー試験前後の外観

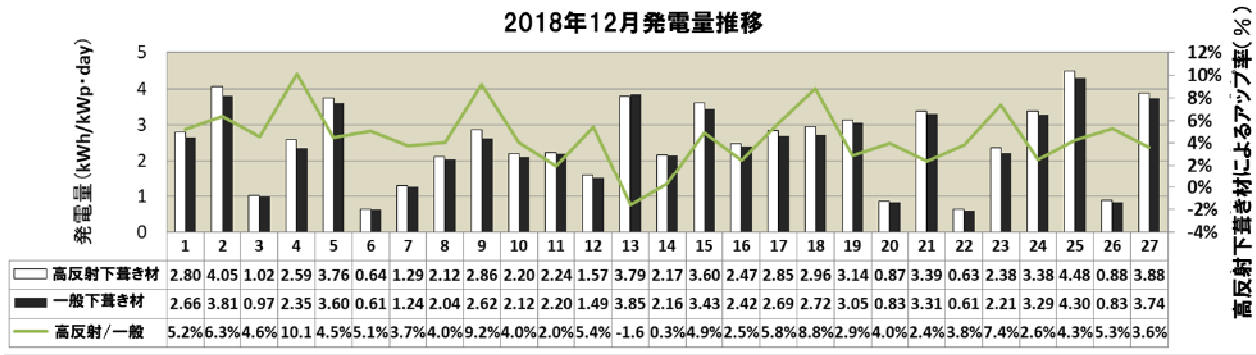


図Ⅲ-2-①-(6)-16 各下葺き材のメタルウエザー試験前後の反射率

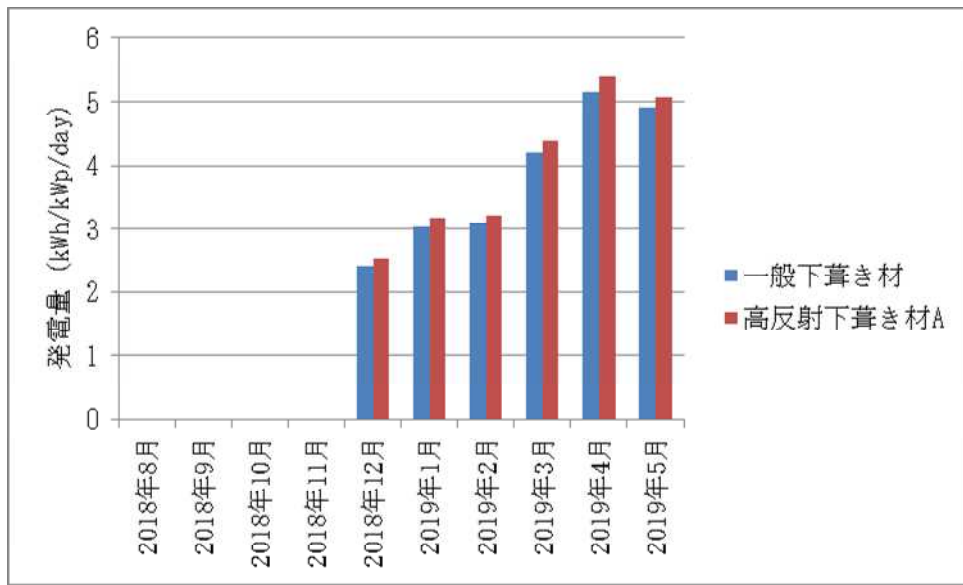
発電量の評価は、比較として一般下葺き材と高反射下葺き材 A を使用したシステム（図Ⅲ-2-①-(6)-17）で 2018 年 12 月（1 日～27 日）に検証した。下葺き材の効果のみを評価するために、通気システムは使用せず検証を行い、一般下葺き材に対して 4.35% 向上を確認し（一般下葺き材：2.52kWh/kWp・day、高反射下葺き材 A：2.41kWh/kWp・day）、目標達成を示唆する結果が得られた（図Ⅲ-2-①-(6)-18）。年間を通した効果実証は継続中であり、2019 年 5 月末時点では平均 4.1% 向上を確認（図Ⅲ-2-①-(6)-19）。



図Ⅲ-2-①-(6)-17 実寸サイズの高反射下葺き材による発電量評価

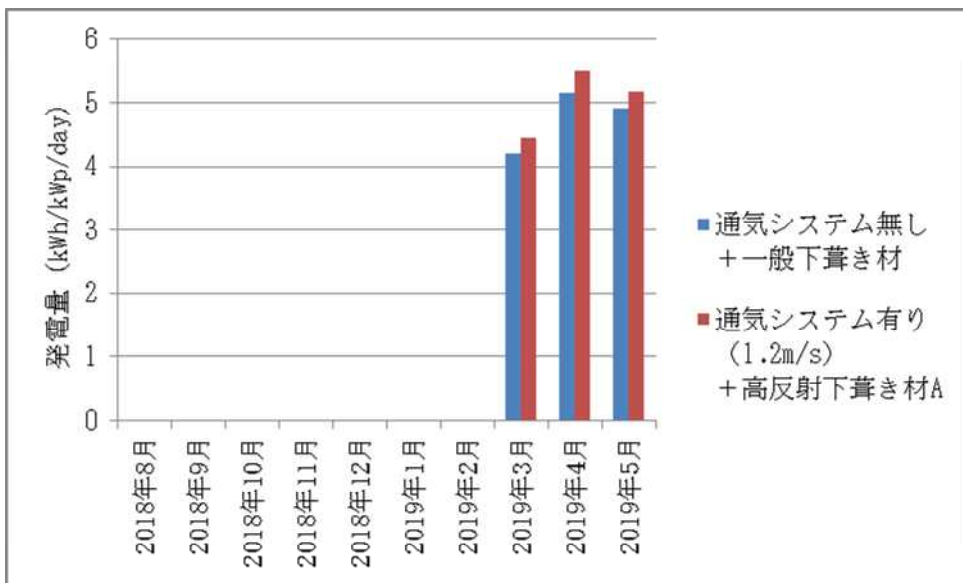


図Ⅲ-2-①-(6)-18 実寸サイズの高反射下葺き材による発電量評価結果



図Ⅲ-2-①-(6)-19 実寸サイズの高反射下葺き材による月平均発電量

通気システムと高反射下葺き材を合わせた発電量評価を開始しており（2019年3月より）、目標である発電量向上4%を超える結果を確認している（図Ⅲ-2-①-(6)-20）。



図Ⅲ-2-①-(6)-20 実寸サイズの通気システム+高反射下葺き材による月平均発電量

2. 実用化・事業化見通し

2012年7月からスタートした固定価格買取制度（FIT）によって、再生エネルギー、とくに設置に要する時間が比較的短い太陽光発電の大量導入が進みつつある。一方、FITに頼らない太陽光発電の普及を目指すためには、発電コストの低減とシステム価格の低減に目標を持って取り組むことが必要である。2016年、経済産業省の太陽光発電競争強化研究会では、システム価格低減の必要性が示され、また、調達価格等算定委員会による「平成29年度以降の調達価格等に関する意見」では、将来の調達価格の目標とその実現に必要なシステム価格の想定値が示された。

こうした背景を受け、太陽電池以外のシステム構成分野を対象に、家屋の換気システムを利用した太陽電池モジュール冷却システムの製品化もしくは販促データの活用などを検討し、家屋含めた冷却により長寿命化・高発電を目指して進めていく方針である。

3. 波及効果

本研究結果より、太陽電池モジュールの空冷システムの基礎技術を開発できた。この技術を活かして、家屋の換気システムを併用した空冷システムをハウスメーカー等と共同開発していくことを計画している。

4. 今後の展開

今後も住宅への太陽光発電システムの導入は増加されることが見込まれる中、より高発電、長寿命、高信頼性を求められることが想定され、その対策の一つとして換気システムを利用した太陽電池モジュールの冷却システムの開発を進めていく。

(7) 新建材一体型モジュール+高耐久化による BOS の削減[2017 年～2018 年度]

(株式会社カネカ)

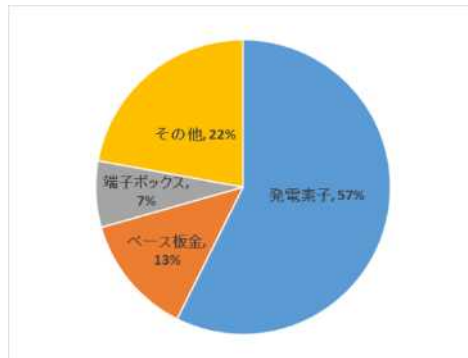
1. 成果詳細

1.1 ①新建材一体型太陽電池モジュールのサイズを考慮した低価格化技術の開発

設計した新建材一体型モジュールのコストについて試算した。試算条件としては、ZEH化に求められる1棟あたりの搭載容量が5kWと仮定し、1棟試算を行った（表Ⅲ-2-①-(7)-1）。

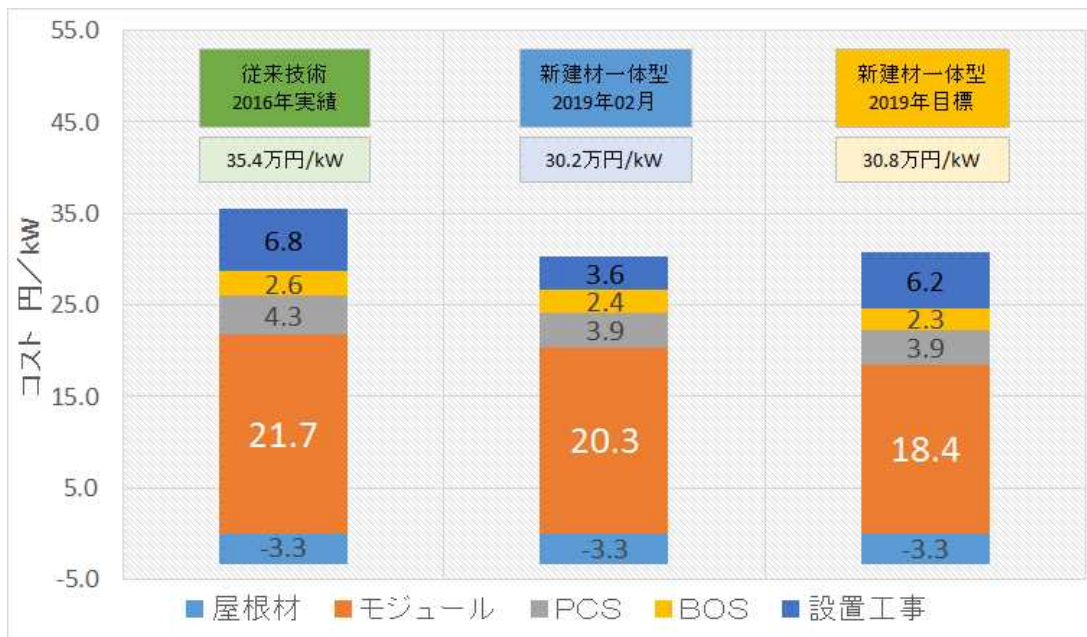
ここではモジュールのコストに関して言及し、BOS、及び設置工事コストに関しては2章にて後述する。結果、新建材一体型モジュールのコストは、20.3万円/kWとなった。これは、モジュール構成部材のうち、発電素子(ガラス・封止材含む)は全体コストの57%を占め、モジュール化部材は20%、その他部材で22%となり、建材一体型とするためのモジュール部材が大きく占めることとなった。図Ⅲ-2-①-(7)-1にモジュールコストの内訳を示す。

新建材一体型モジュールの開発を行った結果、モジュールコストは 20.3 万円/kW となった。モジュールサイズは小さくしたが、モジュール化部材のコストを可能な限り下げ、従来技術比で▲1.4 万円/kW を達成した。またシステムコストは 30.2 万円/kW となり、当初目標である 30.8 万円/kW 以下を達成した。



図Ⅲ-2-①-(7)-1 モジュールコスト

表Ⅲ-2-①-(7)-1 1 棟 (5kW) あたりのコスト

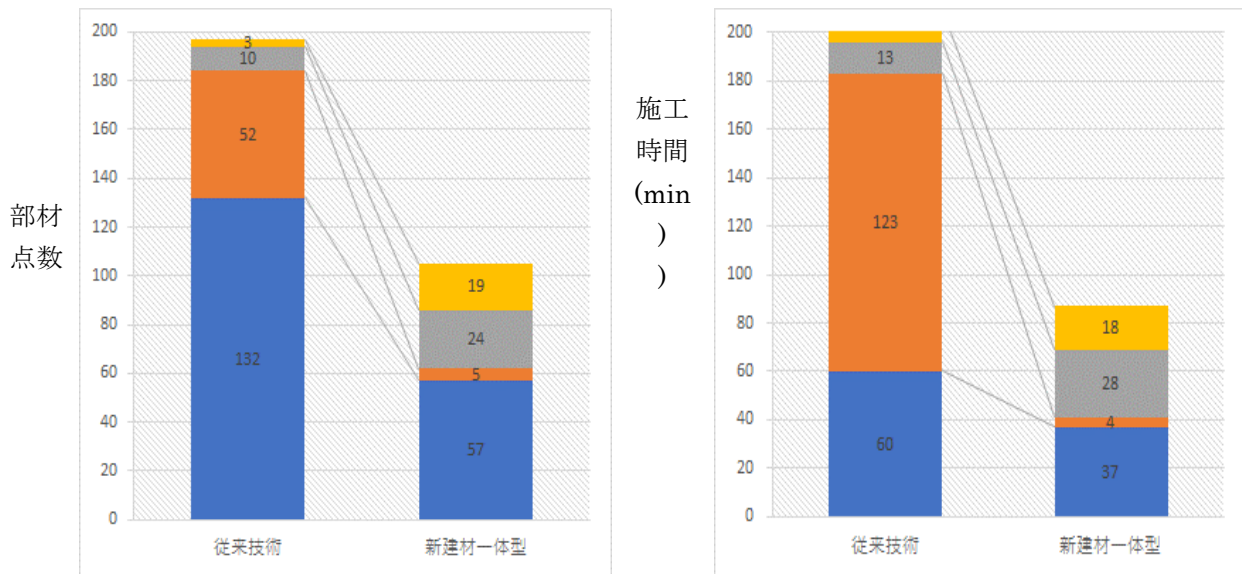


1.2 ②新建材一体型太陽電池モジュールの低コスト施工技術・取付技術の開発

表Ⅲ-2-①-(7)-2 に従来技術と新建材一体型モジュールの施工時間をそれぞれ示す。従来工法の施工時間は 3.5 時間に対して、新建材一体型は 1.5 時間と従来工法の半分以下の時間で施工が可能であった。従来技術ではスレート施工時間が全体の 29%、固定用金具の施工時間が 59%となりモジュールを施工する前に多くの時間を費やしていた。さらに両者の部材総数を比較すると、従来技術のものは 197 点、新建材のものは 105 点であり、半数以下であった。

従来工法のモジュール枚数は新建材の 1/2 以下であるが、モジュールを施工するまでに屋根全面への「スレート施工」及び「固定用金具」の取付に多くの部材を使用するため、多くの時間を費やしたと考えられる。一方、新建材一体型の場合、屋根機能を一体化させた構造のため、スレート敷設が不要となり、かつモジュール同士の嵌合機能や野地板への締結部材が内蔵されているため、アレイ構成に費やす時間が従来工法に比べ大幅に短縮可能であったと考えられる。

表Ⅲ-2-①-(7)-2 施工工数の比較



	部材点数(個)		
	従来技術	新建材一体型	従来比
■スレート	132	57	-75
■固定用金具	52	5	-47
■モジュール	10	24	14
■周辺部材	3	19	16
合計	197	105	92(53%)

	施工時間(min)		
	従来技術	新建材一体型	従来比
■スレート	60	37	-23
■固定用金具	123	4	-119
■モジュール	13	28	15
■周辺部材	13	18	5
合計	209	87	122(42%)

BOS コスト（固定金具費＋周辺部材費）に関しては、固定金具として「スターター」、周辺部材として「水切り」、「棟カバー」を設計し、コスト試算を実施した結果、従来技術工法では 2.6 円/kW に対して新建材一体型工法では 2.4 円/kW と、従来比 92%の BOS コストを達成した。

設置工事コストに関して、上記結果より、各施工時間に対応した各工法の必要人工を算出した。この値を 5kW 容量にて換算し、設置工事費とした。その結果、最終的な設置工事費は従来技術工法、新建材一体型工法ではそれぞれ 6.8 円/kW、3.6 円/kW となり、従来比 53%の設置工事コストを達成した。

太陽電池モジュール一体型構造にすることにより、施工部材（固定金具及び周辺部材）を削減し、BOS コストを約 11%削減できた。同様に一体型構造にすることにより、固定金具及びスレートの施工が不要となったため、従来比 53%の施工工事費を達成した。

1.3 ③新建材一体型太陽電池モジュールの低コスト発電量低下抑制技術の開発

(i) 異種封止構造・モジュール構造による温度試験

封止構造がフィルム封止で、かつ裏受材があるものが 3 サンプルの中で、一番高い温度（70℃）を示した。次にガラス封止で裏受材が有る物で、ガラス封止で裏受材無い物が一番低い温度（61℃）を示した（表Ⅲ-2-①-(7)-3）。

表Ⅲ-2-①-(7)-3 封止構造／裏受材有無による温度試験結果

モジュール 種類	サンプル条件			ガラス
	封止構造	裏受け材 有／無	ガラス厚み (mm)	表面温度 (℃)
瓦一体型	フィルム封止	有り	3.2	70
	ガラス封止	有り	3.2/3.2	66
	ガラス封止	無し	3.2/3.2	61

(ii) 異種封止構造による熱流体解析

瓦一体型モジュールの温度試験の結果、封止構造はガラス、モジュール構造は裏受材が無い構造がモジュールの温度上昇の抑制効果があることが分かった。温度差異要図をより明確にするため、下記条件にて熱流体解析シミュレーションを実施した。

フィルム封止では最低表面温度は 43.2℃、最高表面 55.0℃であり、ガラス封止ではそれぞれ 40.9℃、50.9℃であった（表Ⅲ-2-①-(7)-4）。封止構造の違いによる温度差を比較すると最高表面温度では 4.1℃、最低温度は 2.3℃、ガラス封止の方が低いことが分かった。

各封止構造での熱貫流率を比較すると、ガラス封止は 4.4W/m²・K、フィルム封止は 4.5W/m²・K である。熱貫流率は材料の厚さを考慮した熱の伝えやすさを表わす数値であり、値が小さいほど熱が伝わりにくいことを示す。上記シミュレーションの結果、新建材一体型構造の裏面封止材はガラスの方が有利であると判断した。

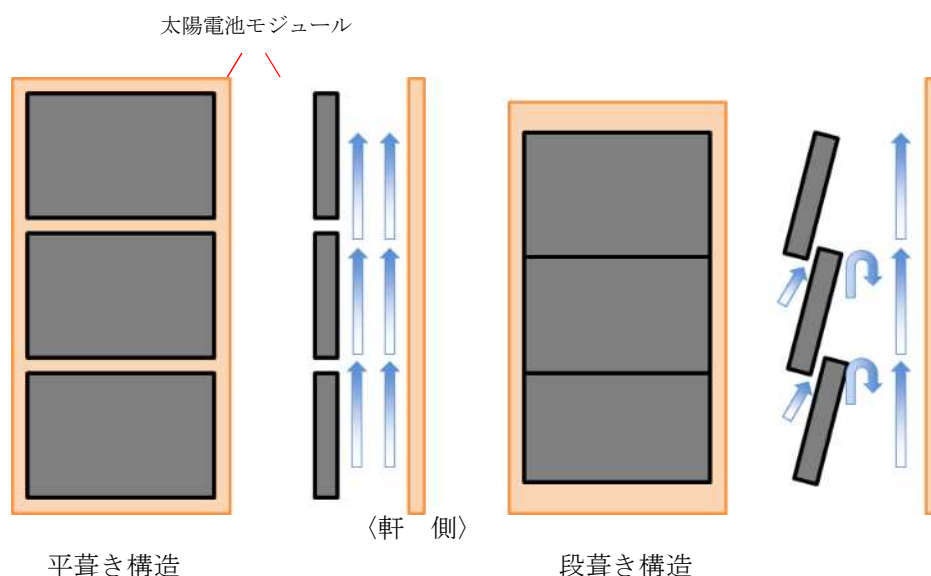
表Ⅲ-2-①-(7)-4 封止構造の違いによる熱流体解析結果

設置形態	封止構造	最低表面 温度℃	最高表面 温度℃	熱貫流率 W/m ² ・K
平葺き	フィルム封止	43.2	55.0	4.5
	ガラス封止	40.9	50.9	4.4

(iii) 異種設置構造による熱流体解析

次に設置構造について検討した。太陽電池の一般的な設置構造として、段葺き構造と平葺き構造がある。これは段葺き構造が図Ⅲ-2-①-(7)-2 に示すように、モジュール下には空気の流路の途中に障害物がある。ここに風があたるとその流れが乱流化し、局所的に渦が発生する。そのため流れが循環し、モジュールとその下を流れる空気層の間で熱交換が行われるため、表面温度が低くなったと考えられる。同時に段葺き部の開口より、空気がモジュール下に流入し、冷却効果を促すと考えられる。そのため、段葺き構造が有利と考え、本設置構造にすることとした。

温度試験及びシミュレーションの結果、モジュール温度上昇抑制のための構造は、裏受材を無くしかつ封止材をフィルムからガラスに変更することが好ましいと考える。またモジュールの設置構造を段葺き構造にすることにより、モジュール表面の冷却効果に寄与すると考えられる。効果については、実証試験で確認した。



図Ⅲ-2-①-(7)-2 設置構造の違いによる通風の仕方

1.4 ④新建材一体型太陽電池モジュールの高耐久化により太陽電池の運転年数期間をメンテナンスフリー化する技術の開発

安全性評価、高耐久及び実用化に向けた各種評価試験を実施し、以下の結果を得た。

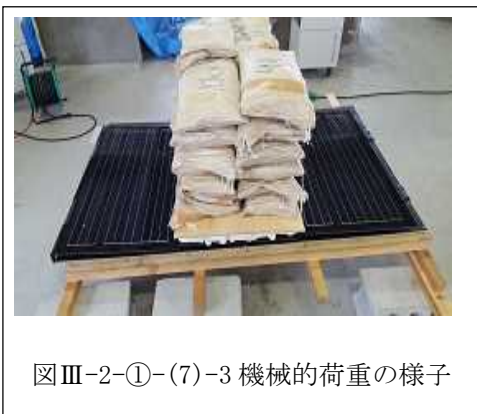
(i) 安全性評価においては、モジュール内の回路の電気的な安全性に関する評価を行った。いずれの評価においても回路内の発火や不要な発熱は無かった。

バイパスダイオード試験は、短絡電流 (I_{sc}) の 1.5 倍 (IEC 規格内の要求値は $I_{sc} \times 1.25$ 倍) の電流を印加しても、試験後のバイパスダイオードは問題無く機能しており、モジュールは十分な絶縁性を有し、かつ出力の劣化は無かった。

CTI 試験は、要求印加電圧 (600V) の約 1.5 倍印加しても封止材の融解や変色及び発火は観察されず、安全性が高い設計が確保できていると考える。

(ii) 高耐久性に向けての評価については、特に PID 試験が 96 時間 (目安とされる試験時間) の約 20 倍の 2000 時間 (85°C/85%RH) の環境下でも初期出力 (W) に対する保持率は、98.5%以上を維持しており、高い耐久性が確保できていると考える。

(iii) 実用化に向けた評価では、近年、大型台風による太陽電池の被害が多く報告されているが、耐風試験において、当社が規定する適用基準 (=風速 40m/s) \times 1.5 倍の風速 60m/s で試験を実施し、太陽電池モジュールの飛散や各種金具の変形は見られず、耐風性能を有していることを確認した。積雪に関しては、機械荷重試験で、適用基準 (垂直積雪量 150cm の荷重=5400Pa) の 1.5 倍 (8100Pa) の試験を実施し、結果、太陽電池モジュールの飛散や各種金具の変形は見られず、強度を確保した。



図Ⅲ-2-①-(7)-3 機械的荷重の様子



図Ⅲ-2-①-(7)-4 耐風試験の様子

表Ⅲ-2-①-(7)-5 耐風試験 試験結果

試験条件	風速	40m/s		50m/s		60m/s	
	風向	正面 (0°)	斜め (45°)	正面 (0°)	斜め (45°)	正面 (0°)	斜め (45°)
試験結果	奇棟	変形：無し 飛散：無し	←	←	←	←	←
	切妻	変形：無し 飛散：無し	←	←	←	←	←

1.5 ⑤①～④で開発した技術に関する実証試験

実証試験において、以下の結果を得た。

(i) 防火試験では、試験に合格し、防火性能を有することが確認でき、防火認定番号を取得した。

(ii) 施工検証では、実棟規模（約 6kW）での施工工数算定を行った結果、②で評価した試験結果と同様の結果が得られ、その妥当性を確認した（表Ⅲ-2-①-(7)-6）。

(iii) 暴露評価では、各モジュールの PR 値を比較すると、大判据え置き型>新建材一体型>瓦一体型の順となった。一般的に建材一体型モジュールはモジュール裏面と野地間で通気が取れないため、大判据え置き型に比べ PR 値が低くなる傾向にある。今回の新建材一体型では、一体型でありながら、太陽電池モジュール裏面に通気構造を設けることにより、従来建材一体型より、高い PR 値が得られ、温度抑制効果の高いモジュール構造を研究の成果として得た（表Ⅲ-2-①-(7)-7）。

上記、①～②の結果として、30.2 万円/kW となり、当初目標である 30.8 万円/kW 以下を達成した。

表Ⅲ-2-①-(7)-6 実棟規模での施工

作業項目	施工枚数 (枚)	施工時間 (min)	15 枚あたり施工時間 (min)
系統 1	17	21	19
系統 2	17	25	22
系統 3	19	32	25
系統 4	19	26	21
平均時間 (min)	-	26	22



表Ⅲ-2-①-(7)-7 PR 値

封止構造 モジュール種類	ガラス封止			フィルム封止		
	建材一体型	新建材一体型	大判据え置き型	建材一体型	新建材一体型	大判据え置き型
2018年10月	77.2	85.7	88.7	76.8	85.6	88.7
2018年11月	80.4	88.0	91.6	79.3	88.1	92.0
2018年12月	84.8	91.0	93.8	82.7	91.5	93.8
2019年1月	83.7	86.9	94.6	83.3	87.4	94.6
2019年2月	86.0	92.5	95.2	86.0	92.8	95.1

2. 実用化・事業化見通し

(i) 本研究開発における実用化

本研究開発で得られた新建材一体型モジュールは、各種安全性及び耐久性試験をクリアし、十分な性能を有することを確認した。また曝露評価においても一定の発電性能を維持している。

JET 認証の取得、及び建築基準法上の防火認定も取得し、実用化の目処付を完了させた。

(ii) 本研究開発における事業化

- ・システム全体コストは従来技術と比較して、約 15%のコストダウンが図れた。
- ・工場側でも量産に向けての準備を実施中である。
- ・ハウスメーカーに営業活動を開始し、好感触を得つつある。
- ・販売開始は 2019 年秋以降を予定している。

(iii) 事業化戦略

戦略①モジュール下に敷設する屋根材、板金が不要な、本建材一体型モジュール、工法を提案し、全体コストの削減を提案

戦略②建材一体型モジュールの強みを活かし、他社には出来ない、柔軟なレイアウトを実現し、設置容量の拡大を提案

戦略③フィルム封止構造からガラス封止構造にかえることにより、長期保証と高耐久性を提案

(iv) 事業化に向けた具体的な取り組み

年度	H30 年度	H31 年度	H32 年度	H33 年度	H34 年度	H35 年度
製品設計	●					
設備投資		● 設備投資			● 追加投資/中止判断	
生産		● 量産試作	● 生産開始			
		0.5MW/月	1MW/月	2MW/月		10MW/月
販売		● 0.5MW /月	● 1MW/月	● 2MW/月		● 10MW/月
収益発生						●

3. 波及効果

従来市場に無かった、新建材一体型モジュールを開発した。本成果により、耐久性向上によるコストパフォーマンスおよびデザイン性に優れたの観点から建材一体型という選択を広げ、大手ハウスメーカーだけでなく、ZEH+ α の差別化提案を強く求める中小 ZEH ビルダーへの採用が期待される。

さらに従来技術と比較し、施工性が向上したことにより、今後の屋根瓦の施工者不足、屋根瓦工事の付加価値向上と工事合理化に貢献しえ得ると考える。

4. 今後の展開

本太陽電池を上市することにより、一般工務店、ハウスメーカーを経由した太陽光発電の普及、拡大を図ると共に、ZEH 比率向上に貢献していく。

(8) 内部反射型効率向上・規格化壁面設置太陽光発電システム開発[2017年～2018年度]
(株式会社カネカ)

1 成果詳細

1.1 屋内設置背面ガラス押さえ工法による設置コストを削減する技術の開発

1) 既設窓ガラスの内側に太陽電池を設置する技術開発

実証実験の為、サイズが異なる複数の種類の太陽電池モジュールを設置する必要があり、既設の窓サイズが合わなかったことから、既設窓のサイズ交換を含めて設計・開発を行った。一般の建物では、既設の窓ガラスから最適サイズの太陽電池モジュールを選択することで、ガラスサイズに合わせた設置が可能である。建物外部と接する既設窓で建築に必要なガラス強度を確保することにより、窓内側に設置する太陽電池モジュールは、建築基準による強度は不要となり、種類や構造などの自由度が上がるのが利点である。

図Ⅲ-2-①-(8)-1、図Ⅲ-2-①-(8)-2 は実際の設置事例である。



図Ⅲ-2-①-(8)-1 (室外側より)

太陽電池モジュール

既設窓枠



図Ⅲ-2-①-(8)-2 (室内側より)

2) 電気配線遮蔽設計 (意匠性向上)

配線については枠内に納めることで外部から見えない構造とし、建築窓としての意匠性にも配慮した設計としている(図Ⅲ-2-①-(8)-3)。



図Ⅲ-2-①-(8)-3

3) 既設枠を活用した設置コスト削減技術

設置コストについては、既設サッシを有効活用することにより、削減目標 10%に対し、工事費用総額の 24%の削減を達成した（工数は 80%減（10 人日（2 人、5 日）が、2 人日（2 人、1 日）））。




4) 省エネ基準対応検証

オフィスビル等における窓は、省エネ設計による断熱化が必須である。これは太陽電池モジュールを窓に設置する場合も同様であり、特に、建物で消費する年間の一次エネルギー収支ゼロを目指す、ZEB（Zero Energy Building）に向けては、可能な限り U 値を低くする必要がある。

以下は、モジュール構造別に、断熱性を示す熱貫流率（U 値）を示した一覧である（表Ⅲ-2-①-(8)-1）。値が低いほど、断熱性能が高いことを示す。通常のコ合わせガラス（シースルー）太陽電池モジュール（①）に対し、LowE ガラスによる複層構造モジュールでは、67%の削減を達成している（U 値；5.9 → 1.9）。複層ガラスにすることにより、51%の削減が見込まれ（U 値；5.9 → 2.9）。更に LowE ガラスを使用することにより、1.9 まで下げることが可能となる。また、LowE ガラスをどの位置へ設置するかによって、LowE 膜の位置が変わる。これは一般的には、「日射遮蔽型」「日射取得型」と呼ばれる構造となるが、熱還流率（U 値）については、太陽電池側、屋内の複層ガラス側、いずれであっても同じ効果が得られることがわかった（②）。

日射遮蔽率（G 値）については、「日射遮蔽型」の方が 0.03 ポイント小さいものの、従来構造のコ合わせガラスタイプの 0.67 と比較すると、僅かな差である。このように、通常のコ合わせガラスと同様に、LowE ガラスを太陽電池モジュールに組み合わせることで、断熱性、日射遮蔽性とも大幅に性能が向上し、ビル建材としても使用可能であることがわかった。

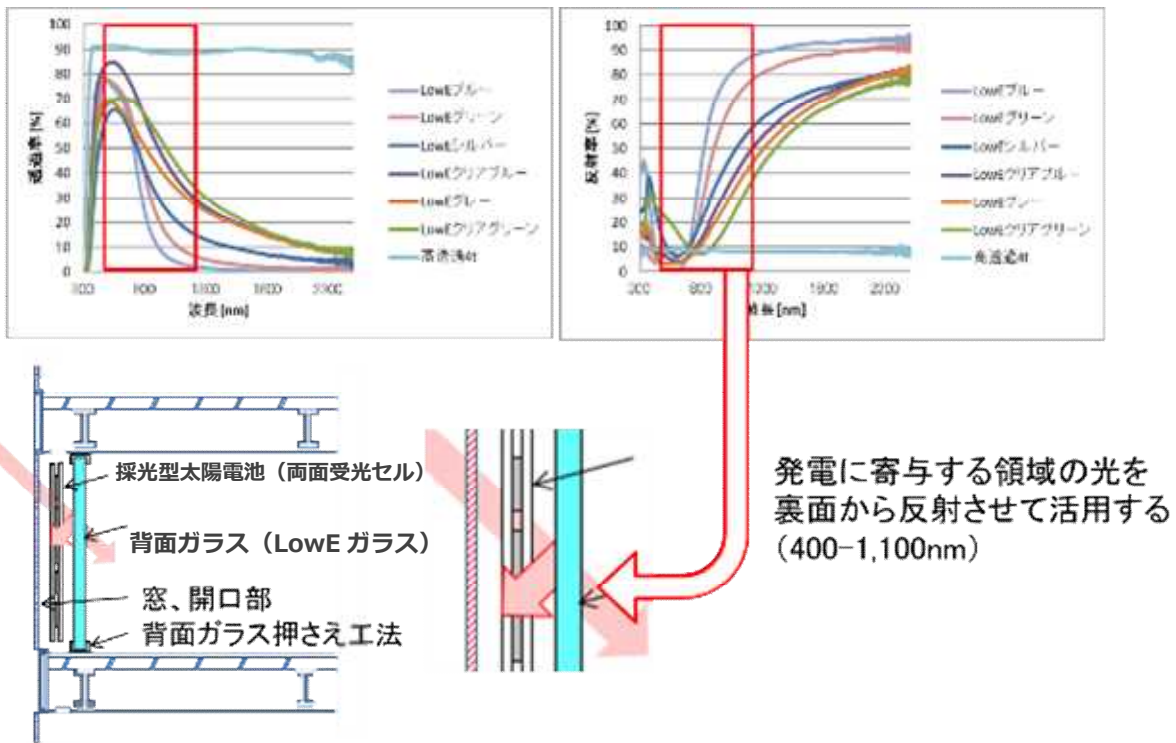
表Ⅲ-2-①-(8)- 1

	合せガラス (シースルー)	複層/通常ガラス	複層/LowEガラス (日射遮蔽型)	複層/LowEガラス (日射取得型)
構造				
U値 【W/(m ² ・K)】	5.9 ①	2.9	1.9 ②	1.9 ②
G値	0.67	0.51	0.25 ③	0.28 ④

1.2 背面ガラス設計による発電量を向上させる技術の開発

1) 背面ガラスの選定、ガラス特性評価

両面受光セルの裏面に、背面ガラスを設置し、その反射光により発電量を向上させる為、反射率の高いLowEガラスの透過特性と反射特性を評価した(図Ⅲ-2-①-(8)-4)。

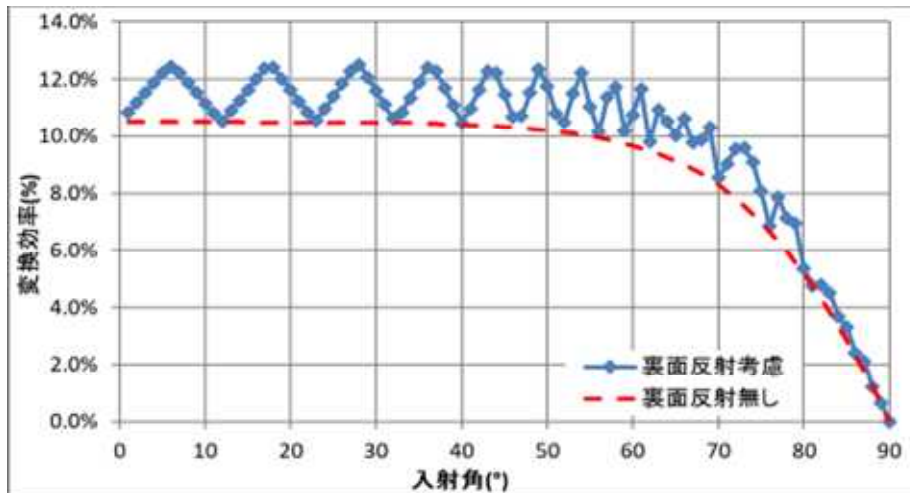


図Ⅲ-2-①-(8)-4

本結果により、両面受光セルの発電に寄与する領域の波長を、効果的に反射させることで発電量の向上が見込めることを確認した。

2) 反射光による出力シミュレーション

反射光による出力効果を見積もるために、光の入射角を変化させ、出力向上シミュレーションを実施した。裏面の反射光を活用する為には、太陽電池セルの隙間を抜けた光が背面ガラスで効率良く反射することが重要である。入射光の角度によって、出力の向上効果が異なることを確認した。図Ⅲ-2-①-(8)-5に入射角別の太陽電池モジュール出力変換効率の変化を示す。赤点線が裏面反射無しの状態であり、入射角を上昇させていくにつれ、緩やかに変換効率が下がる。一方、青実線は裏面の反射光を考慮したシミュレーションであり、入射角度によっては、効果がない場合もあるが、青実線と赤点線の最大差において、変換効率で18%程度効率が上昇することが示唆されている。

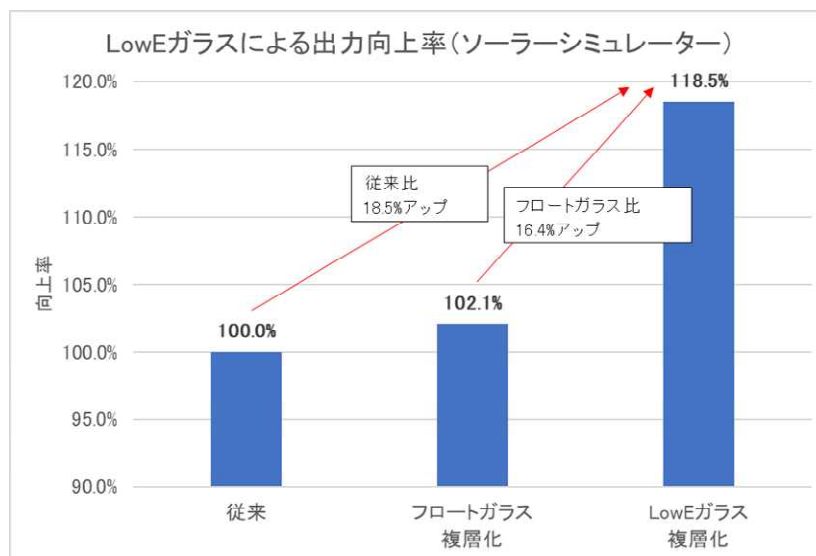


図Ⅲ-2-①-(8)-5

3) 反射光による出力向上結果（実測）

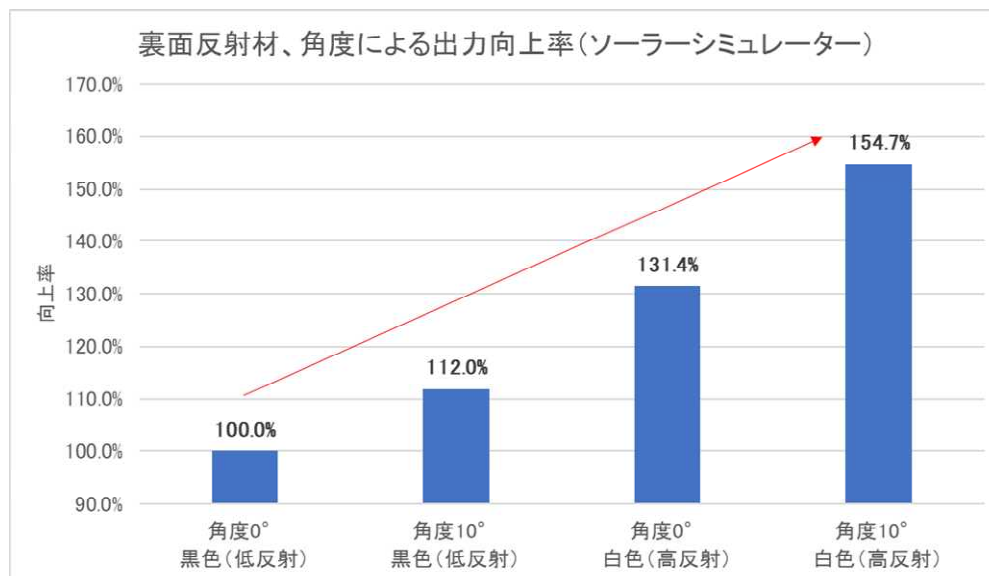
反射光による出力向上効果を見積もるために、2.1で確認した「LowE グリーン」タイプと同等性能のLowEガラスを複層化し、ソーラーシミュレーター測定を実施した（図Ⅲ-2-①-(8)-6）。

従来の合わせガラス構造の出力値を、「1」とした時の向上率を示す。複層化ガラスにフロートガラスを使用した場合であっても、出力値で2.1%の向上が認められたことから、通常フロートガラスであっても反射光をある程度活用できることを確認した。複層化ガラスをLowEガラスとすることによって、両面受光セルの裏面に更に効率的に反射光があたる為、出力値で、18.5%の向上を得た。複層化フロートガラスに対して、複層化LowEガラスの発電量向上は、16.4%の向上となる。



図Ⅲ-2-①-(8)-6

また、光の斜入射角度の違い、反射率の大小によっても、得られる反射光の効果が違うはずである。裏面の反射板の色（低反射、高反射）による差異、角度による差異について測定を実施した（図Ⅲ-2-①-(8)-7）。裏面の反射板の差異を確認する為、本件等では複層化構造にはしていない。



図Ⅲ-2-①-(8)-7

角度0°、裏面反射材が「黒色（低反射）」を基準にすると、角度を10°にすることで、出力値が12.0%向上していることがわかる。同角度（0°）であっても、裏面反射材を「白色（高反射）」にすることで、出力値が31.4%向上する。裏面反射材を「白色」とし、角度を10°にすることで、54.7%の出力向上効果を確認した（注：0°、10°ともSTC（Standard Test Condition）で測定）。

反射光活用の有効性を評価する為、宮崎大学で実施した実証実験においては、東面と西面に同種類、同容量の太陽電池モジュールを設置し、東面のみ裏側に反射板を入れることにより、垂直面の反射光活用効果を検証した。本内容は、最委託先の宮崎大学にて評価を行った（4.2 壁面PV出力解析結果（背面ガラス設計による発電量向上））。

1.3 外壁用規格化壁面設置工法による設置コストを削減する技術の開発

1) 外壁用規格化壁面設置工法の開発

設置する太陽電池モジュールは、南面は高効率の開口率5%の両面受光型太陽電池、東面と西面は、開口率20%のシースルー太陽電池、開口率50%の両面受光型太陽電池を設置することを検討した。また、このように多種多様の太陽電池モジュールに適合させるため、設置工法の規格化を行った。南面はアルミのフレーム付きの太陽電池モジュールを使用。東、西面はフレームレスモジュールであるが、フレームを後付でつけることで、同じ架台、工法にて施工が出来る設計とした。また、このフレームを活用することと合わせて、施工性を上げる設計を行った。

2) 架台、工法の規格化、施工性の向上

壁面の設置工法では、太陽電池モジュールが自立しない為、多数の人でモジュールを押えながらボルト固定させる必要がある。これを改善する為、太陽電池モジュールのフレームを活用し、仮固定用フレーム自身を架台に仮固定できる構造とし、本設計の為、固定時、配線時に太陽電池モジュールを押さえる必要がなくなったことから、作業者の削減、設置の高速化が達成できた。



太陽電池モジュールは仮固定後に、1人で持ち上げることが可能。
配線を接続する場合、1人で作業が可能となる。

Ⅲ-2-①-(8)-8

また、アース接続についても、接続数を大幅に減らす設計を行った。架台全体を導通する構造にするるとともに、各モジュール固定クランプでアースを取れる構造としたことにより、架台アレイ全体で、1箇所のみのアース接続を可能とし、アース接続点数の大幅な削減を可能とした。

3) 施工コスト検証結果

本設計によって得られる効果を確認する為に、宮崎大学にて工事の実証実験を行った。モジュール1台あたりの架台設置工数（人工）は、従来工法と比較し、185.0人分から102.5人分となり、45%の削減を達成した。

アルミ材ベースによる施工性の良い軽量架台により、架台設置工数、モジュール設置（固定）工数、アース接続工数ともに、削減を達成し、従来工法と比較し、工数で45%削減を達成した。

1.4 実証データ解析

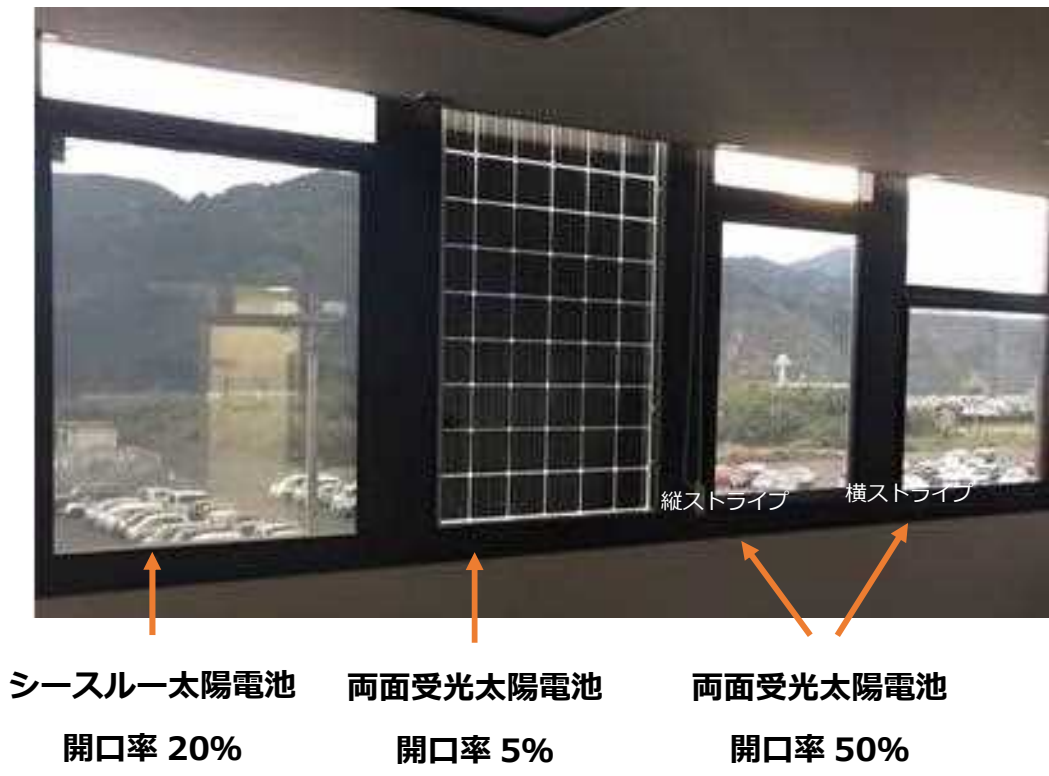
1) 太陽電池モジュールの壁面および窓面への設置

宮崎大学機器分析センターの東南西の壁面及び南面窓に各種太陽電池（PV）アレイを設置した。図Ⅲ-2-①-(8)-9に機器分析センターのPV設置前およびPV設置後の各方位の写真を示す。南壁面には両面受光太陽電池（開口率5%）を2アレイ設置した。東壁面には両面受光太陽電池（開口率50%）および薄膜シースルー太陽電池（開口率20%）を各1アレイ設置した。東壁面には白色裏面反射板を設置した。西壁面には両面受光太陽電池（開口率50%）および薄膜シースルー太陽電池（開口率20%）を各1アレイ設置した。

図Ⅲ-2-①-(8)-10に機器分析センター南面の窓に設置したPVモジュールの写真を示す。薄膜シースルー太陽電池（開口率20%）、両面受光太陽電池（開口率5%）、両面受光太陽電池（開口率50%：縦ストライプ）、両面受光太陽電池（開口率50%：横ストライプ）を設置した。設置したPVアレイおよびPVモジュールの仕様を表Ⅲ-2-①-(8)-2に示す。



図Ⅲ-2-①-(8)-9 機器分析センターのPV設置前およびPV設置後の各方位の写真



図Ⅲ-2-①-(8)-10 機器分析センター南面の窓に設置したPVモジュールの写真

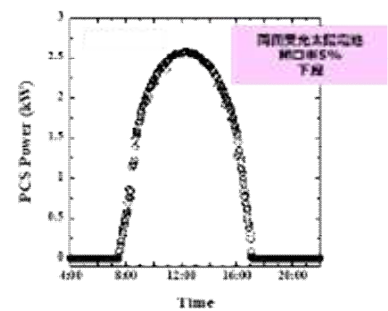
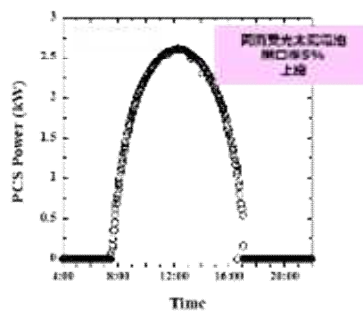
表Ⅲ-2-①-(8)-2 設置したPVアレイおよびPVモジュールの仕様

			出力					
			台数(台)	STC出力(W)	短絡電流(A)	開放電圧(V)	直列数	並列数
アレイ	南壁面	両面受光太陽電池(開口率5%)	12	3360	17.4	216	6	2
		両面受光太陽電池(開口率5%)	12	3360	17.4	216	6	2
	東壁面	両面受光太陽電池(開口率50%:横ストライプ)裏面反射板有	18	1206	5.6	297	9	2
		薄膜シースルー太陽電池(開口率20%)裏面反射板有	16	1360	8.0	280	2	8
	西壁面	両面受光太陽電池(開口率50%:横ストライプ)	18	1206	5.6	297	9	2
		薄膜シースルー太陽電池(開口率20%)	16	1360	8.0	280	2	8
単モジュール	南窓面	両面受光太陽電池(開口率5%)	1	280	8.7	36		
		両面受光太陽電池(開口率50%:縦ストライプ)	1	67	2.8	33		
		両面受光太陽電池(開口率50%:横ストライプ)	1	67	2.8	33		
		薄膜シースルー太陽電池(開口率20%)	1	85	1.0	140		

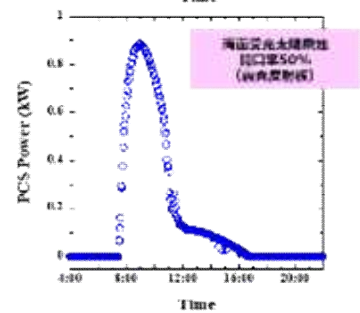
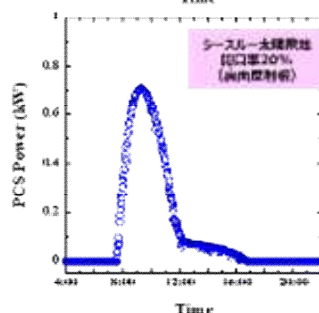
2) 壁面PV出力解析結果(背面ガラス設計による発電量向上)

図Ⅲ-2-①-(8)-11~14に各アレイの快晴日における出力を示す。図Ⅲ-2-①-(8)-11に南壁面においては午前から正午にかけて出力が上昇し、正午から夕方にかけて出力が減少するという一般的な挙動を示した。東壁面は午前に大きな出力が得られ、午後には太陽が西の方向に移動するため出力は小さくなった。一方、西壁面は夕方に大きな出力が得られた。壁面設置PVアレイでは、太陽の動きに対応する予想通りの結果が得られた。

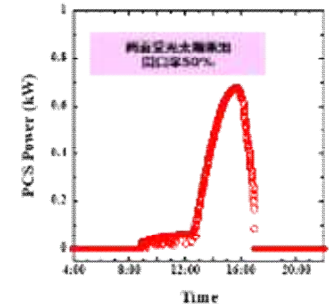
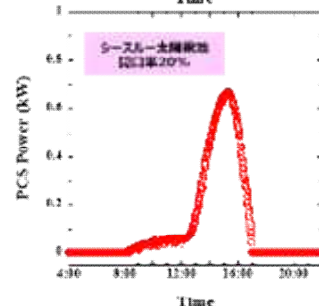
南面



東面(裏面白色反射板あり)



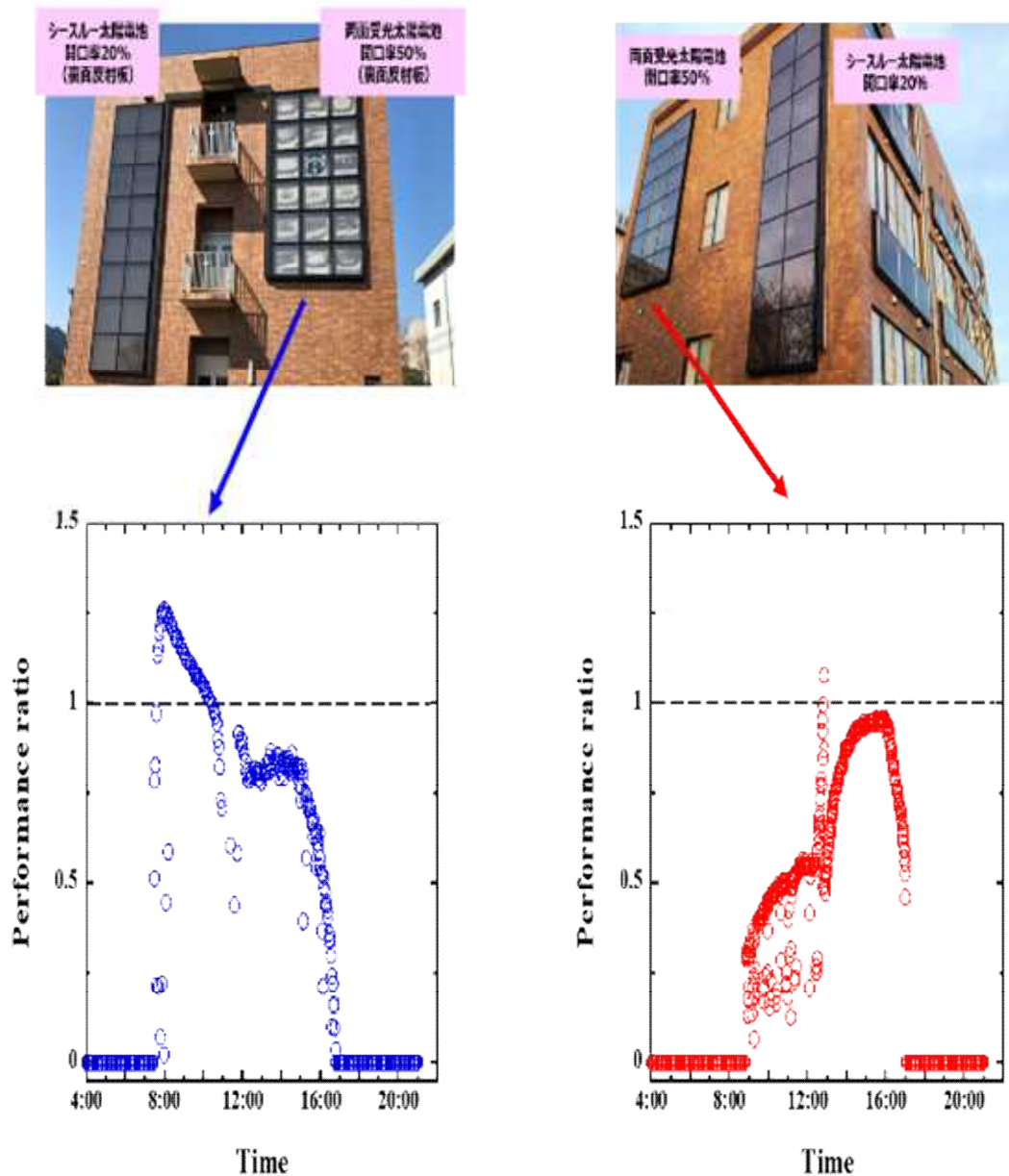
西面(裏面白色反射板なし)



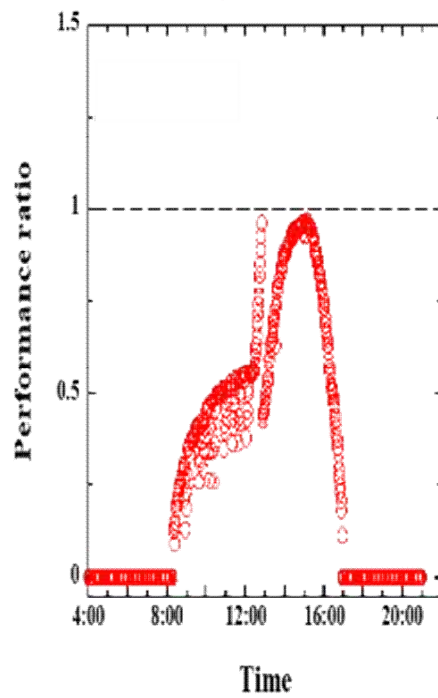
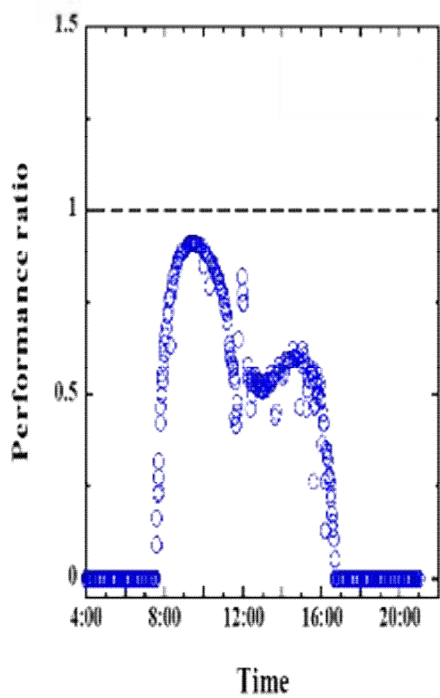
図Ⅲ-2-①-(8)-11 各アレイの快晴日における出力

図Ⅲ-2-①-(8)-12に東壁面および西壁面に設置された、両面受光太陽電池(開口率50%)のPerformance Ratio (PR)を示す。東壁面の両面受光太陽電池(開口率50%)には裏面反射板が設置されており、その効果によりPRが約30%向上した。表面受光であることと、開口率が50%あることにより、裏面の反射をより効果的に活用できることがわかった。図Ⅲ-2-①-(8)-13に東壁面および西

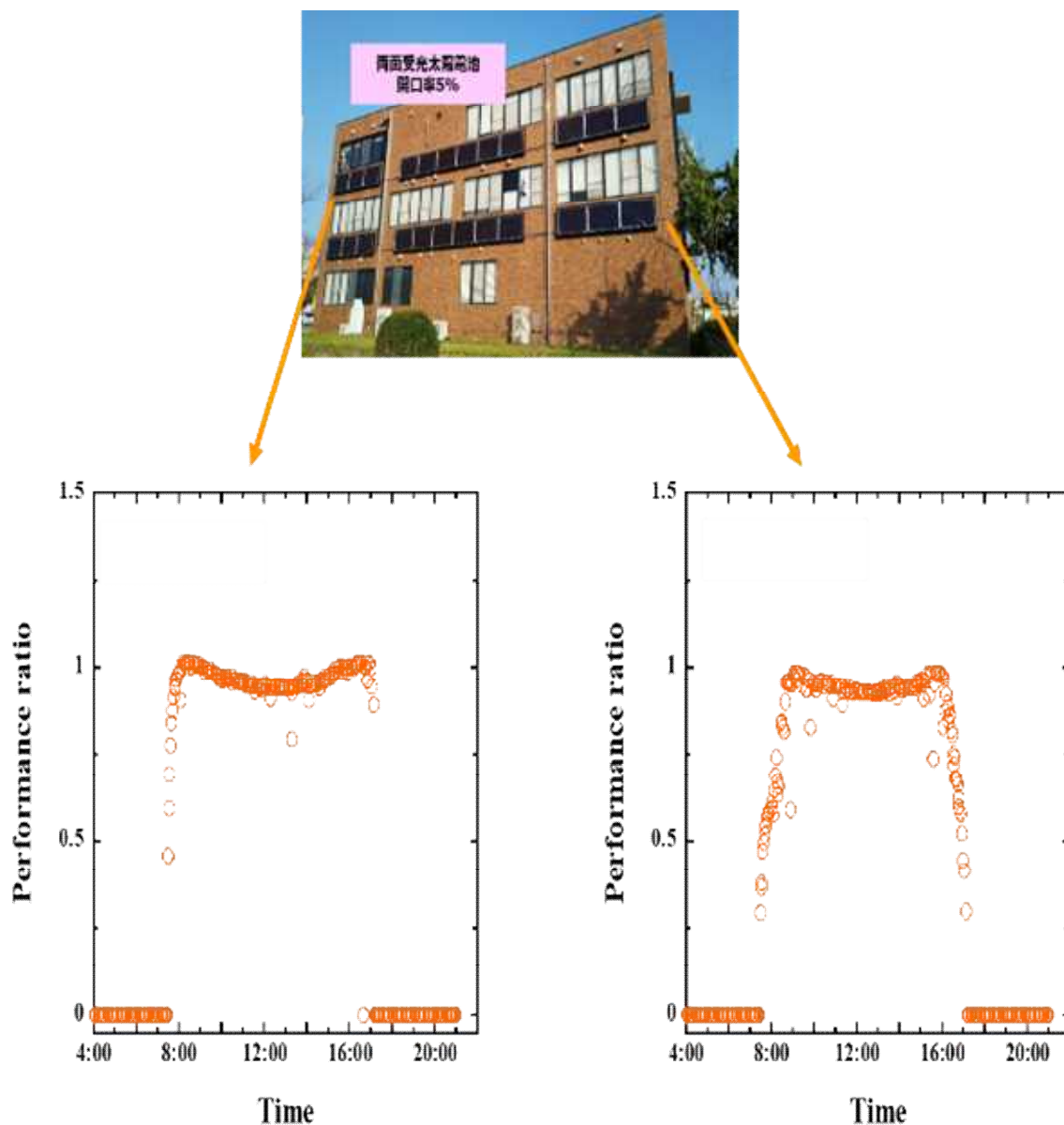
壁面に設置された、薄膜シースルー太陽電池（開口率 20%）の PR を示す。薄膜シースルー太陽電池（開口率 20%）は片面受光タイプの PV であるため、反射板の有無による PR の変化は見られなかった。図Ⅲ-2-①-(8)-14 に南壁面に設置された、両面受光太陽電池（開口率 5%）の PR を示す。同じ仕様のアレイを上下段に 2 アレイ設置しているが、どちらも高い PR を示しており、順調に稼働していることがわかる。



図Ⅲ-2-①-(8)-12 東壁面および西壁面に設置された両面受光太陽電池（開口率 50%）の PR

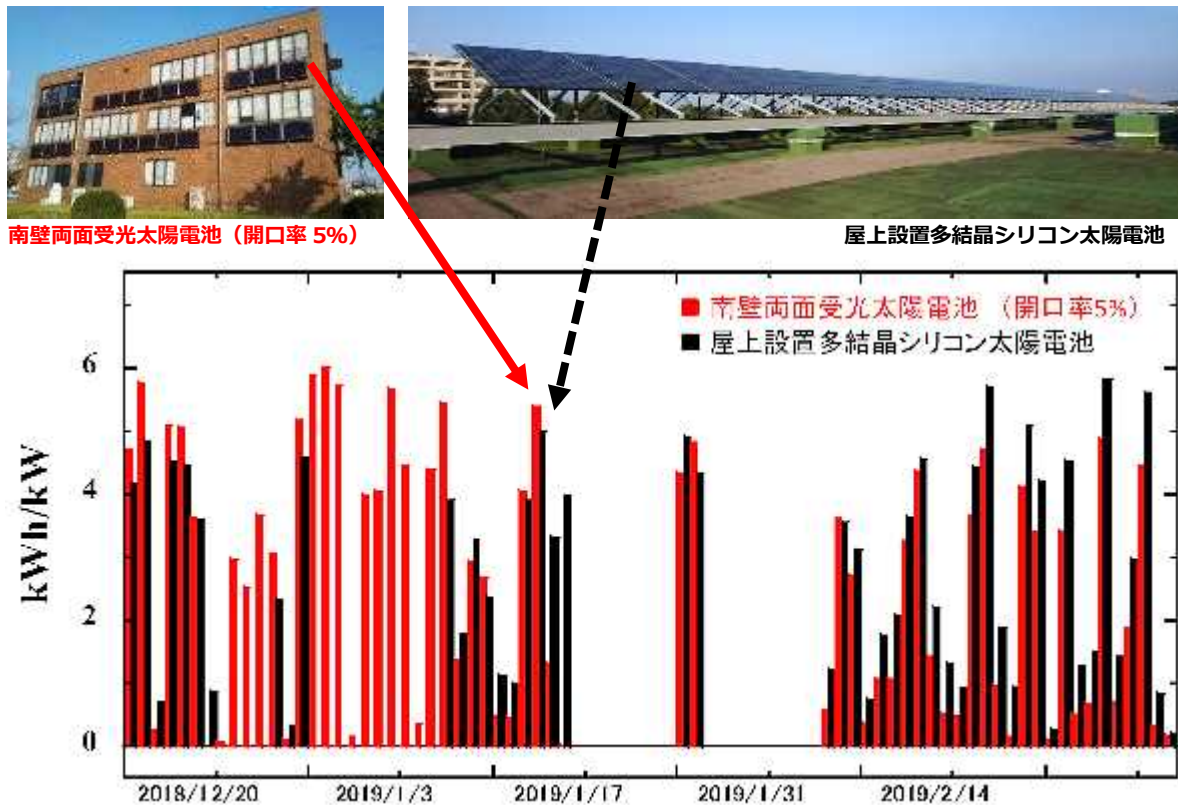


図Ⅲ-2-①-(8)-13 東壁面および西壁面に設置された薄膜シースルー太陽電池（開口率 20%）の PR



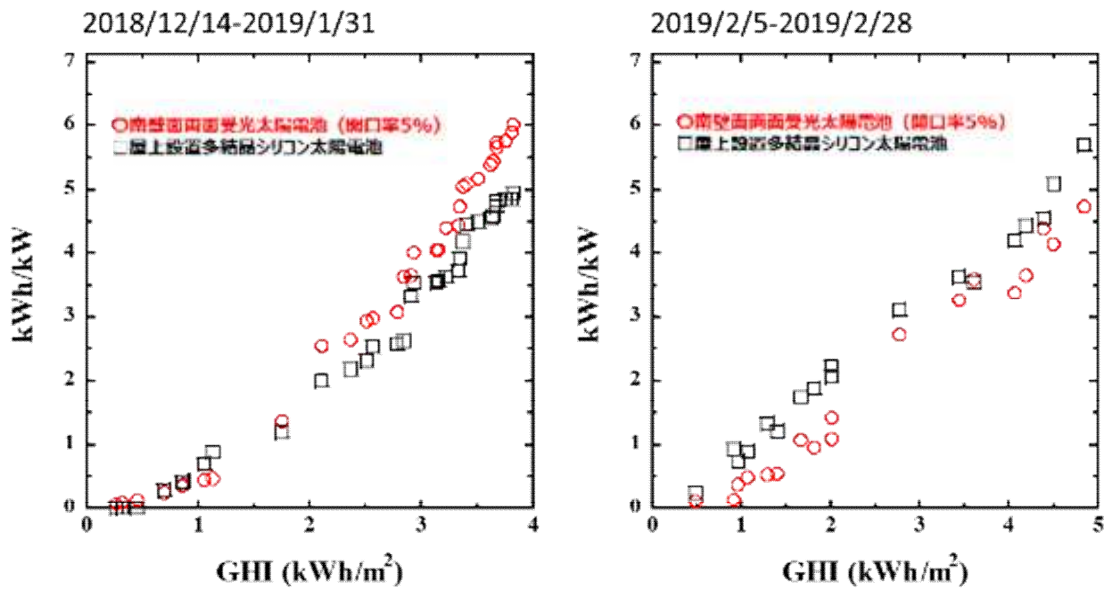
図Ⅲ-2-①-(8)-14 南壁面に設置された両面受光太陽電池（開口率 5%）の PR

図Ⅲ-2-①-(8)-15 に南壁面に設置した両面受光太陽電池（開口率 5%）および、屋上に南向き傾斜角 20° で設置した多結晶シリコン太陽電池の、定格あたりの 1 日の発電量を示す。12 月の発電量の多い日には南壁面設置のほうが定格あたりの発電量が多くなった。一方、2 月になると屋上南向き傾斜設置のほうが定格あたりの発電量が多くなった。これは、12 月は太陽高度が低く、南壁面においてより多くの日射量が得られるからである。また、発電量の少ない日は、ほとんどが散乱光であるため、太陽高度の低い 12 月においても、空からの散乱光をより有利に受光することができる屋上設置 PV の定格あたり発電量が多くなる。



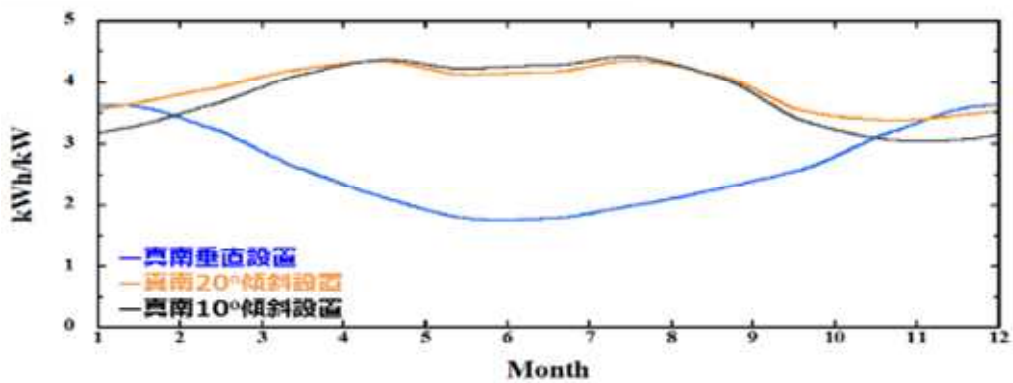
図Ⅲ-2-①-(8)-15 南壁面に設置した両面受光太陽電池（開口率 5%）および屋上に南向き傾斜角 20°で設置した多結晶シリコン太陽電池の定格あたりの 1 日の発電量

図Ⅲ-2-①-(8)-16 に水平面全天日射量の 1 日積算値と、定格あたりの 1 日の発電量の関係を示す。太陽高度の低い 2018 年 12 月 14 日から 2019 年 1 月 31 日および、太陽高度が高くなった 2019 年 2 月 5 日から 2019 年 2 月 28 日の、それぞれの結果を示す。太陽高度の低い時期（2018 年 12 月 14 日～2019 年 1 月 31 日）においては、1 日の積算日射量が多い日において、南壁面に設置された PV の定格あたり発電量が多くなった。一方、太陽高度が高くなってくると（2019 年 2 月 5 日～2019 年 2 月 28 日）、日射量値にかかわらず、屋上設置 PV の定格あたり発電量が多い。以上のことより、南面に設置する PV では、太陽高度の低い場合に、屋上設置に比べて有利になることがわかった。



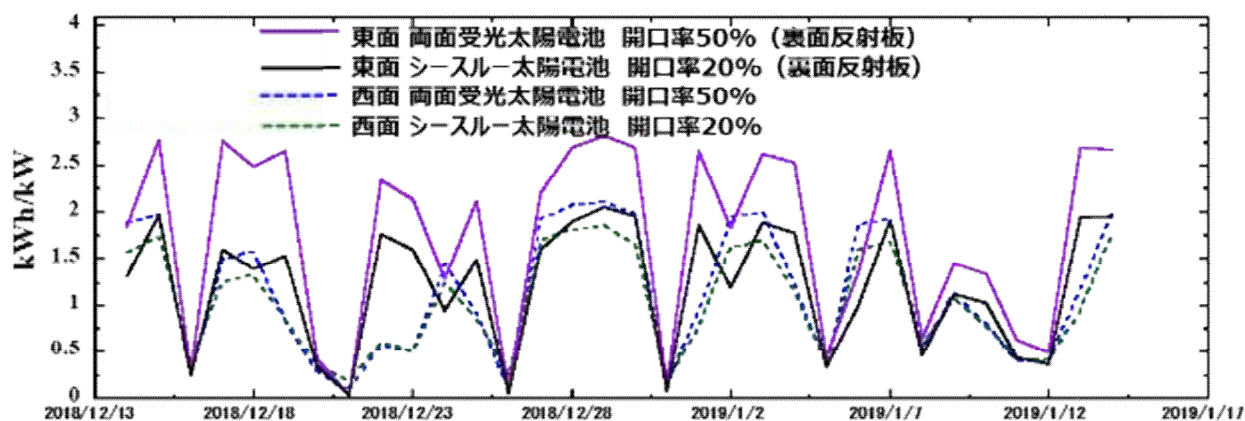
図Ⅲ-2-①-(8)-16 水平面全天日射量の1日積算値と定格あたりの1日の発電量の関係

上記の季節変動を検証するため、太陽電池モジュールの発電量試算に取り組んだ。宮崎大学に設置している太陽電池の実動作データをもとに、実測値と計算値が一致するようにパラメータを抽出し、発電量シミュレーションモデルを構築した。モデルでは、日射量、温度、スペクトル、入射角度特性を考慮し、精密なシミュレーションが可能となった。図Ⅲ-2-①-(8)-17に真南垂直設置、真南20°傾斜設置、真南10°傾斜設置したPVの定格あたりの発電量の計算値を示す。太陽高度の高くなる夏場は真南垂直設置PVの発電量は小さくなるが、太陽高度の低い冬場、特に12月においては真南20°傾斜設置よりも真南垂直設置が定格あたり発電量において有利になることがわかる。



図Ⅲ-2-①-(8)-17 真南垂直設置、真南20°傾斜設置、真南10°傾斜設置したPVの定格あたりの発電量の計算値

図Ⅲ-2-①-(8)-18 に東および西壁面に設置した両面受光太陽電池（開口率 50%）および薄膜シースルー太陽電池（開口率 20%）の定格あたり 1 日発電量を示す。裏面反射板を設置した東面両面受光太陽電池において非常に高い値を得た。



図Ⅲ-2-①-(8)-18 東および西壁面に設置した両面受光太陽電池（開口率 50%）および薄膜シースルー太陽電池（開口率 20%）の定格あたり 1 日発電量

2 実用化・事業化見通し

(i) 本研究開発における実用化

本研究開発で得られた技術は、実際のビル窓部、壁面で活用可能なものであり、ZEB へ大きな期待がもてる。

窓部では、出力向上のみならず、断熱性能の向上も合わせて可能であることを実証し、壁面においても、高い開口率を活かし、デザイン、意匠性を兼ね備えながら、かつ、反射光により最大で 30%もの出力向上効果を確認できた。

壁面設置コスト削減技術については、壁面で 27%のコストダウン効果を確認しており、壁面の有効活用による太陽電池モジュールの搭載量向上が見込まれる。。

(ii) 本研究開発における事業化

令和元年は、NEDO 事業で培った技術を更に活用、検証を行い、パイロットラインの構築をすすめる。市場動向を見極めた上で、2020 年より、必要設備投資の上、事業化をすすめる。

(iii) 事業化戦略

戦略①通常窓ガラスと同様の断熱性能を兼ね備えた、発電するガラスとして窓部への積極採用をすすめる。

戦略②高層ビル、マンション等では、屋上面積では十分な太陽光発電量を得ることはできず、窓面、壁面への有効活用が重要となる。

戦略③ZEB 化達成に向け、コストダウンを実施した壁面設置工法により、環境性能向上、ZEB 化を積極的にサポートする。

(iv) 事業化に向けた具体的な取り組み

年度	H31 年度	H32 年度	H33 年度	H34 年度	H35 年度
製品設計	▲採光型太陽電池設計、工法評価				
設備投資			第一生産ライン ▲2億円	第二生産ライン ▲2.5億円	
生産		パイロット▲2億円	▲生産開始 ▲0.3MW/月		▲2 MW/月
販売		▲サンプル出荷開始		第二生産ライン立ち上げ▲	
収益発生			▲0.3 MW/月		▲2 MW/月

3 波及効果

ビル全体へ太陽電池システムが設置可能となる為、ビルの ZEB 化がすすみ、ZEB ビル設置比率向上が見込まれる。ZEB に加えて、ZEH への波及効果も見込まれる。

4 今後の展開

更なるコストダウンを推進し、あわせて意匠性も向上させていくことにより、屋上、窓、壁面、等へのビル全体への太陽電池システム設置が標準化され、市場拡大が見込まれる。

(9) 多雪地域用非常電源機能付き太陽光発電システムの高効率化・低コスト化
 [2017年～2018年度] (株式会社公害技術センター)

1. 成果詳細

研究開発項目	最終目標	研究開発成果	達成度	目標達成のために解決すべき課題
① 発熱体をモジュールに重ねる融雪技術の開発	多雪地域において非多雪地なみの発電量を確保するため、冬期の発電の障害となる積雪をモジュールへ発熱体を重ねることにより取り除き、発電した電力を蓄電池へ蓄電させる技術を開発し、発熱体なしとの発電量向上率118%を目標とした。	発熱体の稼働により積雪の融雪と発電量向上が確認できたが、太陽光モジュールの発電量に対し蓄電池の容量不足により晴天が続くとすぐに満充電となってしまった。また、悪天候時は発熱体への電力不足となったことから、設備的な問題により発電量向上率の目標をクリアできなかった。	△	太陽光モジュールと蓄電池容量の最適化による電力不足の解消と、積雪量と天候の状況に合わせた発熱体の稼働システムの構築
② 最適なモジュール設置角度決定技術の開発	多雪地域において非多雪地なみの発電量を確保するため、発熱体をモジュールに重ねる技術の開発に合わせて、通年を通したモジュール設置の最適角度と検証する。	年間通して見てみると傾斜角度の日射量に対して発電量に差がほとんどないことから、冬期での太陽光モジュール上の積雪の自然滑雪が起こる傾斜角度 40° もしくは傾斜角度 30° が最適との結果を得た。	△	蓄電池 1 セットに対して各傾斜角度で発電された電気が蓄電されるため、発電量の計測データの精度が低い結果となった。
③ エネルギー自給自足マネジメント技術の開発	太陽光発電により非常用電源を供給可能で社会循環可能なシステムによるエネルギーの自給自足を促進する、新しい官民連携ビジネスモデルを将来に向けて構築する。	太陽光発電を蓄電池を活用した実証実験で得られたデータをもとに、非常時に公民館から周辺世帯に電力を提供する社会サービスを最小限の範囲で考え、停電等に対して自治体が公民館を通じて地域社会にサービスを提供することが可能となるビジネスモデルを構築した。	○	

本実証事業では、融雪技術の開発における発熱体使用の有効性を検討してきた（写真Ⅲ-2-①-(9)-1）。降雪時に、太陽光モジュール上の積雪に対して発熱体を利用し融雪（滑雪）を行い、発電量の18%向上を目指して開発を行った。

さらに、最適な太陽光モジュールの傾斜角度についても、冬期、春期、夏期、秋期の4つの期間ごとに日射強度から日射量を推定し、計測データをまとめ比較・検討を行った（写真Ⅲ-2-①-(9)-2、3、4、5及び図Ⅲ-2-①-(9)-1）。

また、緊急時以外は外部電力を一切使用せず、発電した電力を蓄電し、その電力を使用して機器装置や計測機器などを稼働させ、一連の実証実験を進めてきた。



写真Ⅲ-2-①-(9)-1：施設配置図

- ① 傾斜角度10°（発熱体なし） ② 傾斜角度10°（発熱体あり）
- ③ “ 20°（ “ あり） ④ “ 20°（ “ なし）
- ⑤ “ 30°（ “ なし） ⑥ “ 30°（ “ あり）
- ⑦ “ 40°（ “ あり） ⑧ “ 40°（ “ なし）
- ⑨ 模擬屋根 （ “ あり）左：スレート葺 中：鉄板葺 右：瓦葺
- ⑩ 計測小屋

※①～⑧には、274Wパネルを3×3にて設置



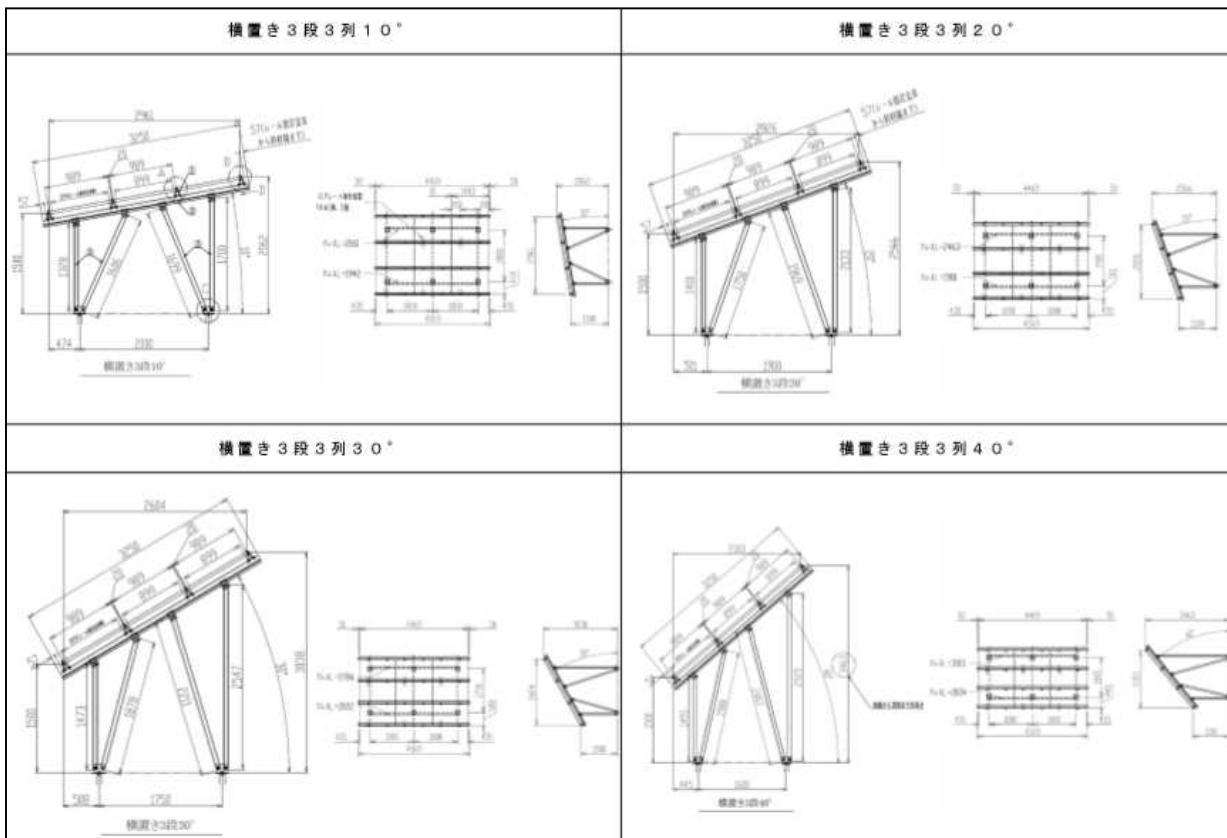
写真Ⅲ-2-①-(9)-2：傾斜角度 10°

写真Ⅲ-2-①-(9)-3：傾斜角度 20°



写真Ⅲ-2-①-(9)-4 : 傾斜角度 30°

写真Ⅲ-2-①-(9)-5 : 傾斜角度 40°



図Ⅲ-2-①-(9)-1 : 太陽光モジュール傾斜角度設計図

① 発熱体をモジュールに重ねる融雪技術の開発

太陽光モジュールへ発熱体の設置なしと設置ありの発電量の比較を行い、発熱体の有効性を検討した結果から、発電量に対して発熱体の消費電量をいかにして抑えるかが大きなポイントとなることが分かった。本開発ではまず発熱体の ON・OFF を日射強度と太陽光モジュールからの電流値を利用し、スイッチング制御を行い 1 分間隔で発電量と消費電力の計測を記録した。

この時の実測値の計測データから、冬期期間において発電量に対する効率向上 18%の目標では、発熱体の設置なしと設置ありに対しての発電量向上は表Ⅲ-2-①-(9)-1 で示した通りである。この結果では発電量向上の目標値 1.18 (18%UP) には及ばなかった。

一方、表Ⅲ-2-①-(9)-2 は発熱体の消費電力を発電量の計算に踏まえない場合の計算である。この結果からは、滑雪ができれば発熱体なしの場合より多くの発電量が得られる傾向にあり、太陽光モジュール上の積雪状況によって異なるが、その比率は発熱体なしの場合のおおむね 2 倍と推測できる。以上は冬期期間にわたる平均値であるが、発熱体用蓄電池の放電によるシステムの不具合の日がある。これは上記の ON・OFF の値の設定値に問題があるため、今後の課題であるが正常に動作した場合には先と同様に滑雪による発電量向上の効果が見られる。

表Ⅲ-2-①-(9)-1：発電量の向上（発熱体消費電力込み）

冬期平均	発熱体なし 発電量(A) kW	発熱体あり 発電量(B) kW	発電量の差 発電量(B-A) kW	発電量向上 B/A %
10°	0.628	0.634	0.006	1.01
20°	0.554	0.064	-0.490	0.12
30°	0.346	0.261	-0.085	0.76
40°	1.059	0.382	-0.677	0.36

表Ⅲ-2-①-(9)-2：発電量の向上（発熱体消費電力なし）

冬期平均	発熱体なし 発電量(A) kW	発熱体あり 発電量(B) kW	発電量の差 発電量(B-A) kW	発電量向上 B/A %
10°	0.628	1.422	0.794	2.26
20°	0.554	0.843	0.289	1.52
30°	0.346	1.116	0.770	3.23
40°	1.059	0.937	-0.122	0.88

以上のように冬期での発熱体の有効性と発電量効率向上を考えると、消費電力を抑えつつ滑雪を行うことができれば、本試みは有効であり、さらに設置した発熱体自体の保温効果を考慮すれば発電量の効率向上が可能と考える。

瞬時値として発電量向上のデータを表Ⅲ-2-①-(9)-3、4、5、6に示す。

表Ⅲ-2-①-(9)-3 : 発電量の 18% 向上 (傾斜角度 10°)

発電量	10° 発熱体なし (A) kW	10° 発熱体あり (B) kW	発電量の向上 B-A kW	発電量比 B/A	10° 発熱体あり (C) kW・消費電力量	発電量の向上 C-A kW	発電量比 C/A
2018/2/23	0.385	7.104	6.719	18.464	4.711	4.326	12.245

表Ⅲ-2-①-(9)-4 : 発電量の 18% 向上 (傾斜角度 20°)

発電量	20° 発熱体なし (A) kW	20° 発熱体あり (B) kW	発電量の向上 B-A kW	発電量比 B/A	20° 発熱体あり (C) kW・消費電力量	発電量の向上 C-A kW	発電量比 C/A
2018/1/7	0.080	1.479	1.398	18.400	0.205	0.125	2.550

表Ⅲ-2-①-(9)-5 : 発電量の 18% 向上 (傾斜角度 30°)

発電量	30° 発熱体なし (A) kW	30° 発熱体あり (B) kW	発電量の向上 B-A kW	発電量比 B/A	30° 発熱体あり (C) kW・消費電力量	発電量の向上 C-A kW	発電量比 C/A
2017/12/14	0.065	1.904	1.838	29.097	1.748	1.683	26.721
2017/12/16	0.039	1.932	1.893	49.151	1.932	1.893	49.151
2017/12/17	0.025	0.685	0.660	27.238	0.685	0.660	27.238
2017/12/19	0.050	1.154	1.104	23.253	1.154	1.104	23.253

表Ⅲ-2-①-(9)-6 : 発電量の 18% 向上 (傾斜角度 40°)

発電量	40° 発熱体なし (A) kW	40° 発熱体あり (B) kW	発電量の向上 B-A kW	発電量比 B/A	40° 発熱体あり (C) kW・消費電力量	発電量の向上 C-A kW	発電量比 C/A
2017/12/16	0.013	0.500	0.487	38.130	0.500	0.487	38.130
2017/12/23	0.009	0.586	0.577	68.201	0.586	0.577	68.201

② 最適なモジュール設置角度決定技術の開発

太陽光モジュールの傾斜角度は 10°、20°、30°、40° の 4 種類に設定し、各傾斜角度に日射計測器を取付け日射強度から日射量を計算し、計測データの記録を行った。

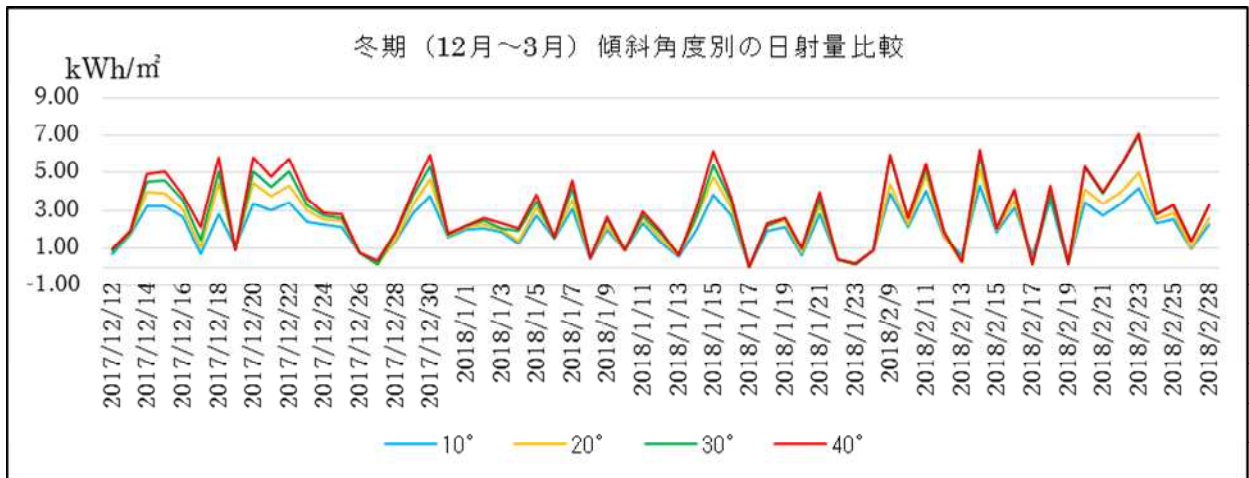
実証実験場は中山間部に位置しており、平坦地との日射量を比較するために NEDO MONSOLA-11 を利用した。

実測値の計測データから冬期では傾斜角度 40° が各傾斜角度の中では高い値を示した (図Ⅲ-2-①-(9)-2)。春期の 3 月、4 月は傾斜角度 30° が高い値を示しており (図Ⅲ-2-①-(9)-3)、その後は傾斜角度 20° が夏期とともに高い値となっている (図Ⅲ-2-①-(9)-4)。秋期では太陽の傾斜角度の影響も考えられることから、冬期と同様に傾斜角度 40° が高い値を示している (図Ⅲ-2-①-(9)-5)。

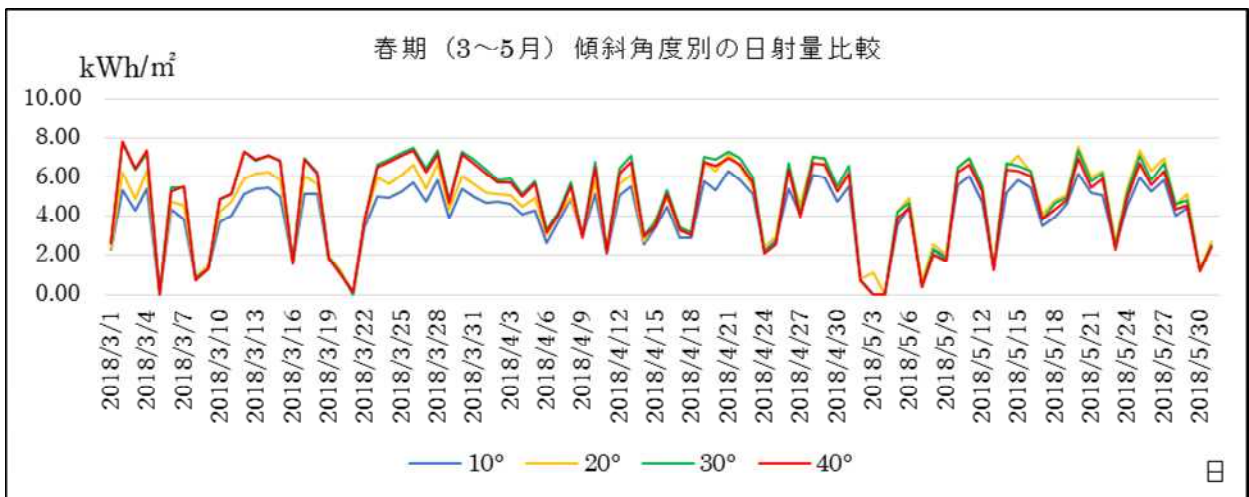
最適な傾斜角度決定技術では、年間通して見てみると各傾斜角度の日射量に対して値に差がほとんどないことから、冬期での太陽光モジュール上の積雪が自然降雪が起こる傾斜角度 40° もしくは傾斜角度 30° が最適と考える。

なお、平坦地との中山間部である実証実験場での比較では、冬期、秋期は平坦地の方が日射量が高い値を示しているが、春期、夏期は逆に実証実験場の方が高い値を示している (表Ⅲ-2-①-(9)-7)。

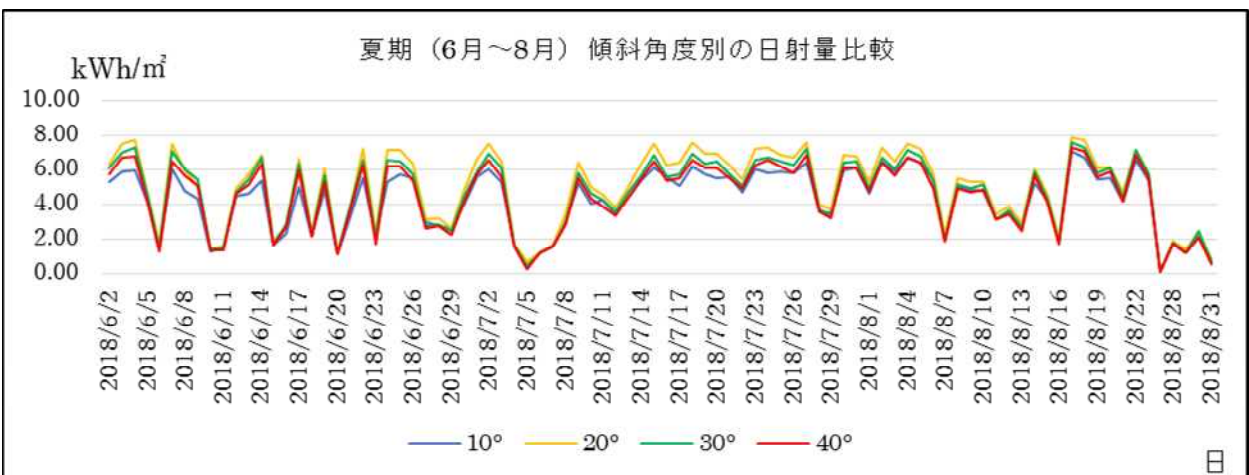
春期、夏期においては平坦地と実証実験場との大気中に含まれる不純物など影響が考えられる。秋期、冬期では日射計測器への積雪により計測データの記録が困難となった日もあり精度は低いものとなった可能性がある。しかし、年間を通して見てみると冬期の積雪への対応ができれば、平坦地と実証実験場とでは上記の最適角度に大きな差はないと考える。



図Ⅲ-2-①-(9)-2：傾斜角度別の日射量の比較（冬期）



図Ⅲ-2-①-(9)-3：傾斜角度別の日射量の比較（春期）



図Ⅲ-2-①-(9)-4：傾斜角度別の日射量の比較（夏期）



図Ⅲ-2-①-(9)-5：傾斜角度別の日射量の比較（秋期）

表Ⅲ-2-①-(9)-7：NEDO MONSOLA-11 と各傾斜角度別の月平均日射量比較
(kWh/m²色部分 NEDO データ上回った部分)

NEDO日射量データとの比較	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月
10° (NEDO)	2.00	2.29	4.08	3.86	4.68	4.88	4.43	4.33	4.57	3.44	3.05	2.58
10° (実測値)	1.39	1.24	2.15	3.90	4.54	3.82	4.05	4.68	3.86	2.05	1.25	0.51
20° (NEDO)	2.25	2.53	4.44	4.04	4.74	4.81	4.33	4.20	4.56	3.51	3.26	2.87
20° (実測値)	1.70	1.42	2.44	4.46	5.08	4.49	4.88	5.51	4.29	2.27	1.42	0.60
30° (NEDO)	2.45	2.73	4.72	4.15	4.69	4.65	4.15	4.08	4.46	3.52	3.39	3.10
30° (実測値)	1.91	1.57	2.92	5.12	5.42	4.33	4.63	5.06	4.07	2.92	2.71	1.22
40° (NEDO)	2.80	2.87	4.92	4.17	4.54	4.39	3.90	3.85	4.26	3.45	3.44	3.26
40° (実測値)	2.13	1.68	2.98	5.06	5.21	4.11	4.36	4.82	3.87	2.80	2.71	1.17

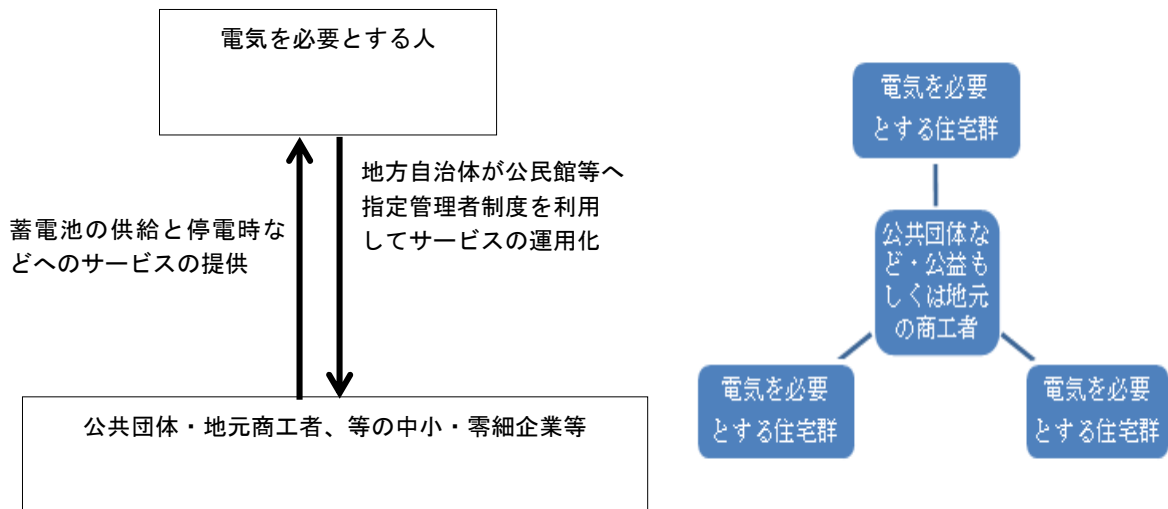
③ エネルギー自給自足マネジメント技術の開発

2017年12月1日総務省消防庁は、報道資料として「地方公共団体における業務継続性確保のための非常用電源に関する調査結果」を公表した。災害・震災時の非常用電源は化石燃料を用いたエンジン付きの非常電源が主であるが、防災本部や公共機関等の業務継続性確保のため、非常用電源が72時間は稼働できるようにしておくことが重要な課題としている。

一方、多雪地域での冬期の被災や、緊急避難を要しない被災の場合における停電時の初動支援は非常に重要である。その喫緊の対応の重要性は、2018年9月6日の北海道胆振地方東部地震の後、様々なメディアによって何度となく報じられている。

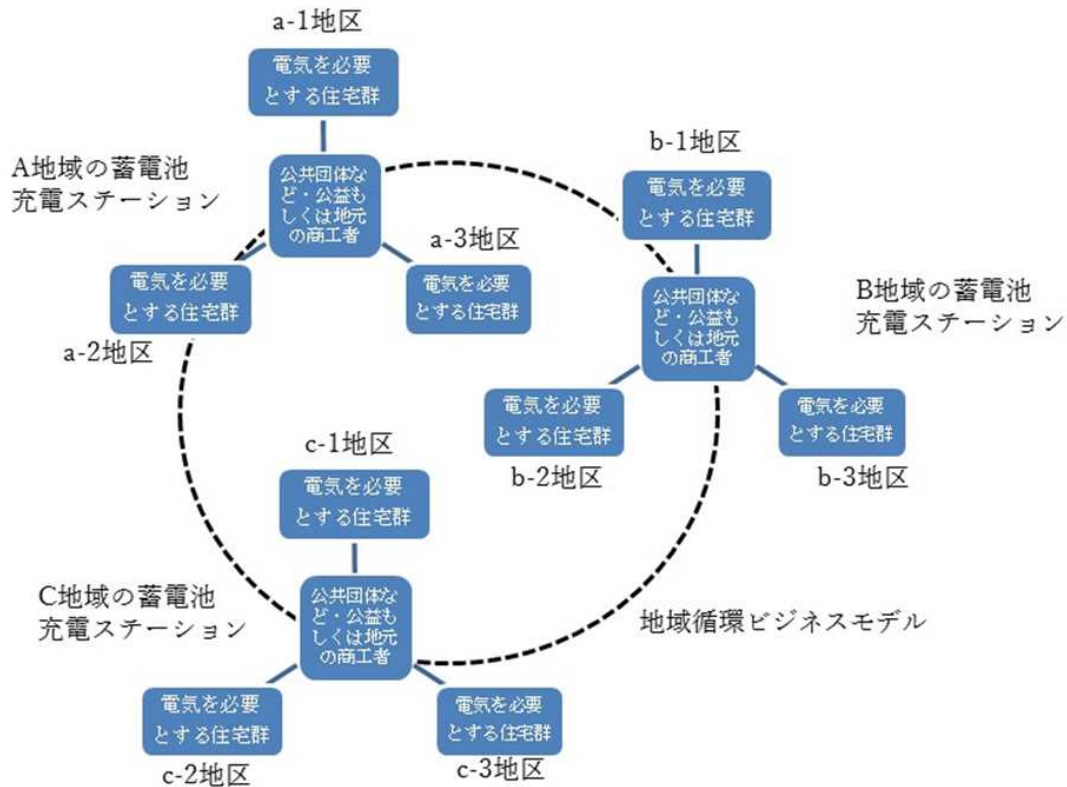
本研究開発の成果は、販売を目的とした製品ではなく、技術成果を組み込んだ循環システムのサービスである。図Ⅲ-2-①-(9)-6はビジネスモデルの概念を具現化する仕組みである。

この仕組みは、地方自治体の指定管理者制度も併用し、居住する高齢者・移動弱者等への冬期の公道除雪作業などと同様な、公共的なサービスのひとつとして実施することを構想している。また、このサービスを行う拠点を「蓄電池の充電ステーション」として位置付け、蓄電池を必要な高齢者宅等へ供給するエネルギー自給自足のビジネスモデルとなる。



図Ⅲ-2-①-(9)-6 ビジネスモデルのサービスの仕組み

地域のビジネスモデルは、図Ⅲ-2-①-(9)-7 に示すように、地域の中にある各地区の公民館を蓄電池の充電ステーションとして考えている。



図Ⅲ-2-①-(9)-7：地域循環のビジネスモデル

実証実験で得られたデータをもとに、非常時に周辺世帯へ公民館から蓄電池を提供する社会サービスを最小限の範囲でモデルを考えた場合、次のような具体的なサービスを提供することが可能である。

イ 蓄電池（100V用）：12V×75Ah=900Wh

ロ 電気ポット（沸騰までの消費電力）：700W(平均)×(15分÷60分)=175Wh

ハ 炊飯器（炊き上がりまでの消費電力）：1,000W(平均)×(30分÷60分)=500Wh

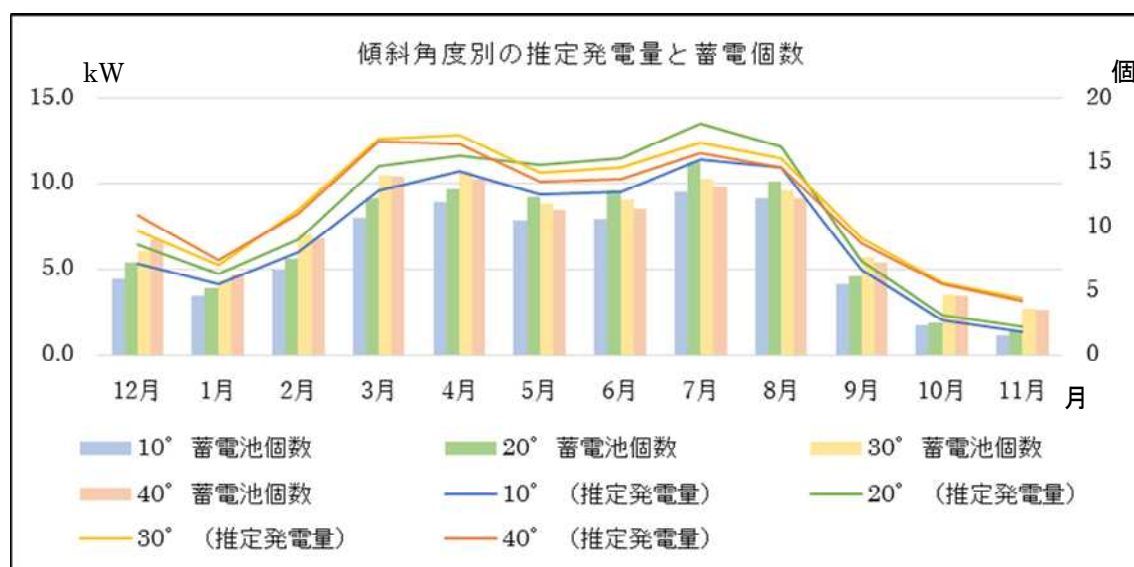
ニ 照明：24W×(120分÷60分)=48Wh

上の諸元の組み合わせで、ひとつの例として次のようにすることができる。

ロ+ハ+ニ=723Wh 消費することから、1 個の蓄電池でご飯が炊け、お湯が沸かせて照明は 2 時間の確保ができることになる。

因みに、コタツを使用した場合には、600W(平均)の消費電力であることから 1 個の蓄電池で約 1 時間半の暖房の確保ができることになる。

(蓄電池の取得可能な個数は実験により図Ⅲ-2-①-(9)-8 に示す通りである)



図Ⅲ-2-①-(9)-8：傾斜角度別の推定発電量と蓄電池への電気の蓄電個数比較

公民館への自給自足型蓄電池充電ステーションの設置による、住民サービスの向上と高い居住満足度の実現のためのシステムの構成を下のように考える。

- ・モジュール : 36,500 円×9 枚=328,500 円 (274W×9 枚=2,466kWh)
- ・バッテリー (100V 用) : 122,000 円×2 台=244,000 円
- ・発熱体 (100V 用) : 17,200 円×3 枚=51,600 円
- ・インバーター(100V 用) : 200,000 円×1 台=200,000 円
- ・充電コントローラー : 140,000 円×1 台=140,000 円
- ・モジュール延長ケーブル : 9,000 円×3 組=27,000 円
- ・接続盤 : 13,000 円×1 個=13,000 円
- ・屋根架台 : 110,000 円×1 式=110,000 円 (屋根材により変動)

合計 1,114,100 円 (税込み)

- ・ 100 万未満実現方法：リサイクルバッテリー使用 ➡ 1,114,100 円 ➡ 870,100 円

- ・ 材工共(15%) : 1,000,615 円

➡ 100 万円 (税込み) (A)

公民館で周辺世帯へ非常時に提供を行うにあたり、事業化時の採算目標を下のように想定している。ここでは、サービスエリアの世帯数を 12 世帯とした場合最低 12 個の 100V 型蓄電池を常時満充電にしておくことでサービスの提供が可能となる。

① 公民館の電気料金負担

➡ 全国の高齢者世帯の平均電気料 (6,000 円を基準に算定) 月額 1 万円を 5 年分として

➡ 公民館負担額 : 10,000 円/月 × 12 か月 × 5 年 = 60 万

60 万円 (B)

② kW 当たり型補助金（長野県：2018 年度時点）

安曇野市 3 万円，飯島町 2.5 万円，高山村 7 万円，飯綱町 5 万円，小川村 4 万円，大桑村 3 万円，木曾町 3 万円，木祖村 3 万円，池田町 3 万円，白馬村 3 万円，軽井沢町 10 万円，佐久市 2 万円，阿智村 5 万円，阿南町 3 万円，売木村 3 万円，大鹿村 5 万円，下条村 5 万円，喬木村 3 万円，豊丘村 4 万円，松川町 2.6 万円，野沢温泉村 4.2 万円，山之内町 3 万円，青木村 1.6 万円，長和町 3 万円，東御市 1.8 万円，長野市 1.4 万円，中野市 2 万円，麻績村 1 万円，筑北村 2.5 万円，山形村 3 万円，川上村 5 万円，須坂市 3 万円

③ 設置工事費型補助金（長野県：2018 年度時点）

信濃町 25 万円，立科町 10 万円，御代田町 10 万円，駒ヶ根市 5 千ポイント，高森町 10 万円，天龍村 10 万円，飯田市 10 万円，上田市 9.6 万円，諏訪市 9 万円，坂城町 7.5 万円，朝日村 12 万円，生坂村 12 万円，松本市 10 万円，北相木村 30 万円

補助金による取得補助金額 ➡ 10 万 (C)

④ 公民館自治活動補助金（長野県市町村のうち安曇野市の例：2018 年度時点）

- ・均等割額（各地区 35,000 円）
- ・世帯割額（210 円×世帯数 100 世帯 ➡ 21,000 円）
- ・役員手当相当分 ➡ 123,000 円
- ・実績割額 ➡ 高齢弱者等への停電時の蓄電池無償配給サービス、相応人件費

概算合計：約 30 万 (D)

上記より自治体の最小限での基準のビジネスモデルを考えると、次のような収支を想定できる。

- ・購入設置費 (B) + (C) + (D) = 60 万 + 10 万 + 30 万 = 100 万
- ・システム費用：100 万 (A)

自治体収支 ➡ 現状からの新支出なしで市民サービス向上の実現が期待

以上のように、市民へ、冬期であっても非常時あるいは突発して発生した停電等に対して、公民館近隣の高齢者・移動弱者の人々へ自治体が公民館を通して寄り添うというサービスが提供できることになる。

2. まとめ

本実証事業では、太陽光モジュールから発電された電力を蓄電し、その電力を計測機器などの稼働電源としても使用し、一切の外部電力を使用せずに、融雪（滑雪）に対する発熱体の活用や、蓄電池を非常時における非常用電源としての活用が可能であることを確認した。

なお、今回の実験では、実験の問題点でもあげたように、太陽光モジュールからの発電量に対して蓄電池の容量が小さめという問題があった。このため、発電量の計測データを記録する際に蓄電池が満充電となってしまう、最大発電量の計測データの取得が十分に行えなかった。

また、太陽光モジュールの形状や架台との留め具が滑雪の妨げとなったことも大きな問題であった。加えて、降雪時や積雪状況の影響で、蓄電池の容量が、融雪（滑雪）を行うために発熱体へ供給すべき電力より不足してしまい、十分な融雪（滑雪）が行われない日があった。この点については、上記の蓄電池容量の増強と、留め具の平坦化で対応すべきと考える。

このような状況のため、発電量 18% 向上は実証できなかったが、これまでの知見に基づいて、上記の技術的問題を解決することで、目標を達成し、さらに傾斜角度の最適値を決定することができると考える。

②太陽光発電システム維持管理技術の開発

(1) 次世代長寿命・高効率パワーコンディショナの開発[2014～2018 年度]

(太陽光発電技術研究組合)

1. 成果詳細

1.1 長寿命回路設計技術の研究開発（担当：田淵電機株式会社）

寿命 30 年相当の次世代長寿命・高効率パワーコンディショナを実証することを主目的とし、要素技術の開発を行いつつ試作機の作製を行った。パワーコンディショナの試作は、1 次試作機と 2 次試作機の 2 回行った。

1.1.1 1 次試作機

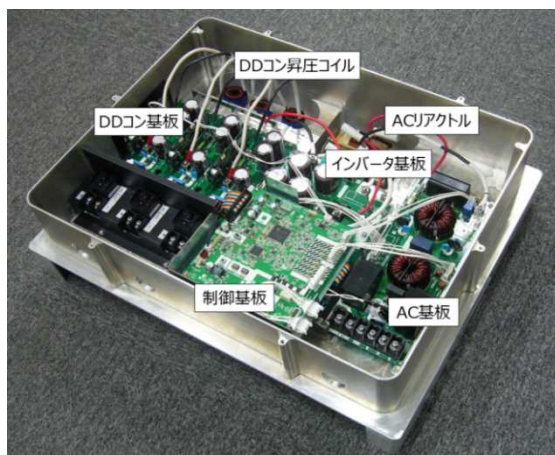
市場回収パワコンの分析、現行量産パワコンの解析など、各種検討を行い、1 次試作機的设计ポイントを表Ⅲ-2-②-(1)-1 の通りとした。パワーコンディショナの主回路は、高周波絶縁型に比べて、より高い変換効率が期待でき、よりコストダウンが図れ、ファンレス化の可能性が高いトランスレス方式で試作を検討した。長寿命・高効率部品、材料としては、日本ケミコンが長寿命アルミ電解コンデンサを、第一電機が長寿命リレーをそれぞれ新たに開発、また TDK が磁性体材料の高効率品を開発した。図Ⅲ-2-②-(1)-1 に試作したパワーコンディショナ 1 次試作品の筐体内部、及び筐体背面を示す。

表Ⅲ-2-②-(1)-1 「1 次試作機」の設計のポイント

検討項目	対応策	
(1)長寿命・高効率部品、材料の採用	主回路 <ul style="list-style-type: none"> ・トランスレス方式パワーコンディショナの開発【田淵電機】 ・長寿命アルミ電解コンデンサの開発【日本ケミコン】 ・長寿命リレーの開発【第一電機】 ・高効率磁性体材料の開発【TDK】 制御電源 <ul style="list-style-type: none"> ・高効率パワーデバイスの開発 ・制御回路・導電性高分子アルミ固体電解コンデンサ ・導電性高分子ハイブリッドアルミ電解コンデンサ 筐体 <ul style="list-style-type: none"> ・鋼板⇒アルミ ・ファン⇒最終的にファンレス化を目指す、1 次試作ではファン有/無の双方で運転できるようにした。 	
(2)市場回収したパワーコンディショナからの改善	塵埃・湿気	・筐体の密閉化(IP55*相当)【田淵電機】
	半田クラック	・プリント基板の半田クラックを確認、長寿命半田に切替え【田淵電機】
(3)現行生産品からの改善	<ul style="list-style-type: none"> ・部品点数削減(現行 PCS の 67%)【田淵電機】 ・接続箇所の低減(現行 PCS の 52%)【田淵電機】 	

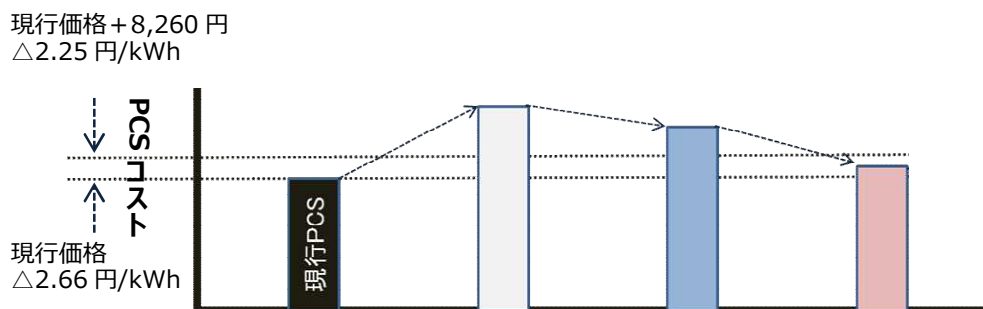
*IP55 の保護の程度

- ・機器の正常な作動に支障をきたしたり、安全を損なう程の量の粉塵が内部に侵入しない。
- ・いかなる方向からの水の直接噴流によっても有害な影響を受けない。



図Ⅲ-2-②-(1)-1 パワーコンディショナ 1 次試作品

図Ⅲ-2-②-(1)-2 に 1 次試作品の開発経緯をそのコストとともに示す。



項目	現行 PCS	試作検討	1 次試作機(A)	1 次試作機(B)
PCS の状態	生産品	シミュレーション検討	試作済	試作済
PCS 設計寿命	15 年	30 年 (目標)	30 年 (目標)	30 年 (目標)
インバータ回路 SW 素子	DIP type Si-IPM	SiC-IPM	SiC-IPM	Si-IPM
PCS 回路方式	高周波絶縁	高周波絶縁	非絶縁	非絶縁
変換効率	94%	96% [推定]	97.1%	96.3%
筐体材料	鋼板	アルミ	アルミ	アルミ
その他 PCS 構成部品	-	長寿命対策部品(電解コンデンサ、リール)、 高効率磁性体材料を使用		
筐体構造	密閉型			
PCS 定格出力	5.5kW			
入力回路数	3 回路(マルチ MPPT 機能)			

図Ⅲ-2-②-(1)-2 1 次試作機の開発経緯

- Step. 1:** 現行パワーコンディショナをベースに、アルミ筐体、SiC-IPM を採用し、変換効率の向上、及び放熱性を確保する。
筐体のアルミ化、SiC-IPM 採用により、パワーコンディショナのコストが目標を上回ってしまう。したがって、1 次試作機は、非絶縁方式で行うこととした。
- Step. 2:** 絶縁方式から非絶縁方式にすることで、回路構成が簡単になり部品点数も削減できる。さらに変換効率も 97%以上が得られた。
- Step. 3:** インバータ回路の SW 素子は SiC-IPM であるが、開発中のデバイスで現段階でのコストダウンは困難な見通しである。実用性にも配慮して、変換効率は低下するが、コスト的にメリットのある量産品の Si-IPM でのファンレス化の検討を推進した。

Step. 2、及び Step. 3 の 1 次試作機を作成し、ファンレス化の可能性を検討した。

1 次試作機の温度上昇の結果は、表Ⅲ-2 の通りとなる。Case. 1 はファン「有」の現行 PCS と、ファン「無」の 1 次試作機の平均の ΔT は、39.1°C と 37.9~39.0°C で、ほぼ同等のレベルになることを確認した。

Case. 1a のインバータ回路の SW 素子は SiC-IPM であり、平均 ΔT は 37.9°C で、ファン「無」でファン「有」の現行パワーコンディショナの ΔT (39.1°C) と同等になる。

Case. 2a は、上記 SW 素子の SiC-IPM を量産品の Si-IPM に変更したパワーコンディショナで、SiC-IPM より変換効率は 0.7% 低下し、平均温度上昇は 1.1°C 高くなる。しかしながら、ファン「有」の現行パワーコンディショナの平均温度上昇値と同等レベルに収まることがわかった。

以上から、2次試作の検討は、表Ⅲ-2-②-(1)-2のCase.2aで検討を行うこととした。

表Ⅲ-2-②-(1)-2 1次試作機の温度上昇試験の結果

ユニット名	部品名	ロケーション	温度上昇値 (deg)				
			現行PCS	Case.1a	Case.1b	Case.2a	Case.2b
			高周波絶縁 鋼板筐体	非絶縁方式PCS(アルミ筐体)		非絶縁方式PCS(アルミ筐体)	
			DIP Si-IPM ファン「有」	SiC-IPM		Si-IPM (モジュールタイプ)	
			ファン「無」	ファン「有」	ファン「無」	ファン「有」	
DD コンバータ	①昇圧コイル		81.3	51.4	45.6	51.6	43.9
	②MOSFET	Q3002	41.2	30.5	26	32.3	27.5
	③ダイオード	D3004	33.9	28.2	22.5	26.1	25.7
	④電解コンデンサ	C3009	36.1	34.5	23	35.1	25.6
AC基板	⑤リレー	RY5001	37	26.7	22.1	28.3	25.8
	⑥フィルター	L5001	42.3	65.7	26.9	68.8	30.6
CTL基板	⑦DSP	IC508	35.1	26.1	24.8	28.5	28.7
INV基板	⑧IPM	IC2001	40.7	25	19.4	24.8	21
	⑨電解コンデンサ	C2020	32.5	35.4	19.3	35.1	21.5
⑩ACリアクトル			33.6	78.9	38.2	82.1	39
⑪筐体		筐体上面	16.8	14.2	9.6	16.5	15.4
上記①～⑩の平均温度上昇値			39.1	37.9	25.2	39	27.7
【参考】PCS変換効率			94%	97.10%	97.00%	96.40%	96.30%

以上の通り2次試作を進めるに当たっての主な課題は、下記の2点である。

1) 変換効率の向上

Case.1aのトランスレス方式で、スイッチング素子にSiC-IPMを用いると97.1%で、目標の97%はクリアするものの、コストは目標には収まらない。また、パワーコンディショナの定格出力の40%以下ではSi-IPMの方が効率が良くなる。一方、Si-IPMを採用したCase2aでは、変換効率は96.4%になるが、コストは目標に収まる。

したがって、ここではコストを優先し、Si-IPMでファンレス化を目指すこととする。

2) リアクトルの温度上昇に対する抑制対策

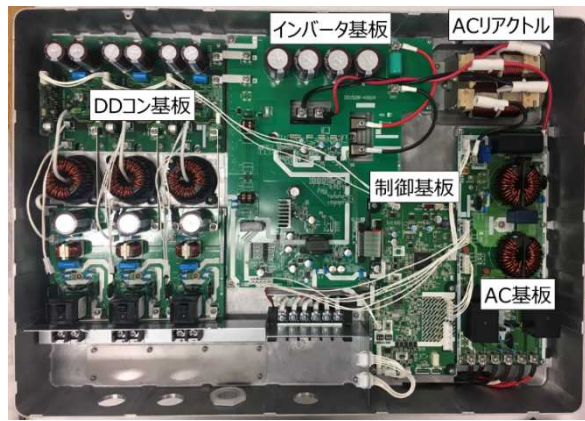
フィールド試験においてもリアクトルの温度上昇が実働 ΔT で20℃高いことが確認できた。また、温度上昇試験の結果からも最大 ΔT は48.5℃(=82.1-33.6)も高い。

したがって、リアクトルの温度上昇を、少なくとも現行パワーコンディショナと同じレベルにする必要がある。

1.1.2 2次試作機の開発と評価

1次試作機の評価結果ならびに抽出された課題をベースに、2次試作機を設計・開発を行った。(1) パワーコンディショナ筐体

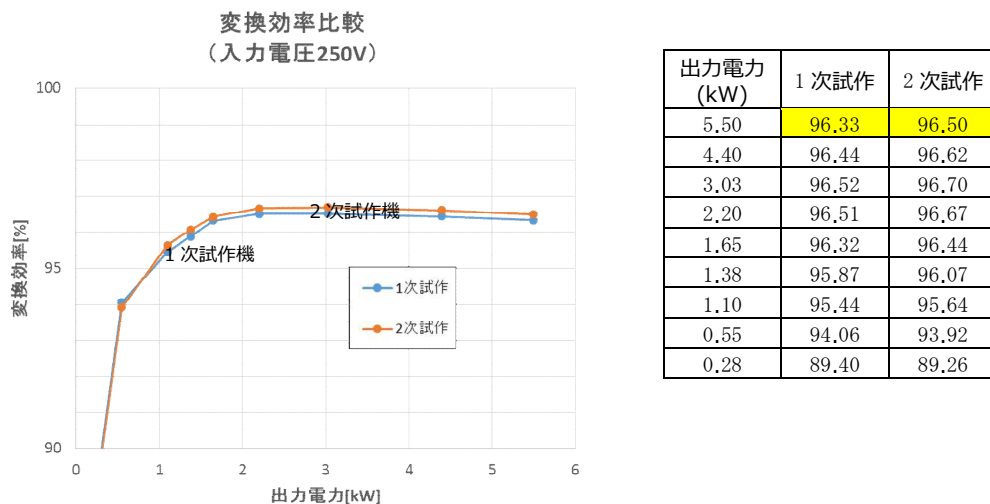
2次試作機の筐体内部を図Ⅲ-2-②-(1)-3に示す。放熱性の最適化を図り、部品、基板を全て一面に配置したことにより、縦、横方向には若干大きくなったが、奥行きは薄型化が図れた。具体的には、1次試作機のサイズはW620×H490×D190mmで容積は0.0577m³あったが、2次試作機ではW750×H550×D160mmとした。容積は0.066m³となった。



図Ⅲ-2-②-(1)-3 2次試作機筐体内部

(2) 2次試作機の変換効率

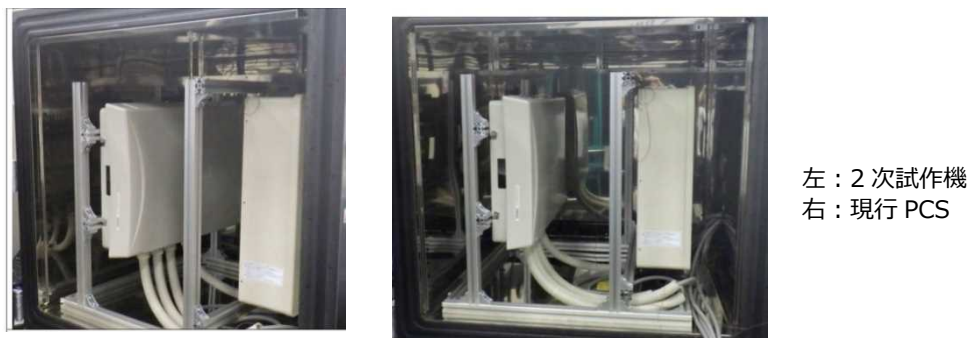
定格入力電圧 250V 時の 1次試作機の変換効率と 2次試作機の変換効率を比較すると図Ⅲ-4 の通りであり、DC/DC コンバータの昇圧コイル、及び AC リアクトルの低損失化によって、2次試作機の方が 1次試作機より改善されていることを確認した。



図Ⅲ-2-②-(1)-4 1次試作機、及び 2次試作機の変換効率の比較

(3) 2次試作機評価試験

パワーコンディショナの信頼性評価試験として、安全性、信頼性を確保するため、高温高湿試験など 9 項目について試験を実施した。本試験は、初期不良のスクリーニングが目的で、現行 PCS と 2次試作機の各々について第 3 者機関(TUV ジャパン)で評価を行なった。TUV ジャパンでの試験状況を図Ⅲ-2-②-(1)-5 に示す。恒温槽には、2次試作機と現行パワーコンディショナを設置して試験を実施した。



図Ⅲ-2-②-(1)-5 2次試作機、及び現行パワーコンディショナの信頼性試験

各試験の終了後には、以下の基本性能を確認する。

- a. 変換効率:96.5%以上を満足すること (Vin=250V, Pout=5.5kW, Ta=25℃)
 - b. 出力電流高調波歪率:各次数歪率 3%以下、総合歪率 5%以下
 - c. 絶縁性能
 - ・ 絶縁耐圧試験:全ての入出力端子と筐体間 AC1500V 1分間
 - ・ 絶縁抵抗:全ての入出力端子と筐体間において DC500V 100MΩ以上
- 各試験の結果は、表Ⅲ-2-②-(1)-3の通り、すべて合格であった。

表Ⅲ-2-②-(1)-3 2次試作機の評価試験結果

試験名	試験条件/規格	試験結果	備考
1.高温高湿試験	Damp Heat Test 1000h at +65℃、85%RH	合格	PCS 動作
2.高温試験	Dry Heat Test 1000h at 65℃		PCS 動作
3.温度サイクル試験	Thermal Cycling Test 400Cycles from -40℃ to +65℃		PCS 動作
4.結露試験	Humidity freeze test 10cycles from -40℃ to +65℃、85%RH		PCS 動作
5.低温運転試験	-40℃(4時間)予冷後、動停止を10分間隔で4回正常運転すること。更に96時間運転し、異常の無いこと。	合格	PCS 動作
6.雷サージ試験	コモン(±10kV)/ノーマル(±5kV)、及びコモン(±15kV)/ノーマル(±7.5kV)で試験を行なう。	合格	PCS 動作
7.散水試験	IEC529のIPX6レベルの散水試験を行う。散水後、定格出力で4時間連続運転を行う。	合格	PCS 動作
8.温度上昇試験	周囲温度40℃でパワーコンディショナを定格運転時の部品の最高動作温度を確認する。	合格	PCS 動作
9.フィールド試験	フィールド試験を1年間行い、実使用上の部品温度を取得する。	合格	PCS 停止

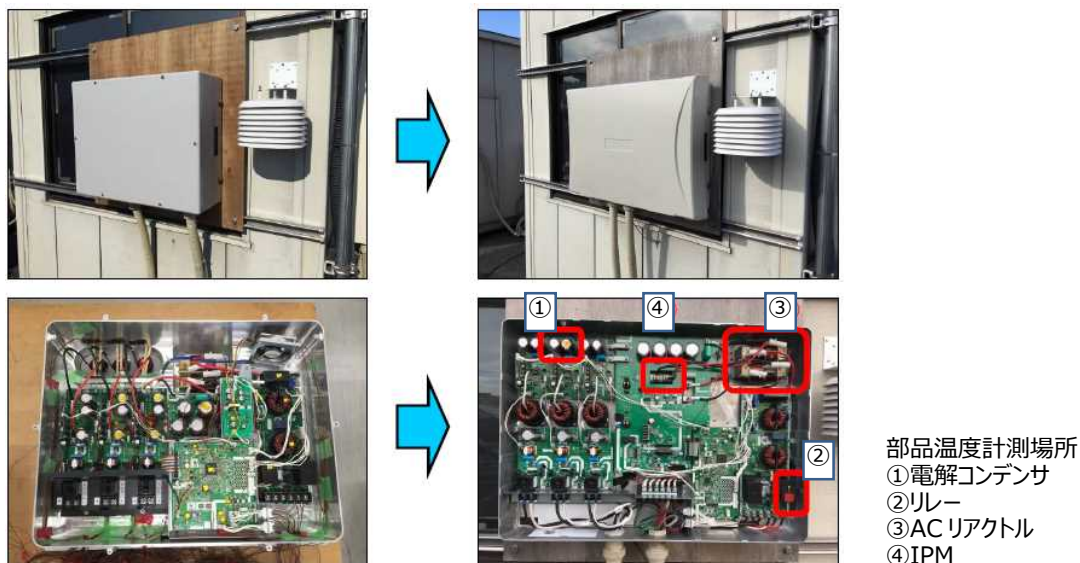
(4)2次試作機フィールド試験

2018年1月より、2次試作機のフィールド試験を開始した(図Ⅲ-2-②-(1)-6)。

2次試作機のフィールド試験での評価ポイントは、1次試作の問題点が解決されていること、さらにファン「有」タイプの現行パワーコンディショナの性能に、ファンレスタイプで同等以上になっていることの確認にある。

1 次試作機 (W620×H490×D190mm)

2 次試作機 (W750×H550×D160mm)



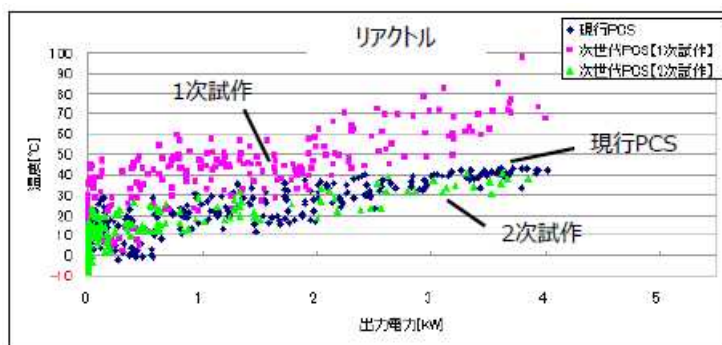
図Ⅲ-2-②-(1)-6 2 次試作機のフィールド試験

①1 次試作機からの改善点

1 次試作機ではリアクトルの温度が高く、2 次試作機での温度対策が必要であった。

2 次試作の 2018 年 1 月の 1 ヶ月間運転したときの出力電力と温度上昇値 (ΔT) を示す。併せて、運転年度は異なるが同時期の、現行 PCS と 1 次試作機のデータを比較した。

1 次試作機に比べて、2 次試作機のリアクトルの温度は低く、現行パワーコンディショナのリアクトルの温度上昇と同じレベルになり、改善が図れていることを確認した。(図Ⅲ-2-②-(1)-7)



図Ⅲ-2-②-(1)-7 1 次試作機、及び 2 次試作機のリアクトル温度上昇比較

1.1.3 長期信頼性の検証

前述のパワーコンディショナの評価試験は、パワーコンディショナの安全性、信頼性を確認には適しているが、必ずしも長期に亘るパワーコンディショナの信頼性を確認するものではない。そこで、長期信頼性 (設計寿命 30 年) の検証にあたり、パワーコンディショナの設置環境、動作状況を把握し、その結果をベースにして 30 年間の運転に耐える試験方法の検討を行なった。

(1) 加速試験について

①加速試験の目的

設計寿命 30 年のパワーコンディショナが 30 年間運転を継続することを検証するには、パワーコンディショナを設置した環境で 30 年間運転できれば良いが、これでは意味がない。できるだけ短い期間

で、コストをかけずに、設計寿命 30 年を確認できることが重要であり、加速する試験を行なう必要がある。

加速試験の考え方は、次の 2 点である。

- (1) 同じ現象の故障モードを呈すること
- (2) その現象に至る故障モードが同じであること

②加速モデル

代表的な加速モデルは下記の通りである。

- ・ Arrhenius' s model 【アレニウスモデル】
- ・ Eyring' s model 【アイリングモデル】
- ・ 修正 Coffin-Manson 則

【参考文献:加速試験の現状と課題(田中浩和)、エレクトロニクス実装学会誌、Vol. 13 No. 7(2010)】

(2) パワーコンディショナの長期信頼性評価試験の検討(試験項目、試験条件)

2 次試作機の長期信頼性を評価を、アレニウスモデルを用いて高温運転を行なう。さらに、アイリングモデルを用いて温度サイクル試験、温湿度サイクル試験を行なう検討を行なった(表Ⅲ-2-②-(1)-4)。

表Ⅲ-2-②-(1)-4 パワーコンディショナの長期信頼性試験案

加速モデル	試験項目	加速係数	試験方法
アレニウスモデル(a)	高温運転試験 (PCS:動作)	38.3	85℃、4.3ヶ月間運転し異常の無いこと。 【試験期間:4.3ヶ月】
アレニウスモデル(b)	高温運転試験 (PCS:動作)	48.8	90℃、3.4ヶ月間運転し異常の無いこと。 【試験期間:3.4ヶ月】
アレニウスモデル(c)	高温運転試験 (PCS:動作)	61.7	95℃、2.7ヶ月間運転し異常の無いこと。 【試験期間:2.7ヶ月】
アイリングモデル(a)	温度サイクル運転試験 (PCS:動作)	27.7	-40℃⇒+65℃、高温・低温の保持時間、及び 移行時間 1.5h の 1 サイクル 6h を 395 サイクル行 う。試験中、機器を定格運転、異常が無いこと。 【試験期間:99 日(3.3ヶ月)】
アイリングモデル(b)	温度サイクル運転試験 (PCS:動作)	39.9	-40℃⇒+85℃、高温・低温の保持時間、及び 移行時間 1.5h の 1 サイクル 6h を 275 サイクル行 う。試験中、機器を定格運転、異常が無いこと。 【試験期間:69 日(2.3ヶ月)】
修正 Coffin -Manson 則	熱衝撃試験 (基板単位:非動作)	14.6	-55℃～+125℃ 750 サイクル 【試験期間:32 日(1ヶ月)】

(3) 2 次試作機の長期信頼性評価試験

① 評価試験結果

1) 高温試験【PCS:動作】

a. 試験条件

パワーコンディショナを 65℃の環境下で運転する。尚、本加速試験で使用するパワーコンディショナは、TUV ジャパンで IEC62093Ed2 に基づく試験を行った 2 次試作機と現行 PCS を活用する。上記パワーコンディショナは、下表(表Ⅲ-2-②-(1)-5)に示す高温試験を実施済である。

表Ⅲ-2-②-(1)-5 TUV ジャパンで行なった試験履歴(Ⅰ)

試験項目、及び評価条件	試験期間	加速モデル	加速係数	運転期間
①Damp Heat Test 【高温高温試験】 1024h at +65℃、85%RH	2017.12.18 -2018.01.31	アレニウス モデル	13.6	3.55 年
②Dry Heat Test 【高温試験】 1030h at 65℃	2018.03.08 -2018.04.20	アレニウス モデル	13.6	3.57 年

(運転時平均 $\Delta T=21.6\text{deg.}$ で算出)

高温試験は、2つの恒温槽を用い、温度設定を90℃、及び95℃で行なう。各々の恒温槽で試験を行なうパワーコンディショナは下表(表Ⅲ-2-②-(1)-6)のように設定した。

表Ⅲ-2-②-(1)-6 高温試験の試験条件

恒温槽	パワーコンディショナ	試験温度
恒温槽Ⅰ	2次試作機(TUV試験済品)	+90℃
恒温槽Ⅱ	2次試作機(未使用品)	+95℃

現行パワーコンディショナでも定格動作温度範囲の最大値は40℃であり、パワーコンディショナを運転状態で行う加速試験で恒温槽の温度の上限をむやみに高くすることができない。一方、試験期間短縮のためには、パワーコンディショナの周囲温度を高くする方が良く、パワーコンディショナの周囲温度を90~95℃(出力電力100~200W)にして、高温試験を行ない、その壊れ方を確認する。

b. 判定基準

高温試験の判定基準は下記(表Ⅲ-2-②-(1)-7)の通りとする。

表Ⅲ-2-②-(1)-7 高温試験の判定基準

恒温槽	PCS	試験温度	加速試験済 運転期間	実施予定の 運転期間	判定基準
恒温槽Ⅰ	2次試作機(TUV試験済品)	+90℃	7.1 年	2.7ヶ月* (3.4-0.7ヶ月)	問題無いこと
恒温槽Ⅱ	2次試作機(未使用品)	+95℃	—	2.7ヶ月	問題無いこと

*新品のパワーコンディショナであれば運転期間は3.4ヶ月であるが、TUVジャパンでの高温試験、高温高湿試験では、併せて2054時間(0.7ヶ月:95℃換算)の試験を行っており、残り2.7ヶ月の試験が必要。

c. 試験結果

2019年1月8日より、当社恒温槽で試験を行なった。

表Ⅲ-2-②-(1)-8 高温試験の試験結果

PCS	試験温度	運転状況	試験結果	判定基準
2次試作機 (TUV 試験済品)	+90℃	3月31日まで 運転を継続	絶縁抵抗:(試験前5000MΩ以上⇒)5000MΩ以上 力率:(試験前0.999⇒)0.999 効率:(試験前:96.5%⇒)96.5% 高調波歪率:(試験前2.7%[総合]⇒)4.3%(総合) (試験前2.4%[3次]⇒)2.5%(総合)	OK
2次試作機 (未使用品)	+95℃	3月7日、PCS 故障停止	解析の結果、制御電源用ICが破損し、PCSが故障で 停止した。	NG

2) 温度サイクル試験【PCS:動作】

TUV ジャパンで実施済のサイクル試験は、表Ⅲ-2-②-(1)-9 の通りであり、温度サイクル試験で 35.5 年、湿度凍結試験で 0.8 年の合計で 36 年に相当する試験を行っており、問題はなかった。

表Ⅲ-2-②-(1)-9 TUV ジャパンで行なった試験履歴(Ⅱ)

試験項目、及び評価条件	試験期間	加速モデル	加速係数	運転期間
①Thermal Cycling Test 【温度サイクル試験】 400Cycles:-40℃ to +65℃	2018.05.11- 2018.06.24	アイリング モデル	32.4	35.5 年
②Humidity freeze test 【湿度凍結試験】 10cycles from -40℃ to +65℃、85%RH	2018.07.05- 2018.07.15	アイリング モデル	32.4	0.8 年

3) 熱衝撃試験【基板単位:非動作】

パワーコンディショナの基板の半田付けの信頼性確認を -55℃⇔125℃、各 30 分を 1 サイクルとする熱衝撃試験で行なう。750 サイクルで 30 年に相当するが、現行 PCS の熱衝撃試験で 2000 サイクルをクリアしており、2 次試作機でも同等以上の性能を有すると判断する。

(4) 長期信頼性評価試験基準の提案

以上の通り、開発した次世代 PCS の寿命が 30 年以上であることは実証したが、この実証を通して得られた知見より、長期信頼性評価試験基準を以下の通り提案する。

①長期信頼性(設計寿命 30 年)の考え方

パワーコンディショナの長期信頼性(30 年間)を確認するに当たって、パワーコンディショナの 30 年間の運転に相

当する評価を加速試験を組合せて行う。試験温度を高く、温度幅を大きくすると加速係数は大きく、試験期間は短縮ができる。検討の結果、試験期間が 5.3 ヶ月(=3.4+1.9)と半年程度で済む試験基準案(表Ⅲ-2-②-(1)-10)を推奨する。

表Ⅲ-2-②-(1)-10 長期信頼性試験基準案②

加速モデル	試験項目	加速係数	試験方法
アレニウスモデル(b)	高温運転試験 (PCS:動作)	48.8	90℃、3.4 ヶ月間運転し異常の無いこと。 【試験期間:3.4 ヶ月】
アイリングモデル(b)	温度サイクル運転試験 (PCS:動作)	47.6	-40℃⇒+85℃、高温・低温の保持時間、及び 移行時間 1.5h の 1 サイクル 6h を 230 サイクル行 う。試験中、機器を定格運転、異常が無いこと。 【試験期間:58 日(1.9 ヶ月)】
修正 Coffin -Manson 則	熱衝撃試験 (基板単位:非動作)	14.6	-55℃～+125℃ 750 サイクル 【試験期間:32 日(1 ヶ月)】

②長期信頼性評価基準

次世代パワーコンディショナの長期信頼性(設計寿命 30 年)を検証する試験基準として下記内容を提案する。

1) 試験内容

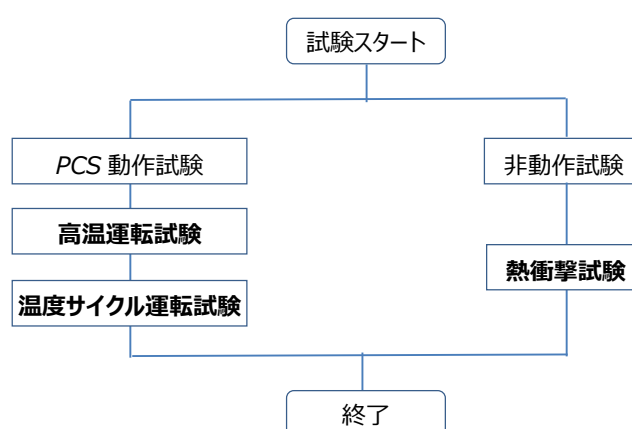
試験項目、及び各試験の方法は、表Ⅲ-2-②-(1)-11 の通りである。

表Ⅲ-2-②-(1)-11 次世代パワーコンディショナの長期信頼性試験

試験項目	試験方法
高温運転試験 (PCS:動作)	90℃、3.4ヶ月間運転し異常の無いこと。 【試験期間:3.4ヶ月】
温度サイクル運転試験 (PCS:動作)	-40℃⇒+85℃、高温・低温の保持時間、及び移行時間 1.5h の 1 サイクル 6h を 230 サイクル行う。試験中、機器を定格運転、異常が無いこと。【試験期間:58 日(1.9ヶ月)】
熱衝撃試験 (基板単位:非動作)	-55℃～+125℃、750 サイクル 【試験期間:32 日(1ヶ月)】

2) 長期信頼性評価試験フロー

長期信頼性評価の試験フローは、図Ⅲ-2-②-(1)-8 の通りとする。



図Ⅲ-2-②-(1)-8 次世代 PCS の試験フロー

1.1.4 維持管理費の削減

維持管理費は、表Ⅲ-2-②-(1)-12 に示す通り、74%削減できる(目標:30%以上)ことがわかった。表Ⅲ-2-②-(1)-12 は、20 年間の維持管理費ならびに 30 年間の維持管理費の計算を行った結果である。維持管理費はパワコン交換費用(表中 b)と定期点検費用(表中 c)との合計(d=b+c)からなる。従来システムでは 10 年毎にパワコンを交換する必要があったが、次世代 PCS の場合は 30 年間交換不要となる。このため、表Ⅲ-2-②-(1)-12 に示すように、20 年間の維持管理費で 67%、30 年間では 74%の削減ができる。

なお、表中には記載していないが、維持管理費に次世代 PCS のコストアップ分を入れても、目標を大幅に達成した。

表Ⅲ-2-②-(1)-12 次世代 PCS と従来システムの維持管理費

	項目	システム価格 (千円/kW)		備考		
		従来システム	次世代 PCS			
初期コスト	太陽電池モジュール	189				
	パワーコンディショナ	37	45	次世代 PCS は、8 千円/kW コスト UP		
	その他 BOS	23				
	設置工事費	59				
	合計 (設備投入時)	a	308	316		
維持管理費	維持管理費	10 年目のパワコン交換	b	40	-	200 千円/5kW とした
	20 年間	定期点検 (4 年に 1 回)	c	20	20	20 年間で 20 千円/5kWx5 回とした
		維持管理費合計 (20 年間)	d	60	20	b+c
		維持管理費削減率			67%*	(60-20) /60=0.67
		合計 (20 年間運転)		368	336	a+d (a+b+c)
	維持管理費	10 年毎のパワコン交換	b'	80	-	
	30 年間	定期点検 (4 年に 1 回)	c'	28	28	
		維持管理費合計 (30 年間)	d'	108	28	b'+c'
		維持管理費削減率			74%*	(108-28)/108=0.74
		合計 (30 年間運転)		416	344	a+d' (a+b'+c')

1.1.5 発電コストの削減

表Ⅲ-2-②-(1)-13 に示すように発電コストは 2.64 円/kWh 削減できる (目標: 2 円/kWh 以上)。
 表Ⅲ-2-②-(1)-13 は、従来システムと次世代 PCS を用いたシステムの発電量と費用をまとめたものである。20 年間の運転に必要な費用は、表Ⅲ-2-②-(1)-12 に記載の通りである。20 年間の総発電量は、次世代 PCS のシステム効率が 2% 向上 (変換効率が 94.5→96.5% に改善) を見込んで算出した。なお、94.5% は現行商品の効率、96.5% は今回開発した 2 次試作品の効率である。
 発電コストは、20 年間運転の場合は 1.95 円/kWh 削減、30 年間運転の場合は 2.64 円/kWh 削減できることがわかり、目標の 2 円/kWh 削減を達成した。

表Ⅲ-2-②-(1)-13 従来システムと次世代 PCS システムの発電コスト比較

項目		従来システム	次世代 PCS
20 年間運転	20 年間の運転に必要な費用 (千円)	368	336
	(表Ⅲ-2-②-(1)-16 より)		
	20 年間の総発電量 (kWh)	20,000	20,423**
	発電コスト (円/kWh)	18.40	16.45
	次世代 PCS の効果		1.95 円/kWh 削減
30 年間運転	30 年間の運転に必要な費用 (千円)	416	344
	(表Ⅲ-16 より)		
	30 年間の総発電量 (kWh)	30,000	30,635**
	発電コスト (円/kWh)	13.87	11.23 円
	次世代 PCS の効果		2.64 円/kWh 削減

**次世代 PCS のシステム効率が 2% 向上 (効率が、94.5%→96.5% に改善したとして算出)

1.2 長寿命電解コンデンサの開発（担当：日本ケミコン株式会社）

アルミ電解コンデンサは、内部に駆動用電解液を使用しており、かつ気密確保のために封止材として高分子材料であるゴムを使用しているため、有限寿命部品と位置づけられる。一般的に電解液がゴムを通して蒸散するためオープンモードの故障（ドライアップによる性能低下）となる。電解液の蒸散加速性は主に環境温度に従うほか、下式のような寿命推定式の形態となる。しかしながら、10～15年を超えて使用された場合には電解液量減少のほか、封止ゴムの劣化による気密不良あるいは過剰な電解液蒸散、意図しない電気化学反応による腐食等の不具合に至る可能性が排除できない。このような背景からアルミ電解コンデンサの寿命上限は一般的に15年と推奨されてきた。これらの長寿命化阻害要因に着目し、以下のような要素技術の開発および劣化加速性の把握により、寿命上限の延長を図ることとした。

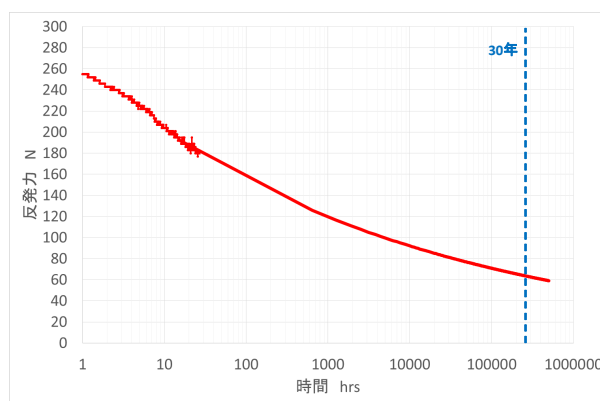
1.2.1 長寿命化要素技術開発

(1) 蒸散性の抑制

電解液蒸散の温度加速性を確認するとともに、長寿命に対しては性能を維持する最低電解液量が確保される必要がある。このため30年を想定した電解液量を確保する蒸散抑制の評価に取り組んだ。現状、1次側に使用される中高圧電解液はその蒸気圧が低く、加えて昨今のゴム開発コンセプトのひとつが“電解液蒸散量の低減”であることから、ここ10年前後に開発された電解液および封止ゴムの組み合わせ評価においては十分な電解液量が確保できる結果が得られた。本研究では、標準化や製造中止のリスクを考慮しつつ、長寿命（寿命上限の延長）設計基準の中に今回確認された材料組み合わせを限定することとした。

(2) 高耐候性材料の検討

コンデンサの長寿命（寿命上限の延長）化を果たすためのコンデンサにおける封止ゴムの機能面から評価項目を検討した。封止ゴムに求められる最重要機能は“気密性確保”であるため、アルミケースとゴムの“弾性反発力”に着目した。コンデンサ製品状態での80℃弾性反発力挙動を図Ⅲ-2-②-(1)-9に示す。なお、実測データとしては約10,000時間までであり、その後は予測値である。また、試験開始後に数十時間まで外部ノイズが見られるが、測定系を再構築したのちは、ノイズはほとんど無くなった。



図Ⅲ-2-②-(1)-9 80℃反発力挙動（加工センター値）

試験結果から、いずれも初期反発力が30年後は約1/4と低くなると想定されるものの、加工下限値品においても弾性反発力下限設定20Nに達するには30年超となる推測結果が得られた。

(3) コンデンサ内部での化学的および電気化学的反応の抑制

以下の仮説を設定し、その検証を行うことで化学反応の抑制効果を確認し、新規電解液の開発、量産導入を実施した。

検証 1. 腐食性物質の存在

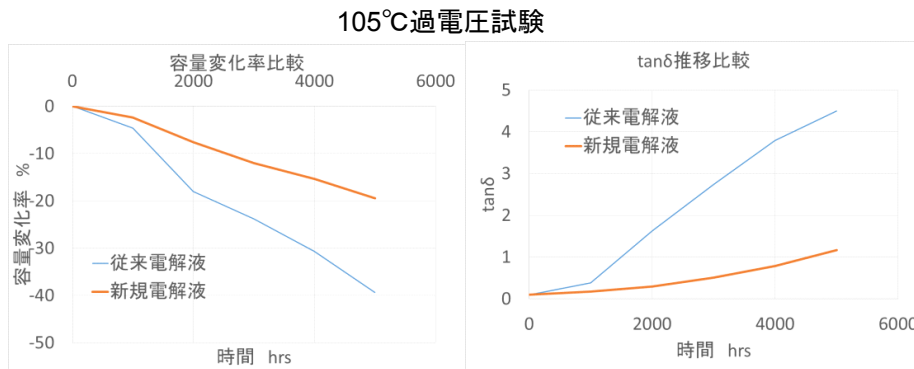
・・・過去の知見として塩素、臭素、蟻酸等は腐食反応を促進するため、しきい値を確認。

検証 2. 溶質濃度の経時変化

・・・過去の知見で溶質濃度が極めて低くなると腐食反応が発生しやすいため、予め溶質濃度を高くして確認。

検証 3. カチオン種による影響

・・・カチオン種による影響が知られている。ただし、製品特性への影響も大きく適用を検討。



図Ⅲ-2-②-(1)-10 溶質濃度、カチオン種改善電解液における安定性

開発した新規電解液について、105°Cにおける負荷試験を行った。初期クロル濃度 4.3ppm 以下に抑えると 30 年相当は腐食故障しないと想定される。また、クロルによる電気化学反応の温度加速性はアレニウス則に依存するため、環境温度 10°C 低下で約 2 倍となる。従って実使用環境が低いほど初期クロル濃度の許容値は大きく、仮に環境温度が 75°C の場合は約 9ppm 以下に抑えれば良いことになる。

また、溶質濃度を予め高く設定し、カチオン種を変更した電解液を用いた過負荷試験の結果を図Ⅲ-2-②-(1)-10 に示しているが、従来電解液品比較で電気特性が安定することが確認された。これらのコンセプトを用いて、定格電圧、リップル電流性能に対して電解液組成をアレンジして量産対応可能な電解液の開発を行った。

1.2.2 要素技術を盛り込んだアルミ電解コンデンサの信頼性評価

封止ゴムの指定、新規電解液などを盛り込んだ仕様のコンデンサで以下の信頼性試験を実施している。

- (1) 105°C 定格負荷試験
- (2) 恒温高湿負荷試験 (85°C85%RH、60°C95%RH)
- (3) 60°C 過負荷試験
- (4) 温度サイクル試験 (105°C⇔-25°C)

いずれも JIS 規格準拠の試験時間、サイクルにおいて異常発生は認められておらず、パワーコンディショナ実稼働 30 年相当の負荷試験が完了 (目標達成) した。今後の長寿命に対する加速試験の一助とするため、限界寿命見極めのため評価は継続している。

1.3 長寿命リレーの研究開発 (担当: 第一電機株式会社)

リレー接点の素材、形状の検討を行うとともに、リレーへの接続形状、素材の検討を行った。その結果を踏まえて、2 極構造のリレーについて試験を行った。まずは第一電機で行っている寿命評価方法

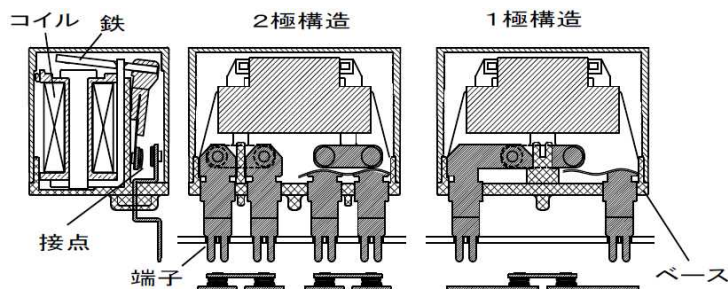
に用いる負荷を選定し、開閉試験を行った。

表Ⅲ-2-②-(1)-14 開閉試験の負荷項目

	開閉試験項目	目標開閉回数	結果
開閉試験	抵抗負荷	10万回	達成
	誘導負荷	10万回	達成
	実装負荷	20万回	達成

環境対応の確認は実装負荷試験にて実施し以下の内容である。

- ・高温中（85℃）での開閉試験では開閉回数 20 万回以上であり、目標達成。
- ・高温高湿中（85℃、90%）での開閉試験では開閉回数 20 万回以上であり、目標達成。
- ・低温中（-25℃）での開閉試験は未実施。



図Ⅲ-2-②-(1)-11 リレー構造（2極構造、1極構造）

上記の様に、リレー2極構造では表Ⅲ-2-②-(1)-14 に示す通り、目標開閉回数を達成した。

しかし、端子はんだ部温度上昇抑制の対応から、図Ⅲ-2-②-(1)-11 に示す通り、リレー接点構造を現行 2 極構造から 1 極構造へ変更し上記試験を行ったところ、実装負荷で目標の 20 万回に満たないものが発生した。そのため接点材質を可動接点：銀ニッケル、固定接点：銀酸化スズ系から可動接点・固定接点ともに銀酸化スズ系のもので開閉試験を行ったが、実装負荷での評価途中にて、目標の 20 万回に満たないものが発生した。

そこで、さらに繰り返しの開閉の弱さを向上させるため、可動部のバネ力を従来より約 19%アップして、さらにそのバネを動かせるようにコイル吸引力を 25%アップさせたリレーにて開閉試験を実施した。図Ⅲ-2-②-(1)-11 の 1 極リレー構造でバネ力改善仕様では表Ⅲ-2-②-(1)-15 に示す通り、抵抗負荷及び誘導負荷では目標開閉回数を達成、実装負荷については各環境対応条件のもとで、目標開閉回数を達成した。

表Ⅲ-2-②-(1)-15 開閉試験の負荷項目（1極構造リレー）

	開閉試験項目	環境対応	目標開閉回数	結果
開閉試験	抵抗負荷	常温中	10万回	目標達成
	誘導負荷	常温中	10万回	目標達成
	実装負荷	常温中	20万回	目標達成
		85℃中		目標達成
		85℃,90%中		目標達成
		-25℃中		目標達成

1.4 高性能 リアクトルの研究開発（担当：TDK 株式会社）

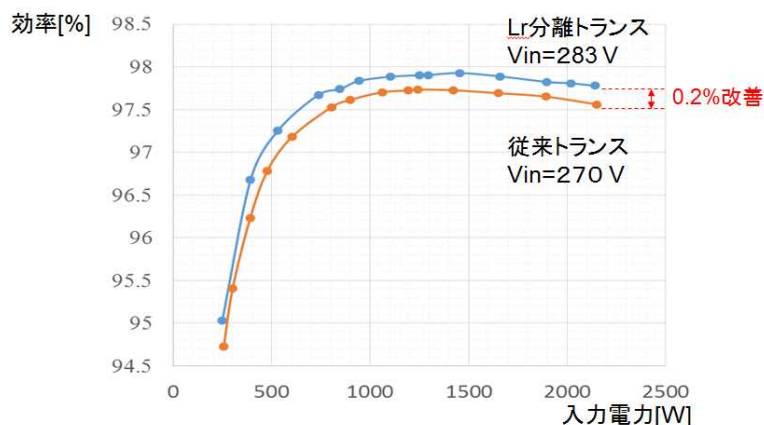
1.4.1 トランスコアの開発

中間目標である温度上昇低減(≦120℃)、効率アップ(0.1%)の方策として、トランスの損失低減を検討した。

パスコアの形状・位置について検討を実施したが、狙った効果は得られず、パスコアは漏れ磁束のコイルとの鎖交低減手段として有効でないと判断した。そのためコア形状の検討により漏れ磁束の低減を行った。

これまでの絶縁トランスでは E 型コアの中脚部に Gap を設けることによってリーケージインダクタンスを発生させていたが、Gap からの漏れ磁束がトランスのコイルと鎖交することで銅損の増大を引き起こしていた。そのため、メイントランスとリーケージインダクタを磁気的に分離し、コア形状としては E 型と U 型を一体化させたコア形状を作製した。コア材質としては既存材を用いた。本コアを用いてトランスを田淵電機で作成した。

この形状のサンプルを用い実装評価を行った結果、現行品と比べて絶縁トランスの温度上昇が約 20℃低減し(89℃⇒65℃: DC 入力電圧 270V)、効率も 0.2% 向上(図Ⅲ-2-②-(1)-12)することが確認できた。磁気的に分離する構造によりコイルと鎖交する磁束が低減され、結果的に低発熱、高効率になったと考えられる。以上により目標のコア温度と効率改善を達成することができた。



図Ⅲ-2-②-(1)-12 トランスの効率評価結果（田淵電機（株）測定）

1.4.2 リアクトルコアの開発

中間目標である直流重畳特性（40A 負荷時インダクタンス規格達成）とコア温度上昇抑制技術の確立（リアクトル温度 150℃以下）のためにリアクトルコアの低損失化を検討した。開発したコアを用いてリアクトルを作製し、PCS での実装温度評価を行った。その結果、達成品を用いたリアクトルの温度上昇は現行品リアクトルに対して約 1℃（ $\Delta T=80^{\circ}\text{C}\Rightarrow\Delta T=79^{\circ}\text{C}$ ：ファンレス品）温度を下げる事が出来た。周囲温度 40℃とした場合、コア温度は約 120℃となり、リアクトル温度目標である 150℃を達成できることが確認できた。

また、リアクトル単独での直流重畳特性評価を行った結果、達成品リアクトルは 40A 負荷インダクタンス目標規格を満足していることが確認できた。以上の結果より達成品リアクトルにより目標を達成することができた。

1.5 次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（担当：太陽光発電技術研究組合）

次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会を立ち上げ、以下の項目について調査、検討を行った。

1.5.1 実証試験に用いる次世代パワーコンディショナの試験方法

2016年2月29日に開催された第3回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム特別運営委員会において、田淵電機から次世代パワーコンディショナの試験方法について提案報告された。設計寿命30年の製品としての評価方法として環境劣化評価、通電劣化評価及び構造強度劣化評価を実施する。環境劣化評価は、PCS 無通電状態での温度サイクル試験を実施する。また通電劣化評価は、PCS 通電状態での温湿度サイクル試験を実施する。さらに構造強度劣化評価は、PCS 無通電状態での複合振動試験を実施する。これらの試験を実施し、基本動作確認を行い、設計寿命30年を評価する。また製品評価だけでは確認できない内容について、個別部品の評価試験として、設計内容、部品評価、材表評価、実装基板評価の4つを実施し、それぞれの寿命を確認する。

今後、これらの評価試験により、設計寿命30年のPCSの評価を実施していくと共に、PCSの信頼性試験方法として標準化を視野に入れ、素案を作成する。

この方針に基づき、信頼性評価試験方法の検討を行い、前述の素案を作成した。

1.5.2 中間年報等の作成

2014～2017年度中間年報を作成し、NEDOに提出した（各年度3月31日付）。また、2016年10月の中間評価の基礎資料となる事業原簿を作成し、NEDOに提出した。

1.5.3 運営委員会の開催

次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会を44回開催し、事業進捗確認等を行った。また、次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム特別運営委員会を11回開催し、次世代パワーコンディショナの信頼性試験方法や、系統連系に関する課題について議論した。

2. 実用化・事業化見通し

2.1 パワーコンディショナ

田淵電機株式会社は、太陽光発電システム用パワーコンディショナの製造メーカーとして 2016 年 3 月末で約 1200 千台の生産実績を有する。特に環境に厳しい屋外設置のパワーコンディショナでも 15 年以上にわたる豊富な経験と実績を有し、2003 年以降は沖縄宮古島でパワーコンディショナの屋外暴露試験を実施し、筐体については、25 年間相当の実力は確認している。

同業他社メーカーに対して当社は豊富な市場での経験と知見を有しているが、中国メーカーの参入でコスト競争は激化している。

パワーコンディショナ関連事業の継続・拡大には、パワーコンディショナの基本性能のブラッシュアップと長期にわたる高い信頼性の確保がポイントとなる。

次世代長寿命・高効率パワーコンディショナで開発した長寿命部品、及び回路設計技術を住宅太陽光発電システム用連系パワーコンディショナに活用することを考えていた。

現在、太陽光発電システムは蓄電池と併用する蓄電ハイブリッドタイプに移行しつつあり、当社の新製品開発は、ハイブリッドタイプにシフトしている。

蓄電ハイブリッドシステムは、日中だけ稼動する連系パワーコンディショナと異なり、24 時間連続運転するこよになり、設計思想を見直し、新設計基準を設け、それに準じた設計が必要となる。

そこで、今回の研究開発の研究成果である要素技術をハイブリッドパワーコンディショナの開発に反映する。また、長期信頼性を確保した電解コンデンサ等は、開発メーカーにおいて部品単体での拡販が可能である。

年度	H31年度	H32年度	H33年度	H34年度	H35年度	
製品設計	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> ①連系PCS(日中のみ運転)⇒ハイブリッドPCS(1日24時間運転) [設計思想見直し、新規設計が必要] ②長寿命部品(電解コンデンサ、筐体密閉構造、etc.)で可能な要素技術を製品に反映する。 </div>					
設備投資	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> 特別な設備投資は不要 </div>					
生産量		468MW 7.0千台/月	490MW 7.4千台/月	520MW 7.8千台/月	583MW 8.9千台/月	
生産		<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> 太陽光+蓄電池 ハイブリッドPCS </div>	→			
		<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> 産業用 三相PCS </div>	→			
収益性	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> 発売当初より一定の収益は確保する </div>					

図Ⅲ-2-②-(1)-13 長寿命 PCS の事業化計画

2.2 コンデンサ

図Ⅲ-2-②-(1)-14 に示す通り、新規電解液は 2018 年度に生産開始済である。長寿命コンデンサは 2019 年度に生産を開始し、個別カスタム対応からカタログ化へと進めていく。

新規電解液の展開のために社内材料部品としての認定・登録作業が完了している。コンデンサ量産品への適用については、カスタム仕様の適用は可能となっており、個別問い合わせには対応可能である。寿命上限 30 年品としては実環境における負荷条件などによる寿命算出が必要であるとともにコンデンサ製品としての認定・登録作業も必要となるため、顧客との綿密なコミュニケーションが必要である。昨今は同一分野においても回路設計思想が異なることなどから、コンデンサへの要求定格、SPEC などに幅があり、対象製品群を見極めるための市場調査をしていくとともに、これまでの要求や実使用状況を考慮し、2019 年度末を目処にシリーズ化を検討する。なお、個別要求アイテムは量産時期等の状況を加味しつつカスタム対応していく予定である。

年度	H30年度	H31年度	H32年度	H33年度	H34年度
製品設計	済				
長寿命検証	→				
設備投資	特殊設備無し	→対象拡大、増量による追加設備の検討			
量産化準備	→				
生産(電解液)	●	生産開始			
(※長寿命品)		●	生産開始(個別カスタム対応⇒カタログ化)		
収益性	生産開始から約2年で開発費用回収見込				

※長寿命品:30年対応。

図Ⅲ-2-②-(1)-14 新規電解液ならびに長寿命コンデンサの事業計画

2.3 リレー

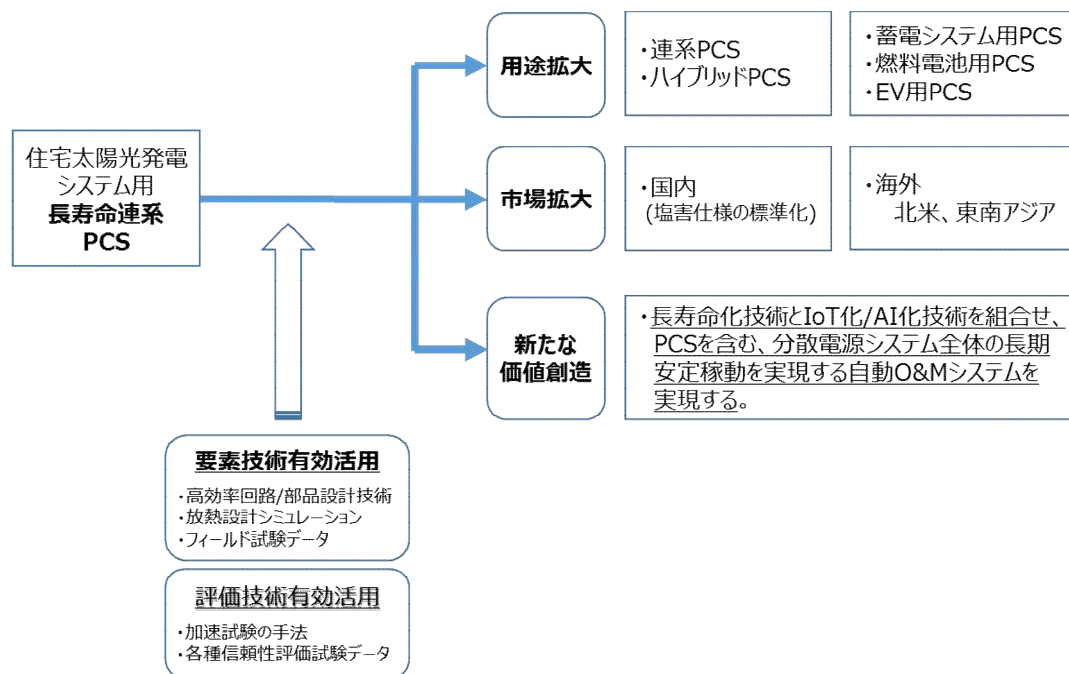
開発したリレーの事業化については、昨今の売電価格下落や 2019 年問題による太陽光事業の停滞も手伝って、現在は太陽光パワーコンディショナ用途で長寿命リレーを要望されるケースは少ない。しかしながら、一般的なパワーリレーにおける開閉寿命性能向上や温度上昇抑制の市場要求があり、上述の試験データをベースに日々活用している（完成製品の分野・メーカーなど多岐にわたっており、進展が期待できる）。

2.4 リアクトル

トランスコアの開発については、NEDO テーマで構築した漏れ磁束のシミュレーション手法および発熱対策の必要なトランスの設計方法として活用し、新規引合い案件の製品化率アップに繋げている。リアクトルコアの開発については、NEDO テーマで得られた Fe-Si 系金属材料制御技術を活用し、大電流用金属系インダクターコイルを開発中、開発完了予定は 2020 年 4 月である。

3. 波及効果

長寿命化部品を含む次世代パワーコンディショナの開発によって、国内市場での優位性維持を図る。また、本技術は、太陽光発電システム用パワーコンディショナだけでなく、電力変換回路全般に適用可能な技術であり、蓄電ハイブリッドシステムや独立分散電源用のパワーコンディショナに適用することで、パワーコンディショナの長期信頼性向上に貢献できる。さらに、国内向けに加え、海外向けパワーコンディショナにも活用でき、日本製品の信頼性を特長技術としてグローバル展開が図れる。



図Ⅲ-2-②-(1)-15 波及効果

4. 今後の展開

国内市場の将来見通しは表Ⅲ-2-②-(1)-16 の通りで、FIT 終了に伴い国内市場は縮小傾向にあり、当社のシェアも大きく下げたが、これからの再生可能エネルギーの主力電源化に向けて、太陽光発電システムの発電電力コストがグリッドパリティを実現すること、及び、太陽光発電システムを長期間安全に安定して稼働する電源にすることが不可欠であり、パワーコンディショナメーカーの立場から貢献する。

また、太陽光発電システムの普及による系統配電線の不安定化を防ぐため、蓄電池併用タイプのパワーコンディショナに注力して、パワーコンディショナ関連事業の規模拡大を図る。

さらに、北米、東南アジア等は、日本国内以上に厳しい気象環境下であり、長寿命・高効率化技術を有効活用して、長期間の使用に耐える商品を開発し、海外展開を目指す。

表Ⅲ-2-②-(1)-16 市場規模 (現状と将来見通し)

	国内市場規模(申請者シェア)
現状 (2016 年度)	7.8GW (15.4%)
プロジェクト期間終了時点 (H30 年度、2018 年)	7.0GW (6.0%)
終了後 2 年目 (H32 年度、2020 年)	6.2GW (7.5%)
終了後 3 年目 (H33 年度、2021 年)	5.8GW (8.5%)
～～	
終了後 5 年目 (H35 年度、2023 年)	5.3GW (11.0%)

*市場規模算出の根拠：

2018 年版太陽電池関連技術・市場の現状と将来展望(株式会社富士経済)

*シェア見通しの根拠：申請者シェア予測(田淵電機株式会社事業企画部作成)

(2) 新規不具合検出機能を備えた発電量/設備健全性モニタリングシステムの開発
[2014年～2016年度] (ネクストエナジー・アンド・リソース株式会社)

1. 成果詳細

成果1：中点電位センサの開発

中点電位をストリング電流とともに測定するセンサを開発した。1枚の基板で16ストリングを測定することができ、電圧や電流センサのキャリブレーションを行う機能も搭載している。電圧計測は抵抗分割ではなくコンデンサへの充放電によって減衰させる方式とした。これによって、PVアレイの定期検査などで行われる絶縁検査で誤って絶縁不良と判定されない。このセンサを自社の50kW発電所に設置し、2016年1月からデータを取得し

中点電位モニタの有効性の実証実験を行っている。このセンサは測定値をデジタル化しRS485ラインで外部と通信できる。実証サイトでは同時に開発したロガー「ソラジット」と接続して遠隔監視システム「PV-SAFETY」でリアルタイムに観測できる。図Ⅲ-2-②-(2)-1がそのセンサ基板の写真である。

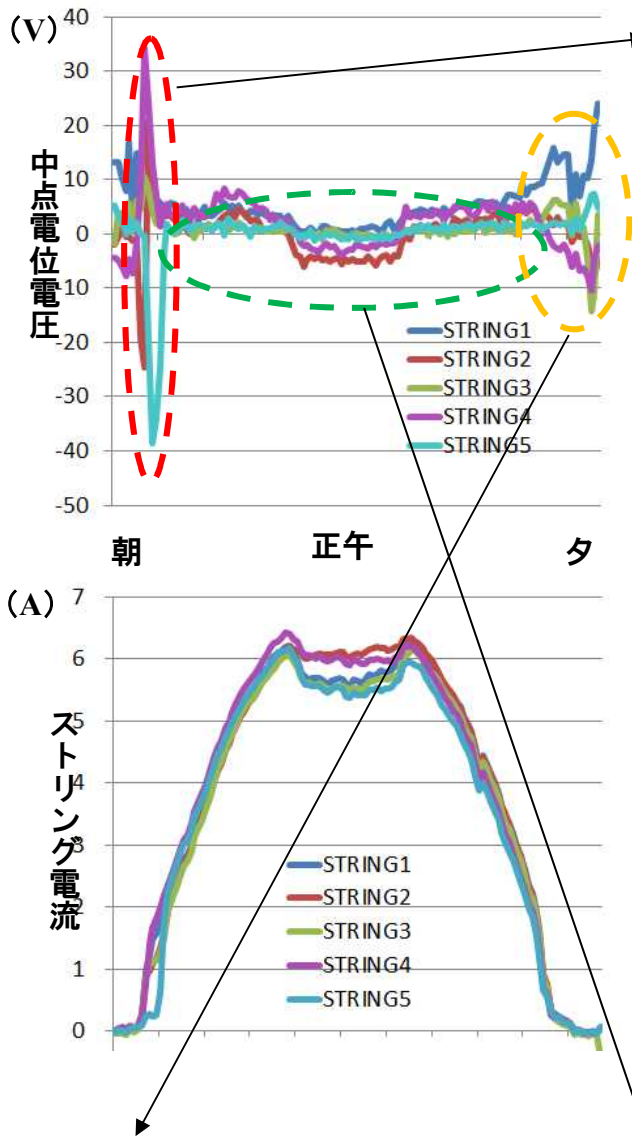


日射計がなくても
極めて高い精度で
不具合ストリングを
検出する世界初の
センサ

図Ⅲ-2-②-(2)-1

図Ⅲ-2-②-(2)-2が観測データの1例である。上のグラフが中点電位の観測値、下のグラフがそのときのストリング電流の観測値である。ストリング電流が一定値以上の領域では、当初の目論見どおりストリング電流に依らず中点電位は一定になることが確認できた。影に対して極めて高い感度で応答することから、ストリング中のパネル不具合（出力低下）に対しても高い感受性であることが確かめられた。パネルの一部を黒い紙で覆う実験も行い、パネルの性能低下に比例した中点電位シフトを観測できている（図Ⅲ-2-②-(2)-3）。

中点電位観測例

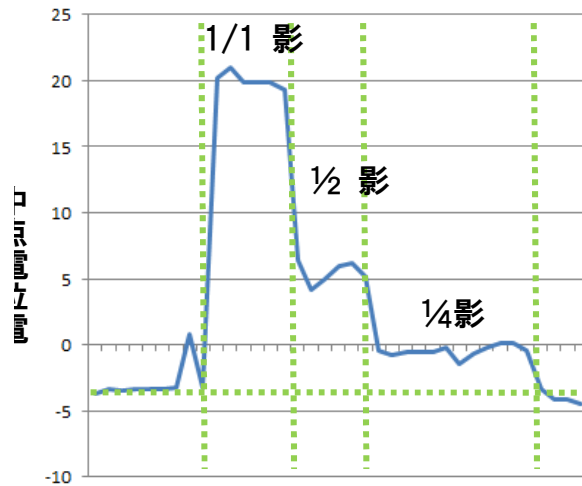


影の影響を明確に検知

影と中点電位の関係を検証サイトで確認



影と中点電位



電流値で変調される?

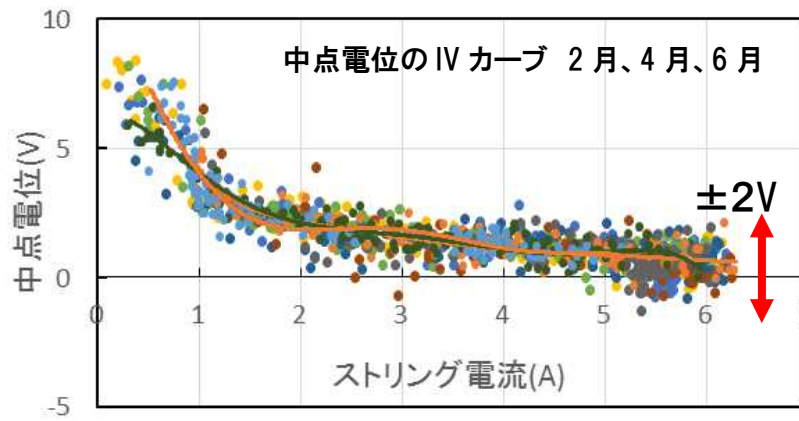
ストリング電流 1.5A 以上で MPPT 時、
中点電位はほぼ一定

図Ⅲ-2-②-(2)-2

図Ⅲ-2-②-(2)-3

この性質を使えば、電流値がある値以上でパワコンが出力を抑制していないときの midpoint 電位値を不具合判定に使うことができる。

ただ、ストリング電流が小さいときに midpoint 電位が明らかに変動しており、それが各ストリングに固有の量であることがデータから推定された。そこで 2 月から 6 月の影の影響を除いた観測値から midpoint 電位のストリング電流との相関 (IV 特性) を調べた。その結果が図Ⅲ-2-②-(2)-24 である。この図は 2 月、4 月、6 月からそれぞれ数日の天候の異なるデータを重ねて描いたものである。この図から「midpoint 電位の IV カーブは、季節や天候に依らず同じ」で、ばらつき程度は $\pm 2V$ 程度ということがわかる。逆にこのカーブから $2V$ 以上外れた midpoint 電位が観測されたら何らかの異常 (影、積雪、パネル異常) を疑うことができる。その異常がある時間以上続くようならパネルに不具合が発生していると判定できる。以上の判定手順は容易にプログラム可能である。しかも判定はストリング電流値に依らないばかりか日射量にも依らないため、不具合判定に日射センサも不要である。



図Ⅲ-2-②-(2)-4

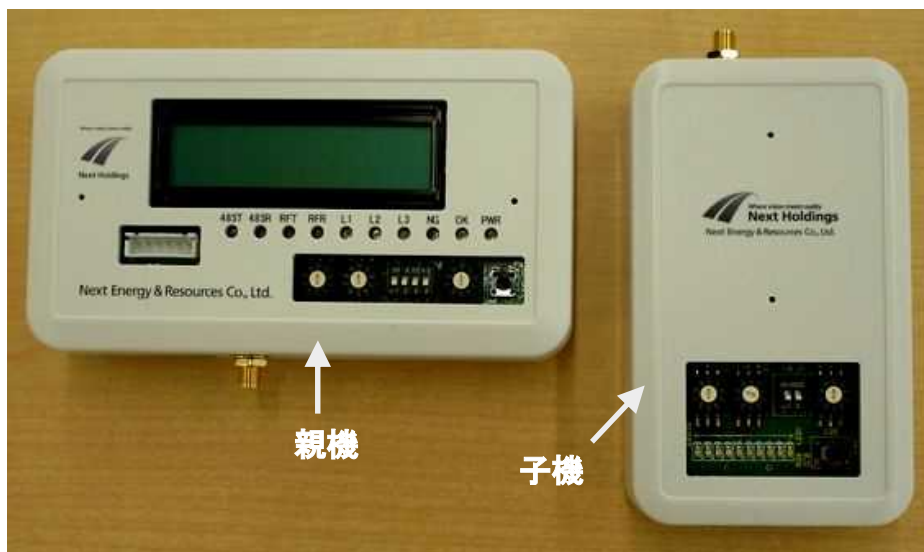
メガソーラーに代表される産業用の PV 発電設備では日射センサの設置は一般的だが、住宅用などの小規模 PV 発電設備では日射センサは通常設置されない。そのため期待発電量が不明となりパネルアレイの不具合発生を検知するのは困難だが、この手法を使えば安価で容易に不具合判定ができる。

成果 2：無線データ収集システムの開発

920MHz 帯で新たに規格がオープンになった無線手段を用いて PV 発電所のストリングデータを収集できるシステムを開発、商品化した。開発開始時点で大手電気メーカーから類似の商品は発売されていたが、評価を行うと、マルチホップ機能と自動経路探索機能の両立の問題や、遅延時間の問題があったため実際には目的の用途では使えないことが判明したために独自開発を行った。特徴は以下のとおり

- ・ 免許不要の 920MHz 帯 20mW 無線リンク。従来使われた 2.4GHz 帯より混信がなく回り込みも大きい
ため、通信距離を長く取れる。
- ・ データインタフェース RS485 MODBUS-RTU プロトコルマルチホップ(子 - 孫 - ひ孫まで)/自動経路
探索機能つき
- ・ 親機で全ての機器間リンクの RSSI(受信強度)を表示する機能など 設置時に便利な機能を搭載
- ・ 耐候性アンテナ・取り付けブラケット付

図Ⅲ-2-②-(2)-5はこの製品の外観である。



図Ⅲ-2-②-(2)-5

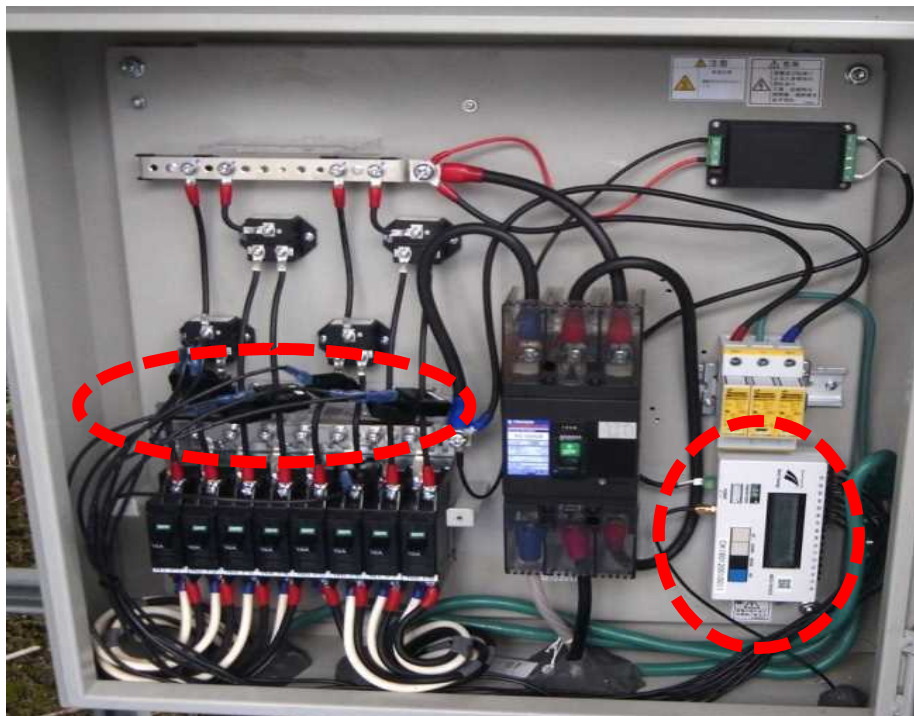
この製品を 2MW 規模の PV 発電所の一部に 2014 年夏に設置して 2 年間機能/信頼性の確認を行い良好な結果を得た。そのためさらにストリング電流センサと一体化した製品「後付けストリングモニタシステム」(図Ⅲ-2-②-(2)-6)を開発した。



図Ⅲ-2-②-(2)-6 後付けストリングモニタシステム

この製品は中点電位センサの電流センサ部分と無線データ収集子機の機能を集約したもので、大規模 PV 設備にストリング計測機能を後から追加するための最適な製品である。データ伝送用の配線や電源線工事は不要で、接続箱内への取り付け工事だけで済み、新たに開発した安価な電流センサは分割型で、ストリング配線をまたぐ取り付け作業だけで設置できる。また、センサのキャリブレーションを取り付け作業後に行えるので従来の非接触タイプのストリングセンサよりも高い計測精度を確保できる。

この製品を前述の 2MW 発電所に全面取り付けを 2016 年 8 月に行い、有効性の実証を開始した。図Ⅲ-2-②-(2)-7 はその現場でのセンサの取付けの様子を示す写真である。



図Ⅲ-2-②-(2)-7 2MW 発電所へ全面取り付け

成果 3 : 遠隔監視システムの開発

新規センサを開発しても、実際のサービスに結びつく手段がなければ普及は望めない。取得データをクラウド上で自由にハンドリングできる遠隔監視システムがなかったので新規に開発した（図Ⅲ-2-②-(2)-8）。



図Ⅲ-2-②-(2)-8 遠隔監視システム

図中「Solajit システム」が発電所に設置するロガーである。RS485 を 3ch 備え、分散配置の多数のパワコンもソラジット 1 台で 90 台まで通信可能。実際 50 台のパワコンを 1 台で繋げた実績がある。プロトコル統合されたパワコンも現状で内外の 10 社程度まであり、今後さらに増やしてゆく。ロガー自身に内蔵したメモリにもデータは記録するが、ほぼリアルタイムにクラウドへデータを送信し、クラウド上のプログラムでデータ処理後、Web ブラウザ上で表示を行う。そのためインターネットで繋がれば、世界中のどこにいても発電状況を監視可能である。逆に発電所がインターネットに繋がる環境にあれば、世界中のどこにあってもこのサービス(「PV-SAFETY」)を受けることができる。実際 2016 年 6 月にベトナムに設置し運用している。

この遠隔監視システムは、今回開発した中点電位センサや後付けストリングセンサを含め、今後われわれが開発する様々な機能やサービスを実用に供するための「プラットフォーム」となる。

機能の一部を説明する。

発電モニタ画面を図Ⅲ-2-②-(2)-9～図Ⅲ-2-②-(2)-12 に示す。



図Ⅲ-2-②-(2)-9 発電モニタ「日プロファイル」

日プロファイルでは日射センサから計算した期待発電量(グラフ中の緑線)を表示する。複数のパソコンを使っている場合もパソコン毎の出力を表示するので、1台のパソコンの異常もすぐに発見できる。

月プロファイル、年プロファイル、年推移プロファイルでは、パフォーマンスレシオ：PR 値を表示する。発電量の監視だけでは、日射量の多寡で発電量が左右されるので設備が正常なのかそうでないかを判断できないのに対し、PR 値では設備自体の性能指標なので、日射量に依らず設備健全性をある程度判断できる。

これらの表示データは全て CSV 形式でダウンロードできる。



図Ⅲ-2-②-(2)-10 発電モニタ「月プロフィール」



図Ⅲ-2-②-(2)-11 発電モニタ「年プロフィール」



図Ⅲ-2-②-(2)-12 発電モニタ「年推移プロファイル」

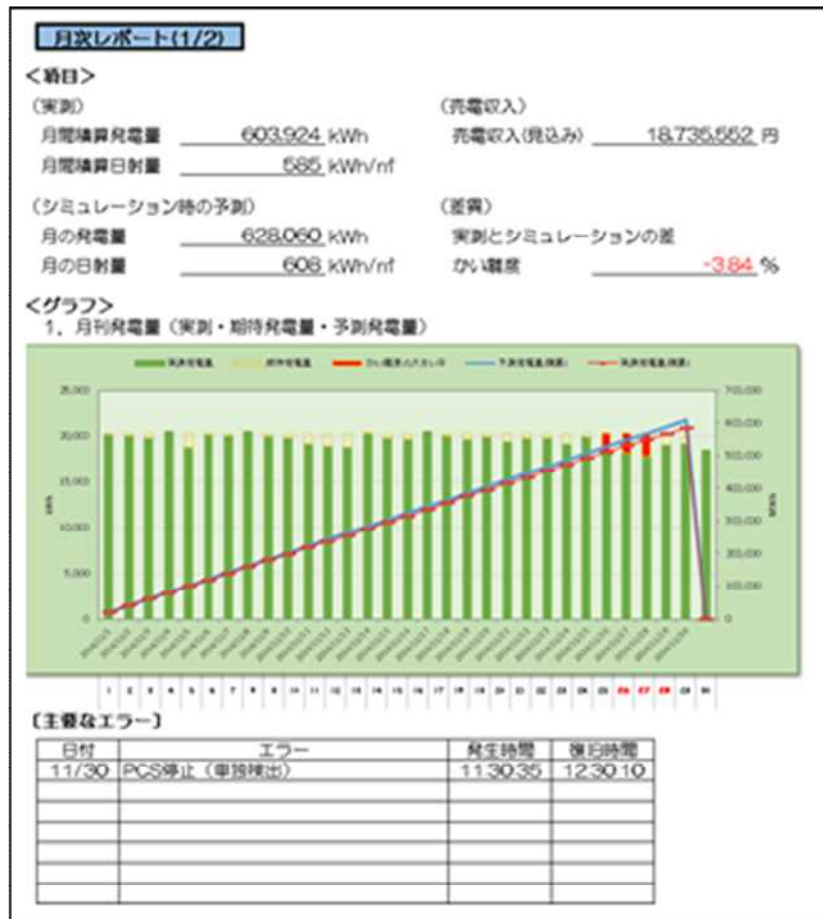
ストリング監視画面を図Ⅲ-2-②-(2)-13 に示す。



図Ⅲ-2-②-(2)-13 発電モニタ「ストリング監視画面」

ストリング監視データでアラーム発生条件を設定できる機能があり、パネル単位の異常も早期に発見できる。

発電レポートの自動作成機能。レポート例を図Ⅲ-2-②-(2)-14 に示す。



図Ⅲ-2-②-(2)-14 レポート例

リアルタイムにアラームを発生させ、担当者へメール発信する以外にアラームや異常を記録する機能がある。(図Ⅲ-2-②-(2)-15)



図Ⅲ-2-②-(2)-15

成果 4：維持管理コストの 30%以上削減

現在、検証サイトで実証試験中である。既に「PV-SAFETY」の遠隔監視データによって点検頻度やエリアの削減を顧客に提案して点検コストを 50%以上削減した事例もあるのでこの目標を達成する見込みである。

年一回の定期点検時に、全てのストリングの I-V 特性を測ること無く、遠隔監視データによって、1 割程度のストリングに絞り込み点検を行うことで点検コストを 30%程度削減することが可能である。

点検日以外でも、遠隔監視データを用いて発電量の低下を検出し、その原因がたとえば、雑草による物であれば、低下した発電量から最適な時期に雑草の処理を行うなどが可能となる。

2. 波及効果

PV 発電コストを大きく低減できる

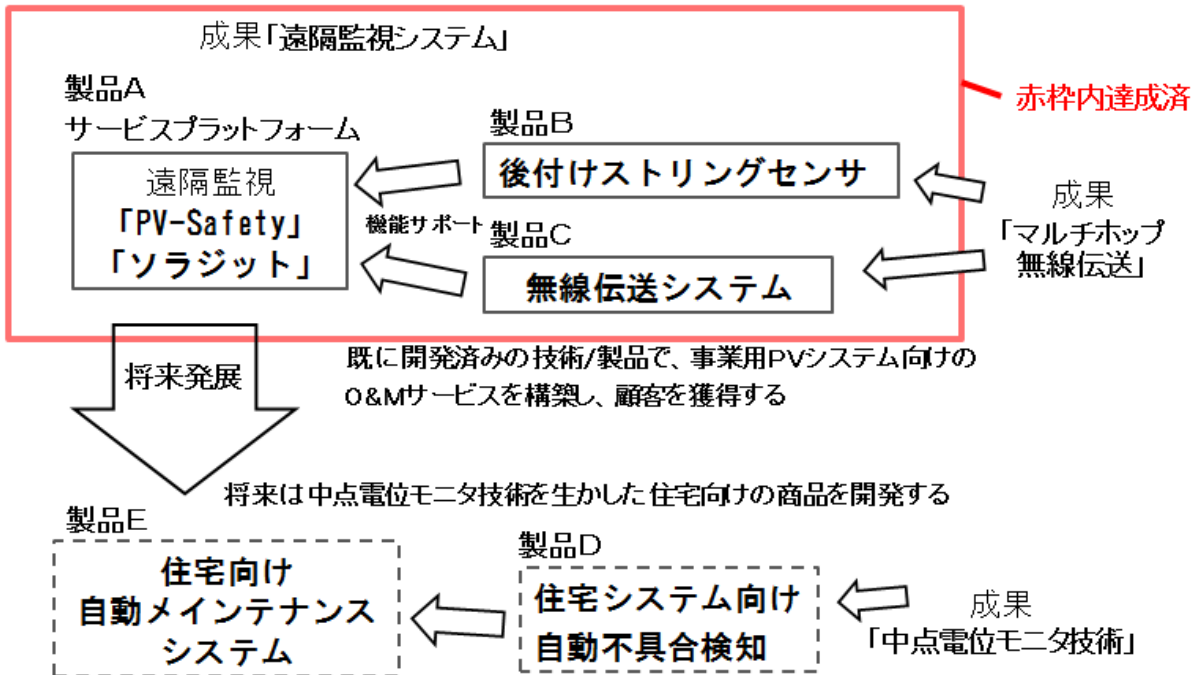
O&M コストの低減も実現するが、さらに大きな効果は「PV 発電所の寿命を延ばす」ことにある。この技術で発見した不具合パネルを適切に交換することによって、発電所自体の性能を維持することが可能となり、通常発電コスト計算に使われる「寿命 20 年」を大きく超えた運用が可能となる。寿命を 30 年に延ばすことができれば、発電コストはほぼ 2/3 となる。その場合、現状で最も安価な発電手段と言われている石炭火力発電よりも安い発電手段となる可能性が高い。

劣化した発電所の再生が可能

出力の低下した発電所に後付けストリングセンサを取り付けて不具合箇所を見つけて原因を取り除くことで出力の回復が可能となる。その費用は再び建設するよりも遥かに小さい。そのため、買取電力単価が非常に安いとしても十分収益が見込める可能性がある。

4. 今後の展開

O&M市場規模
200億円/年(2020年)の
シェア20%を目指す



(3) HEMS を用いた PV 発電電力量の遠隔自動診断と故障部位把握方法の開発

[2014 年～2017 年度] (京セラ株式会社)

(1) 研究開発項目の成果

1. 成果詳細

研究開発項目	最終目標	研究開発成果	達成度*	目標達成のために解決すべき課題
I) 遠隔 PV 発電特性低下診断システムの開発	<p>実証試験世帯で、発電電力量予測システムとフェーズ 2 の併用により診断正解率 95%以上であることを実証する。</p> <p>また故障を模擬した実験設備で遠隔診断を行い、診断正解率 95%以上であることを実証する。</p>	<p>遠隔診断システム開発は、衛星画像を活用した診断システムを開発し、日影解析機能を実装。実証試験を行い、診断正解率 100%(6/6)を達成。</p> <p>遠隔診断システムに、期間別性能解析診断を行う自動診断機能を追加し、実験設備で 5%出力低下を模擬し、自動診断により出力低下の検出に成功。</p>	○	
II) 発電特性低下部位把握システムの開発	<p>発電特性低下モジュールを含む発電特性低下ストリングを、100%の確率で遠隔から特定可能な前提条件の見極めを行う。</p> <p>日射強度 300W/m² 以上で診断可能とする。</p> <p>異なる故障モードの発電特性低下モジュールが 2 枚含むストリングを検出可能とする。</p> <p>自社実験施設にて出力保証値以下に劣化した発電特性低下モジュールを設置し有効性を検証する。</p>	<p>ストリング診断において IV 測定システムを構築し、診断アルゴリズムを開発することでストリング出力推定精度約 3%を達成。診断前提条件として、日射強度が 400W/m² 以上、直列抵抗増加、並列抵抗減少が混在する状況でストリング出力低下 6.5%の異常の検知に実験施設で成功。</p> <p>モジュール診断において、診断用の電圧制御機器を開発し、日射強度 800W/m² 以上の条件下でモジュール出力低下 20%の検知に実験施設で成功。</p>	△	日射強度 300W/m ² で診断する為の測定、およびデータ解析技術
III) 実設置データ収集による実証試験の実施	<p>2016 年度までに設置した HEMS (約 500 台) の発電データを収集して、遠隔 PV 発電特性低下診断システムの診断正解率を検証し有効性を実証する。</p>	<p>実証試験世帯に HEMS を 567 台設置し、その内 341 件について遠隔診断を実施。出力低下を 6 件検知し現場点検を実施。</p> <p>6 件の内、PV 出力異常は 5 件、HEMS 測定異常が 1 件。診断正解率 100%を達成。</p>	○	

I) 遠隔 PV 発電特性低下診断システムの開発

【概要】

実証試験世帯で遠隔診断システムの診断正解率が 95%以上になることを目標とし、衛星画像を活用した遠隔診断システムを構築し、日影による誤診断を防止する機能を追加した。実証試験世帯 6 件で異常を検知して、全て診断が正しいことを実証した。また中長期の期間別性能解析を行うことで、故障の有無を自動診断する機能を追加し、5%システム出力低下の故障模擬実験により、自動診断可能であることを実証した。

本研究開発項目では、東京理科大学へ診断アルゴリズム開発を再委託し、京セラがアルゴリズムを診断システムへ実装した。

【詳細】

1. 太陽光発電システムの現状と課題

【現状】

補助金や電力固定価格買取制度をきっかけに、太陽光発電システムの普及が急速に進み、今後も住宅用を中心に普及が進むことが見込まれている。その一方で国民生活センターには、2012 年以降で、年間4,000 件以上の太陽光発電システムに対する相談が寄せられており、期待した発電量が得られないことの相談が目立っている。消費者は太陽光発電システムの発電量に対して少なからず不安があり、住宅用太陽光発電システムの普及を阻害している可能性がある。

【課題】

期待した発電量が得られない原因の1 つに、発電特性の経年劣化が挙げられる。この問題に対し、太陽光発電システムメーカーはモジュール出力保証で対応している。しかしながら、出力保証値程度の発電出力低下を、住宅用太陽光発電システムのユーザが発見することは、一般的に困難であると考えられる。そこでユーザに代って、太陽光発電システムメーカー等の信頼がおける事業者が、発電特性の劣化を診断することは、ユーザの不安を解消するのに有効な手段であると考えられる。また、定期点検によって、発電特性の劣化を検出することは可能であるが、有償定期点検の場合、不具合の有無にかかわらず点検費用が発生するという課題がある。また1年以上の間隔で実施される定期点検では、不具合を早期に発見できず、大きな発電損失を伴う可能性があるという課題がある。

【従来技術】

すでに商用で提供される遠隔診断サービスは存在するが、モジュール出力保証値程度の出力低下を正確に検出したという事例は報告されていない。

【取組み】

そこで HEMS を活用して太陽光発電システムの発電特性を遠隔で常時見守ることができる遠隔診断システムを構築し、発電量の低下を早期発見して修理交換するサービスの実現を目指す。発電理想値を高精度に計算し、なおかつ日影の影響による出力低下を識別することで、出力が保証値程度に低下したモジュールを少なくとも1 枚含む太陽光発電システムを、正確に検知する遠隔診断システムを開発する。

2. 目標設定

【目標設定】

本研究項目では、システム出力が5%低下した太陽光発電システムを95%以上の正解率で検知することを目標とする。システム出力5%低下は、太陽光発電モジュール20 枚の内、1 枚が発電不能の状態に相当する。正解率95%は20 件遠隔診断を行い、現場点検結果と相違する件数が1 件以下であることに相当する。

【目標設定根拠】

- ①遠隔診断の実現により定期点検コストを削減し、維持管理コスト削減率33.3%を実現
- ②システム出力5%低下を正確に検出することで、発電コストを1.0 円/kWh 削減可能

【算定根拠】

①維持管理コスト…第20 回調達価格等算定委員会資料P22 より抜粋

10kW 未満太陽光発電システムの20 年間維持管理コストは総額30 万円

内訳：定期点検2 万円×5 回、パワコン交換費用20 万円

コスト削減：10 万円（遠隔診断による定期点検費用の削減）

削減効果：33.3%（10 万円/30 万円）

②発電コスト削減

発電コスト = (A 初期費用+B 維持管理費用) / C : 総発電量 (20 年)

A : 初期費用 = システム発電容量×システム単価 = 4.5kW×35 万円 = 157.5 万円

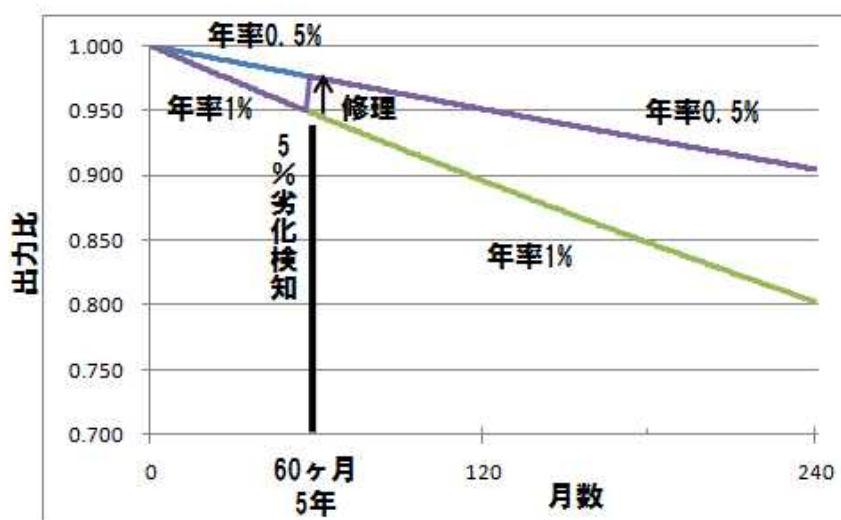
B : 維持管理費用 = 定期点検10 万円+パワコン交換20 万円 = 30 万円

C : 総発電量 = 毎月発電量の20 年積算値

初期月間発電量 = 発電容量kW×(24 時間×365 日/12 ヶ月) ×設備利用率13.8%

毎月の発電量 = 前月の発電量×(出力劣化年率/12 ヶ月)

出力劣化年率 (図Ⅲ-2-②-(3)-1) = 0.5% (正常)、1% (異常/出力保証20 年で20%)



図Ⅲ-2-②-(3)-1 【太陽光発電システムの出力劣化】

20 年間の総発電量、およびコスト削減効果を表Ⅲ-2-②-(2)-1 に示す。出力が年率1%で劣化し、5 年後に5%劣化を検知して修理交換する場合は、遠隔診断によるコスト削減と発電電力性能の回復により発電単価が1.99 円/kWh 低減する。一方で発電性能劣化が0.50% (一定) で不具合がない場合には、定期点検コストが削減され発電コストが10 万円削減されることにより、発電単価が0.96 円/kWh 低減する。全体の5%に年率1%の性能劣化が発生すると仮定すると、加重平均計算により、全体として1.01 円の発電単価削減効果が期待される。

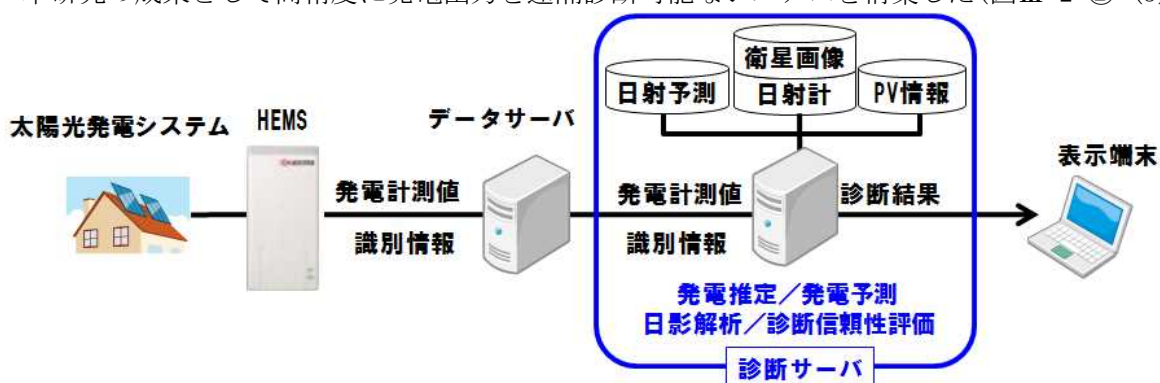
表Ⅲ-2-②-(3)-1【発電コスト削減効果】

劣化年率%	遠隔診断	発電コスト	発電電力kWh	発電単価	コスト差	発生率	加重平均
1	なし	¥1,875,000	98,067	¥19.12	¥-1.99	5%	¥-1.01
	あり	¥1,775,000	103,614	¥17.13			
0.50	なし	¥1,875,000	103,967	¥18.03	¥-0.96	95%	
	あり	¥1,775,000	103,967	¥17.07			

3. 研究の成果

3-1 遠隔診断システム構成

本研究の成果として高精度に発電出力を遠隔診断可能なシステムを構築した(図Ⅲ-2-②-(3)-2)。



図Ⅲ-2-②-(3)-2【遠隔診断システム概念図】

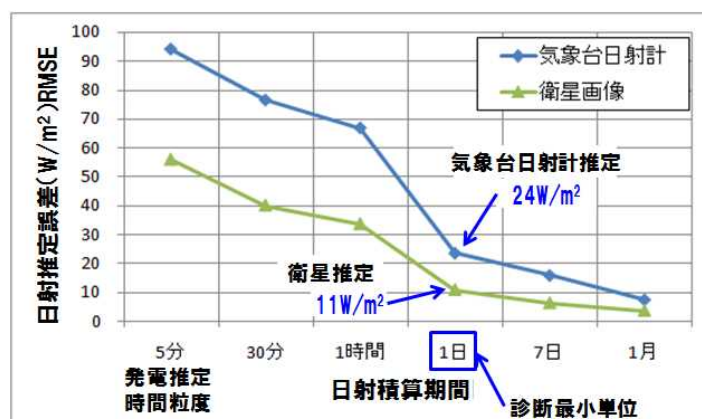
具体的には、HEMS (Home Energy Management System) により、太陽光発電システムの発電量を含む電力関連データを計測し、太陽光発電システム識別情報を付加してデータサーバへ送信する。HEMS は発電電力の1分平均値を計測し、10分に1度の周期でデータサーバへ送信する。計測データを受信したデータサーバは、太陽光発電計測データと識別情報を関連付けて診断サーバへ送信する。本研究では主に診断サーバのソフトウェアを研究開発した。

診断サーバは、識別データで関連付けられた太陽光発電システムの発電理想値を計算し、発電計測値と発電理想値の比率を計算して表示端末へ出力する。表示端末はインターネットを介して診断サーバから診断結果を受信するため、遠隔診断が可能となる。診断サーバの機能は大きく6つに分類される。

3-2 日射推定機能

診断サーバの第1の機能は、日射推定機能である。日射推定機能とは、識別データで関連付けられた太陽光発電システムの位置情報に基づき、その地点での指定時刻における日射量を計算する機能を指す。診断サーバは、離散的に設置された気象官署等の地上日射計計測データ、および人工衛星ひまわり8号の雲画像から、国内の任意地点の日射量を推定する。従来のひまわり7号では30分に1度の観測であったのに対して、ひまわり8号では2.5分に1度観測画像が送信される。地上日射計は1分、衛星画像は2.5分間隔で測定されるため、5分間隔で高精度な日射推定が可能になった。

以下に日射推定方法の改善による、日射推定精度の改善効果を示す。



図Ⅲ-2-②-(3)-3 【衛星雲画像活用による日射推定精度改善効果】

図Ⅲ-2-②-(3)-3は、2つの日射推定方法による日射推定精度の違いを示している。第1の日射推定方法は、太陽光発電設備設置地点の最寄気象官署日射計データを使用する手法、第2の日射推定方法は、ひまわり8号観測データを活用した日射推定方法であり、過去の衛星観測値と日射量実測値の傾向を予め学習しておき、学習した結果の関係式と、ひまわり8号の観測値を用いて太陽光発電設備設置地点の日射量を算出する。

日射推定精度を評価した地点は、静岡県掛川市に設置された日射計位置であり、最寄りの静岡地方気象台から直線距離で45km離れている。

ひまわり8号観測データは2.5分に1回送信され、日射推定は5分毎に計算される。それを30分、1時間、1日、1ヶ月積算した場合における、日射計実測値と推定日射強度のRMSE（二乗平均平方根誤差）をグラフで示している。

積算期間が長くなるほど、日射強度推定誤差が低減する傾向は両者とも同じであるが、衛星雲画像で推定する手法の方が、全ての日射積算期間において、誤差が低減されることが確認された。1日の積算日射量を用いて発電推定し、1日1回診断を行う場合、気象台日射計推定の誤差は24W/m²、衛星画像日射推定は11W/m²であり、誤差が約55%低減されている。日射推定精度の改善により発電推定精度が改善され、最終的に診断正解率の向上が期待される。

3-3 発電推定機能

診断サーバの第2の機能は、日射推定結果に基づく発電推定機能である。診断サーバには予め、識別情報で関連付けられた太陽光発電システム毎に、太陽光発電モジュールの材質、容量、ストリング構成枚数、設置方位、傾斜角度、およびパワーコンディショナ変換効率等の発電量に影響するデータが登録されている。それら登録情報と推定日射量から、SV (Sophisticated Verification) 法により、発電量を高精度に推定する。

3-4 診断信頼性評価機能

診断サーバの第3の機能は、診断信頼性評価機能である。

【課題】

発電性能は、発電実測値と理想値の比率により算出される。発電性能は1に近いほど理想的な状態であることを示している。太陽光発電システムの発電性能に変化がなければ、発電性能の値は一定であるが、日射推定誤差等の影響により、実際には発電性能の値は変化する。そのため、発電性能の変化が大きいと、発電性能に一定のしきい値を設けて可否の判定を行う場合に、合格になる場合と、不合格になる場合が発生し、診断するにあたって不都合が生じる。

【従来の手法の課題】

このような問題に対して、発電測定値と発電理想値をそれぞれに一定期間積算して比率を算出することで、正の誤差と負の誤差が相殺されて平滑化されることが、「ならし効果」として、知られている。しかしながら従来の手法では、十分に安定した値が得られるには、おおよそ30日間の積算期間が必要だった。そのため、急峻な発電性能低下が発生しても、それを検出できるまでに時間を要するという課題があった。

【課題を解決する手段】

発電性能の変化は、日射推定誤差が影響していると仮定し、日射推定誤差が小さくなる条件を見出し、その条件を満たすデータを抽出後に積算して発電性能を算出することを検討した。日射推定誤差が小さくなる条件として、検討の結果、日射強度の時間変化が少ないことを採用した。

日射強度が時間的に安定する条件の検討にあたり、機械学習を応用し、日射推定誤差に影響する要因を抽出した結果、推定日射強度の標準偏差（時間変動）、推定晴天率の標準偏差（時間変動）が大きく影響していることを確認した。ここで晴天率は以下の式で定義される。

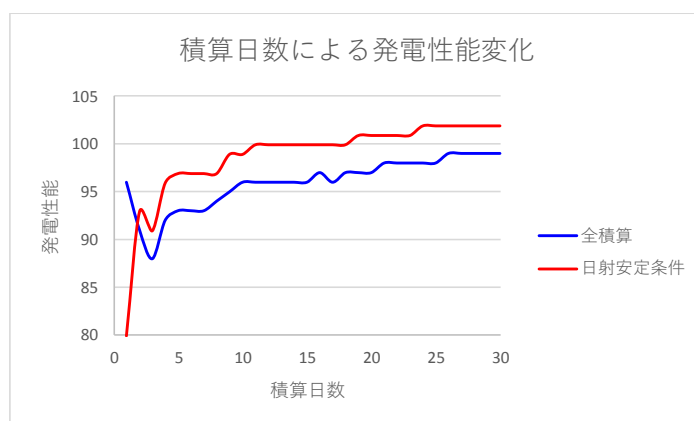
$$\text{晴天率} = \text{地上日射} / \text{大気外日射}$$

本研究では日射強度が安定する条件として、晴天率の誤差幅に閾値を設けた。誤差幅の閾値を小さくすると誤差が小さくなる一方で、抽出されるデータ数が少なくなるトレードオフが発生する。有効データ数の減少は信頼性の低下になるため、有効データ率40%以上となるよう、晴天率誤差幅の閾値を20%に設定した。またその場合に、日射強度の平均二乗誤差を60W/m²に低減できることを確認した。

【結果】

時間的な日射安定条件を満たすデータを抽出後に積算して発電性能を算出し、無条件に積算した場合と比較した。図Ⅲ-2-②-(3)-4は、ある特定実証世帯の特定日の発電性能であり、横軸が過去積算日数、縦軸が発電性能である。青線は全積算で、赤線が日射安定条件積算を示している。双方とも積算日数が増加するに従い、発電性能の変化が減少し安定している。日射安定条件を付けて積算することで、少ない積算日数で発電性能が安定することを期待したが、発電性能の安定度の改善効果は見られなかった。

ただし安定後の値に差異が現れた。日射が不安定で日射推定の信頼性が低いデータを除外することにより、真の値に近づいていることが期待される。



図Ⅲ-2-②-(3)-4 【積算方法の違いによる発電性能の差異】

3-5 日影分析機能

診断サーバの第4の機能は、日影分析機能である。

【課題】

既に商用化された、ある遠隔診断サービスのウェブサイトによれば、発電性能劣化と日影による出力低下を区別するために、前年同時期の発電量と比較する手法が取られている。よって発電データから日影の影響による出力低下を識別するには、少なくとも1年のデータ蓄積期間が必要であった。

【課題解決の手段】

本研究では、太陽高度、方位角別に発電理想値と発電実績値の比率を計算し、1ヶ月程度データ蓄積して統計解析することで日影の有無を識別する。これにより、1ヶ月程のデータ蓄積により日影による出力低下を識別可能になる。

【発電性能計算】

発電実測値は1分平均値で計測され、発電理想値は、人工衛星雲画像データの計測頻度と同じ2.5分毎に計算される。よって発電性能は以下の式で、両者の最小公倍数である5分毎に計算される。

発電性能 OPI = 発電実測値 / 発電理想値 ※OPI (Operating Performance Index)

【太陽高度、方位角分析】

発電性能を計算する日時、太陽光発電システム設置位置が決定すると、太陽高度と方位角が計算される。

$$\text{OPI}(t) = \text{発電実測値}(t) / \text{発電理想値}(t) \quad t: \text{日時}$$

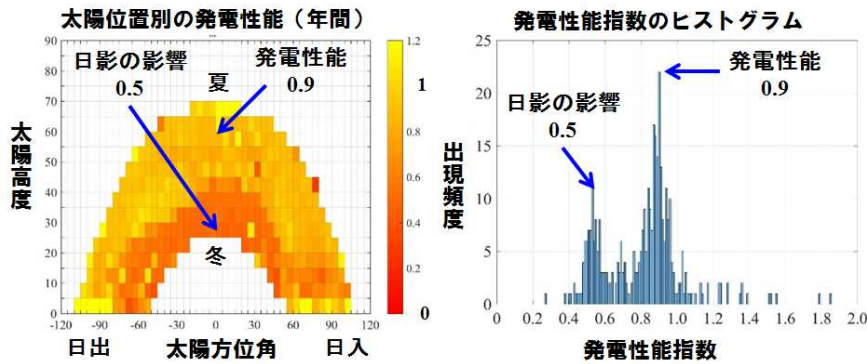
$$\text{OPI}(t) \rightarrow \text{OPI}(\phi, h) \quad \phi: \text{太陽方位角}, h: \text{太陽高度}$$

太陽方位角、高度で表現される天空領域を一定間隔(5度)で分割する。OPI(t)を5分毎に30日間連続して計算し、OPI(φ, h)に変換して、該当する空間分割領域に格納する。すると各空間分割領域には、複数のOPI(φ, h)の値が格納される。

次に各空間分割領域(φ, h)で、複数格納されたOPIの代表値を算出する。代表値は、空間分割領域内でOPI値のヒストグラムを作成し、出現頻度が最も高い値を採用する。

図Ⅲ-2-②-(3)-5に示す左側のグラフは、分かりやすくするために、日影がある太陽光発電システムについて、1年分のOPIを計算して太陽高度、方位角分析を行った結果であり、ここでは天空マップと呼ぶ。横軸は太陽方位角、縦軸は太陽高度、色の濃淡で発電性能の高さを表現している。黄色は発電性能が高い状態で、赤色に近づくにつれて発電性能は低くなる。これによれば、南中太陽高度が低い冬季に発電性能が低く(0.5程度)、太陽高度が高い時期に発電性能が高くなる傾向を示している。

天空マップでは全天領域における発電性能OPI空間分布が示されている。このOPIの分布をヒストグラム化したものが、図Ⅲ-2-②-(3)-5の右図になる。横軸を発電性能指数、縦軸を出現頻度とすると、日影の影響によるピーク(0.5近辺)、および発電性能によるピーク(0.9近辺)が出現していることが分かる。発電性能のピークは、日影によるピークよりも発電性能指数OPIの値が高くなることを前提に、ヒストグラムの発電性能指数の値が最大になる極大値を検出することで、日影の影響と発電性能を識別して、発電性能を導き出すことが出来る。



図Ⅲ-2-②-(3)-5 【発電性能指数の天空マップ】 【発電性能指数のヒストグラム】

また従来は、発電実測値と発電理想値を積算して発電性能を算出していたため、日影の影響を含んだ状態で発電性能を導き出していたが、積算せずに短時間の発電性能の分布を統計解析することで、より確からしい発電性能の値を導き出すことが出来るようになった。

3-6 自動判定機能

診断サーバの第5の機能は、発電性能の履歴を解析し故障の有無を自動で判定する機能である。

【課題】

発電性能の値は、日射推定誤差等の影響により、日々変化することがある。そこで発電性能をしきい値と比較する評価とは別に、過去の診断履歴と比較して、相対的に発電性能が低下していないかどうかの観点で判断する必要がある。

【課題解決の手段】

過去の診断履歴と比較する指標として、以下の3つの故障判定フラグを設ける。

- ①短期比較フラグ： 30日前の発電性能比較
- ②中期変動比較フラグ： 直前7日間の発電性能平均値-標準偏差×1.3と比較
- ③1年前比較フラグ： 365日前の発電性能比較

上記①②③が、30日間で15日以上、閾値を下回った場合に故障と判定する。ただし運転開始から1年未満の場合、①②で判定を実施する。故障フラグ②の標準偏差の倍率1.3は、故障模擬システム測定データを使い、誤判定、見逃しが発生しない為の最適値を選択した。

3-7 診断結果出力機能

診断サーバの第6の機能は、診断結果出力機能である。以下に遠隔診断システムの診断画面と主な機能を示す。

【遠隔診断基本機能の実装】 (H26-H28年度)

遠隔診断システムの診断一覧画面では、発電理想値と実績値の比率が閾値以下のユーザを自動で抽出する。以下の図Ⅲ-2-②-(3)-6では比率50%未満を赤色、80%未満を黄色背景で示している。

診断画面には4通りの診断値が表示される。1番目は最寄気象官署日射計データに基づく診断値、2番目は地上日射計データと衛星雲画像を利用した日射推定値による診断値、3番目は第1の診断信頼性条件を指定した診断値、4番目は第2の診断信頼性条件を指定した診断値である。また以下の図Ⅲ-2-②-(3)-7の様に、診断一覧画面から、ユーザを指定して個別診断履歴を表示することが出来る。これにより、出力低下が一時的なのか、いつから発生しているのか等の情報を知ることが出来る。

E-PLSM PV遠隔診断システム 発電積算期間を任意設定 京セラさん (KC00100001) ログアウト

TOP画面

診断一覧

期間指定: 14 日

表示設定: 注意以上

検索

ユーザ識別情報

ユーザID	機器製造番号	① 日射計		② 衛星雲画像		③ 診断信頼性 条件1	④ 診断信頼性 条件2
		フェーズ1	フェーズ2	フェーズ1	フェーズ2	好条件時 (衛星/日蓄)	好条件時 (予測)
10431	FIHAA-100503AD/	48	61			68	72
10575	FKHAA-101410AD/	76	97			93	136
10701	FLHAA-101722AD/	48	60			127	57
10841	FKHAA-101641AD/	63	75			-	91
10924	HIHAA-104305BD/	47	47			-	7
11008	HIHAA-104634BD/	79	93			118	108
11110	HLHAA-105098BD/	77	95			78	117
11158	HEHAA-103912BD/	55	69			82	83
11293	HBHAA-103426BD/	48	48			47	47

診断一覧ダウンロード 個別診断履歴

図Ⅲ-2-②-(3)-6 【遠隔診断システム 診断一覧画面】

E-PLSM PV遠隔診断システム 京セラさん (KC00100001) ログアウト

TOP画面

個別診断履歴

ユーザID: 10431

機器製造番号: FIHAA-100503AD/

年指定: 2016

期間指定: 14 日

ユーザ詳細 PV設置情報ダウンロード 過去グラフ 状況

検索

開始	終了	発電所定価 (kWh)	有効データ数 (実績値(1分値)の数)	積算推定値比率		条件付き積算推定値比率(衛星/日蓄)		条件付き積算推定値比率(予測)			
				推定値比率(%) フェーズ1	推定値比率(%) フェーズ2	発電所定価 (kWh)	有効データ数 (推定値(5分値)の数)	推定値比率(%) (衛星/日蓄)	発電所定価 (kWh)	有効データ数 (推定値(5分値)の数)	推定値比率(%) (予測)
2016.05.16	2016.05.29	101.35284	20160	48	61	2,64346	22	68	59.69552	672	72
2016.05.15	2016.05.28	103.88030	20160	48	61	2,89851	24	69	61.80366	684	72
2016.05.14	2016.05.27	110.60168	20160	48	61	3,82282	33	68	67.70763	744	72
2016.05.13	2016.05.26	111.68553	20160	49	61	3,71145	32	68	68.80332	744	71
2016.05.12	2016.05.25	115.69224	20060	49	62	3,71145	32	68	75.05885	792	74
2016.05.11	2016.05.24	115.57547	20060	48	62	3,71145	32	68	75.05885	792	74
2016.05.10	2016.05.23	108.16302	20060	49	61	2,96196	25	68	69.60192	732	74
2016.05.09	2016.05.22	99.90081	20060	49	62	2,96196	25	68	63.67006	672	75
2016.05.08	2016.05.21	100.00392	20060	48	62	4,85543	31	69	62.57743	660	75
2016.05.07	2016.05.20	95.65912	20060	48	62	4,26580	29	69	55.57484	588	77
2016.05.06	2016.05.19	91.61470	20060	49	63	4,03989	27	69	50.84314	516	77
2016.05.05	2016.05.18	92.11041	20060	49	62	7,01608	47	70	52.12383	528	76
2016.05.04	2016.05.17	91.87006	20060	48	62	8,78198	53	70	52.21389	528	75
2016.05.03	2016.05.16	88.37060	20060	48	62	8,41517	50	70	48.04118	504	77
2016.05.02	2016.05.15	97.57169	20060	48	63	10,53337	63	69	54.10726	564	76
2016.05.01	2016.05.14	97.20844	20060	48	63	12,94430	70	69	54.58535	576	75

診断履歴ダウンロード 推定/実績値ダウンロード エラーコード表示 閉じる

図Ⅲ-2-②-(3)-7 【遠隔診断システム 個別診断画面】

【日影識別診断機能、自動判定機能の実装】 (H29年度)

以下の図Ⅲ-2-②-(3)-8 に、自動判定機能を含む最終的な診断画面を示す。

E-PLSM PV遠隔診断試験運用システム 京セラ PV遠隔診断(試験運用) #1さん (KC00100011) ログアウト

診断一覧 マスタ管理

期間指定: 1 日

表示設定: 注意以上

製造番号:

氏名:

検索

診断期間: 2018.01.23 ~ 2018.01.23

製造番号	氏名	OP/Pp(30日値)	機器状態
FIHAA-100503AD/		0.41	=
GAHAA-101771AD/		0.62	=
HBHAA-103487BD/		0.80	-
HBHAA-103498BD/		0.80	[注意]
HCHAA-103532BD/		0.76	[注意]
HCHAA-103544BD/		0.65	[故障]
HCHAA-103736BD/		0.57	=
HCHAA-103746BD/		0.62	=
HCHAA-103747BD/		0.33	=
HCHAA-103800BD/		0.59	-
HCHAA-103810BD/		0.49	=
HCHAA-103829BD/		0.78	=
HFHAA-104194BD/		0.65	[注意]
HFHAA-104230BD/		0.78	=
HKHAA-104958BD/		0.66	=

診断一覧ダウンロード 個別診断履歴

図Ⅲ-2-②-(3)-8 【診断一覧画面】

【発電性能の閾値選別】

診断一覧画面では、発電性能が管理者が任意に設定する閾値以下になる、太陽光発電システムを選別して表示することが出来る。閾値は2段階で任意に設定することができ、閾値に応じて背景色を黄色、赤色で示している。図Ⅲ-2-②-(3)-8の「OPIPp (30日間)」が、30日間の発電性能データを統計解析して得た、発電性能を示している。

【自動判定機能】

「機器状態」の欄では、故障フラグ数が3の場合を“故障”、2の場合を“注意”で表現している。ユーザは「機器状態」に応じて点検実施、もしくは経過観察の判断を行う。

【診断期間設定】

「期間指定」の欄で指定日数、過去に遡って発電性能の最低値を表示することが出来る。診断の頻度に応じて、見逃しが発生しないように、適宜診断期間を設定することが出来る。

以下の図Ⅲ-2-②-(3)-9に個別診断履歴が画面を示す。

図Ⅲ-2-②-(3)-9 【個別診断履歴画面】

診断一覧画面で選択した製造番号の HEMS が測定する太陽光発電システムの、指定年における、1日毎の発電性能履歴を表示する。また診断手法別の発電性能を併記し、管理者が詳細な解析に用いる。例えば短期的に大幅な発電性能劣化の有無を知りたい場合には、1日積算で診断する条件付き積算推定値比率を参照し、中期的な変動を確認する場合には30日統計解析をする OPIPp (30日間) を参照し、統計解析結果 OPIPp の60日間平均値を参照する場合には、発電性能過去平均の欄を参照する。

3-8 故障模擬実験

【課題】

発電性能が5%以上劣化した太陽光発電システムを、遠隔診断システムで検出できることを実証する。

【故障模擬】

24枚のモジュールで構成される太陽光発電システムから、モジュール1枚を取外して23枚構成の太陽光発電システムとする故障模擬を実施し、遠隔診断システムで故障模擬を実施した日を算出する実験を実施。出力低下はモジュール枚数をベースに算出するとシステム出力低下は $1/24=4.2\%$ に相当する。

【結果】

- ・本研究の自動判定手法により、故障模擬を発生から60日後に故障を検出

【達成度】

- ・急峻な発電性能低下 5%を、発生から 60 日後に検知することができた

【今後の課題】

5%出力低下の検出までに、発生から 60 日の期間を要している。これは発電性能 OPI の算出に 30 日、さらに OPI 平均値を 60 日間で算出、故障フラグの発生確率を 30 日間で評価していることに由来する。誤診断防止を優先したためであるが、正確かつ短期間に診断するには更なる検討が必要である。

4. 研究成果の意義

【意義】

本研究成果による遠隔診断システムの意義は以下のようになる。

- ①人工衛星雲画像活用により、日射計がない PV システムでも高精度に診断可能
- ②日影解析により、日影による発電低下を識別し、日影の影響を受けずに診断可能
- ③自動診断によるシステム出力 5%低下検知により、発電コスト削減 1 円/kWh の可能性を実証

II) 発電特性低下部位把握システムの開発

【概要】

発電特性低下モジュールを含むストリングを 100%の確率で特定可能な前提条件を見極めることを目標に、ストリング診断システムの構築とモジュール診断機器の開発を行なった。ストリング診断においては日射強度が $400\text{w}/\text{m}^2$ 以上であれば検出できることを実証し、直列抵抗、並列抵抗モードが混在しても検出可能であることを実証した。モジュール診断においてはストリング電圧制御により、日射強度が $800\text{w}/\text{m}^2$ 以上であれば、サーモグラフィによりモジュール出力が 20%低下した故障モジュールに含まれるバイパスダイオードを検出できることを実証した。

本研究は、データ分析手法及びアルゴリズムの開発を筑波大学へ再委託し、診断装置開発および測定手法開発を産業技術総合研究所へ再委託し、京セラで機器の試作および実証実験を行った。

【詳細】

1. 発電特性低下部位把握に関する現状と課題

【現状】

太陽光発電システムの出力が低下した可能性がある場合、出力低下ストリングの有無と出力低下の可能性のあるモジュール枚数を仮決定する 1 次点検が行われる。その後出力低下しているモジュールを特定する二次点検が実施され、開放電圧等の測定値が一定以上低下しているモジュールを交換対象としている。また場合によっては、工場等でソーラシミュレータによる屋内発電特性測定を行い、工場出荷値との比較で交換対象であるかどうかを判定する。

【課題】

(1) 全数交換

一般的に、検査するモジュール枚数が多い場合や、屋根勾配が大きく足場を組む費用が高額になる場合、検査を行わず全数交換となる場合がある。全数交換の場合、モジュール枚数に応じて交換費用が高額になると同時に、正常なモジュールも交換するため無駄な費用が発生している。

(2) 全数検査

全モジュールについて検査を行うため、検査が長時間になり、検査費用が高額になるケースがある。

【従来技術】

現場点検の手段として従来は、①IV 測定機器による最大動作電圧、最大動作電流、開放電圧測定、②高周波パルス反射波測定解析によるインピーダンス推定がある。

①、②共通の問題点として、検査時にパワーコンディショナの停止を伴うことがある。パワーコンディショナ停止の間は発電が停止するため発電機会損失が発生する。

①の IV 測定は、JIS C 8953 により日射強度は $700\text{W}/\text{m}^2$ 、測定時間は南中時間の ± 1 時間に制限されている。条件がそれらに合致する日時は限られていること、また点検当日の天候急変があることから、天候に左右されず計画的に点検を行うことが困難な状況にある。点検の日程を調整しても条件が合致しないと、再度の日程調整を伴うこととなり、それに伴い点検費用が増加する。

また従来は、短絡電流、開放電圧、最大動作電流、最大動作電圧と IV カーブ形状から、検査者が不具合の有無を判定していた。しかしistring内の複数枚モジュールのうち、最大動作電力が基準値の 80%程度に低下したモジュールが 1 枚含まれるistringの IV カーブを測定した場合、IV カーブの形状変化は軽微であり前記指標から検査者が不具合モジュールの存在を特定することは一般的に困難であった。

②の高周波パルス反射波測定解析によるインピーダンス測定は、製品仕様によると、検出可能抵抗値が直列抵抗 $10\ \Omega$ 相当以上とされている。最大動作電力が基準から 20%低下したモジュールの直列抵抗成分増加量は $1\ \Omega$ 程度であることを実験により確認している。よってインピーダンス測定では、出力が基準から 20%程度低下したモジュールは検知できないことが確認されている。

【取組み】

パワーコンディショナを停止せず、IV 測定を一定期間実施してサーバへ送信し、出力が基準から 20%以上低下した発電特性低下部位を遠隔から診断するシステムを開発する。そうすることで、モジュールの全数交換、全数検査を不要とする。さらには現場検査時間を短縮して、点検コストとモジュール交換コストを低減する。

具体的には、複数istringの発電特性を同時測定し診断サーバへ送信する測定機器の開発。istring別発電特性測定データから、発電特性低下istringの特定、発電特性低下モジュール枚数の特定を行うアルゴリズムおよびソフトウェアの開発を行う。

2. 目標設定

【目標】

発電特性低下モジュールを含む発電特性低下istringを、100%の確率で遠隔から特定可能な前提条件の見極めを行う。前提条件とは、対応可能な故障モード、日射条件を指す。日射条件として発電特性測定中に $300\text{W}/\text{m}^2$ 以上の日射が得られれば診断可能にすることを目指す。また異なる故障モードの発電特性低下モジュールが 2 枚含まれるistringを検出することを目指す。

自社実験施設にて、出力保証値以下に劣化した発電特性低下モジュールを設置し有効性を検証する。

【目標設定根拠】

検査範囲を正確に特定可能な前提条件の見極めにより、再測定、誤診断によるコスト増を抑制するため、また日射強度下限値を $300\text{W}/\text{m}^2$ にすることで、曇天時でも診断可能にして早期発見を可能にする。

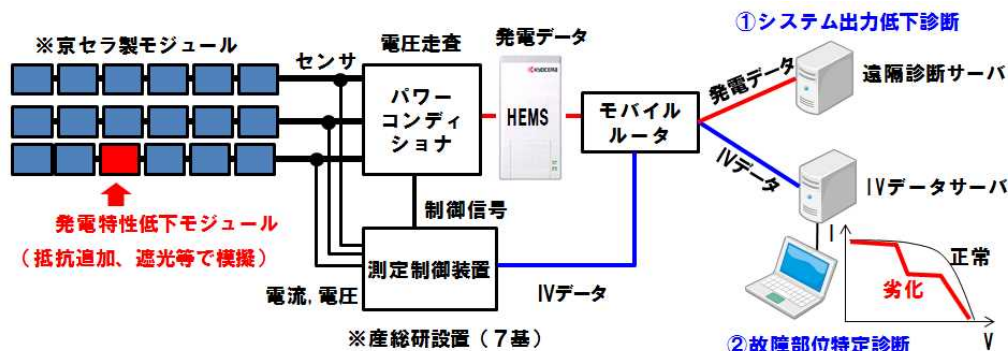
異なる故障モード混在に対応することで、発電特性低下istringの見逃しを抑制するため。また交換モジュールを現場で特定することで、点検コストを削減するため。

3. 研究成果

3-1 発電特性測定システム

(1) 原理確認

本研究の第1の成果は、図Ⅲ-2-②-(3)-10に示すストリング別IVデータを測定してサーバ送信するシステムの開発である。ストリング別に電流、電圧センサを取付け、パワーコンディショナにより短絡側最小電圧～開放電圧間で電圧走査を行い、測定データをサーバへ送信する。



図Ⅲ-2-②-(3)-10【発電特性低下部位把握システム】

測定制御装置は、制御部、測定部、サーバ通信部で構成される。制御部はシリアル通信RS485によりパワーコンディショナへ電圧走査開始指示を行うとともに、電圧走査完了信号を受信すると、パワーコンディショナに対して通常のMPPT制御に復帰する指示信号を送信する。測定部は、電圧走査開始指示送信から、電圧走査完了信号受信までの間に、電流センサ、および電圧センサの出力信号を記憶する。サーバ通信部は記憶された電流、電圧データを、モバイルルータを経由して外部サーバへ送信する。前記一連の測定制御を一定期間、一定時間間隔で実施する機能を有する。

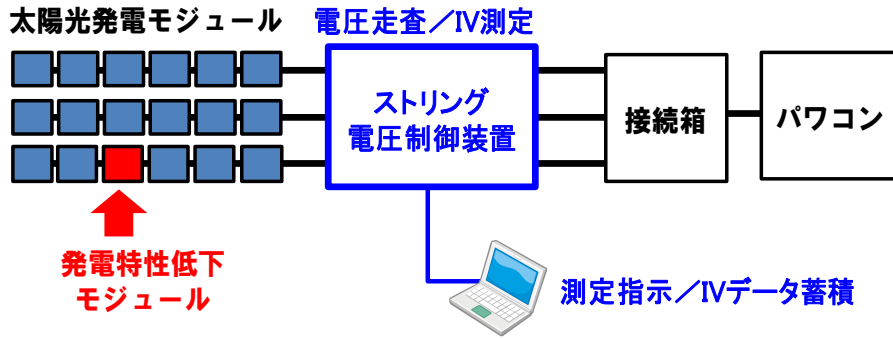
原理確認において、以下の課題が抽出された

- ・課題1：電圧走査にはマルチストリングパワーコンディショナのソフト改造が必要
- ・課題2：電流、および電圧センサは、電圧走査に対する応答速度、測定精度が不十分

(2) 機能改善開発

前記課題に対応するために、パワーコンディショナの入力側に設置して使用される、ストリングMPPT制御装置に着目し、その応用を検討した。ストリング電圧制御装置とは、ストリングに部分影が掛かる等で、ストリング別出力電圧が異なる場合に、パワーコンディショナで最大電力が得られるように、ストリングの電圧を自動で調整する昇圧回路を有している。

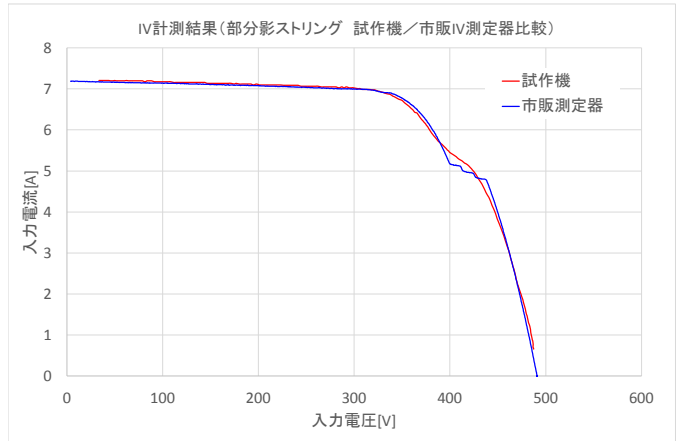
ストリング電圧制御装置の制御ソフトを改造することで、3ストリング同時に指定範囲内で電圧走査を行い、指定点数の電圧、電流を測定し、電流電圧測定精度の評価を行った。その結果、電圧走査時間は最短200msecで測定点数は最大200点まで測定精度を維持できることを確認した。また指定時間間隔で連続測定を行いデータ蓄積可能であることも確認した。これにより、前記課題1,2を解決し、市販のパワーコンディショナを稼動中に、日射変動の影響を十分に軽減可能な電圧走査速度で、3ストリング同時に、市販IVカーブ測定器と同等の精度で、電圧、電流測定を連続測定可能なIV測定システムを実現した。構成を図Ⅲ-2-②-(3)-11、試作品を図Ⅲ-2-②-(3)-12に示す。図Ⅲ-2-②-(3)-13は不具合モジュール1枚を含むストリングのI-V測定結果であり、横軸が電圧、縦軸が電流を示している。本試作機(赤線)が市販IV測定器(青線)と同等の測定結果を得ていることが確認できる。



図III-2-②-(3)-11 【システム構成図】



図III-2-②-(3)-12 【試作品写真】



図III-2-②-(3)-13 【IV 測定精度検証データ】

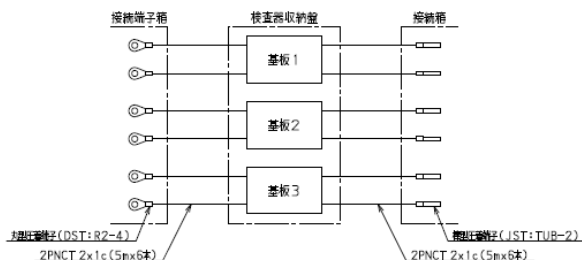
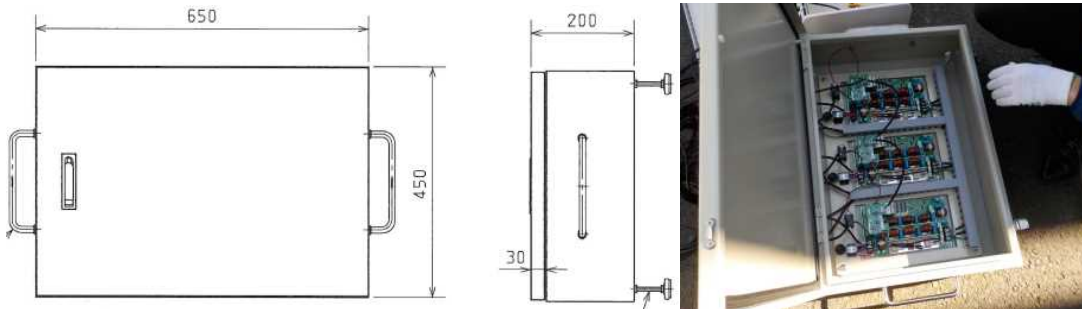
(3) 実証試験用測定システム開発

機能改善開発の測定システムを使用して、実証試験世帯で実験するには、以下の課題がある。

課題1：測定システムは、固定式の形態であり、実証試験世帯まで持ち運べない

課題2：実証試験世帯の現場で、安全に接続箱等へ配線出来る形態ではない

そこで、可搬性のある大きさ、構造とし、高所に設置された接続箱であっても、安全に配線作業が出来るよう改造し、評価を行った。図III-2-②-(3)-14 に外形寸法と配線図を、図III-2-②-(3)-15 に試作品写真を示す。



図III-2-②-(3)-14 【外形寸法/配線図】

図III-2-②-(3)-15 【試作品写真】

【効果】

これにより稼働中の太陽光発電システムに、本測定システムを接続することで、パワーコンディショナが稼働中に IV 測定を行うことが可能になった。実証試験世帯において、実験を行い、安全に配線作業を行うことが出来、なおかつ IV 測定が可能であることを確認した。

3-2 発電特性低下部位特定アルゴリズム

(1) 基礎検討：J I S 方式標準試験条件 (STC) 補正によるストリング診断

本研究の第 2 の成果は、ストリング別 IV 測定データから、発電特性低下ストリングの特定を行うソフトウェアアルゴリズムの開発である。

【アルゴリズム】

図 III-2-②-(3)-16 のフローチャートを用いて、基礎検討時のアルゴリズム概要を説明する。

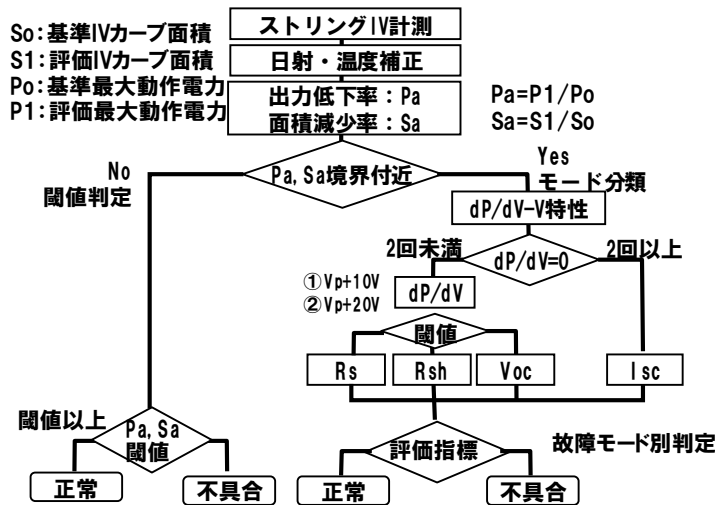


図 III-2-②-(3)-16 【発電特性低下診断アルゴリズム】

- ①複数ストリング同時 IV 計測を行い、JIS 方式で測定データの日射・温度補正を実施
- ②診断ストリングを正常ストリングの IV カーブと比較し、最大動作電力比 Pa、IV カーブ面積比率 Sa を算出。IV カーブ面積は、性能劣化の影響が顕著に現れる最大動作電圧～開放電圧間で算出。
- ③Pa, Sa が閾値付近でない場合は、Pa, Sa の閾値比較により合否判定
- ④Pa, Sa が閾値付近の場合は、故障モードを分類して、高精度に診断する為に、各電圧における電力微分値 dP/dV を算出する。
- ⑤dP/dV=0 になる電圧が 2 点以上存在する場合、IV カーブに段差があるとみなし、短絡電流低下モードと判定する
- ⑥dP/dV=0 になる電圧が 2 か所未満の場合、ストリング最大動作電圧 Vp から+10V、および+20V での dP/dV を算出して、その特性により故障モードを分類する。
- ⑦故障モード別の評価指標値を、各閾値と比較して合否判定を行う。

【故障モード別の評価指標】

次に上記⑦における、故障モード別の評価指標について述べる。短絡電流低下モードの場合、IV 曲線に段差が生じることが確認されている。よって IV 曲線の段差大きさを評価指標として設定する。直列抵抗増加については、直列抵抗変化に応じて変動する、最大動作点と開放電圧間の傾斜を評価指標として設定する。並列抵抗減少については、並列抵抗減少に応じて変位する、開放電圧の正常値からの変位量を評価指標とした。

【故障模擬実験】

180W モジュール 8 枚構成ストリング中の、モジュール 1 枚に、短絡電流低下 3 段階、直列抵抗増加 3 段階、および並列抵抗減少 3 段階の故障模擬を行った。故障モード 3 パタン×故障程度 3 段階×計測回数 3 回で、合計 27 回の診断を、季節変動の影響を調べる為に、春夏秋冬について行った。その結果、図Ⅲ-2-②-(3)-17 に示すように冬季のみ誤判定が 1 回発生した。

故障模擬 9パタン × 各3回計測

	春	夏	秋	冬
正解率	100%	100%	100%	96%
	27/27	27/27	27/27	26/27

図Ⅲ-2-②-(3)-17 【診断信頼性検証結果】

【課題／冬季の誤診断確率】

前記の様に、太陽高度が低い冬季において、誤診断が発生することが確認された。検討の結果、太陽高度が低い冬季は JIS 方式 STC 補正の適用範囲外になることが多いという結論に至った。

JIS C 8919 「結晶系太陽電池セル・モジュール屋外出力測定方法」では、適用条件として、「直達日射の入射角度は 10° 以内であること」との記述がある。太陽光発電モジュールに対する直達光の入射角度に制約条件があり、太陽高度が低い冬季においては、その条件を満たすことが困難な場合があることが分かった。そこで JIS 方式の STC 補正に依らず、標準試験状態の最大動作電圧、電流を算出することを次の課題とした。

(2) 改善開発：JIS 方式 STC 補正を行わない診断

【着眼点】

本研究の発電特性低下測定システムが、複数ストリングの発電特性を同時かつ連続して測定出来ることに着目し、複数の異なる日射条件の発電特性データを統計解析し、健全なストリングと異常ストリングで比較することで、標準試験状態の発電特性を推定することを検討した。

【発電特性】

発電データの特性は、短絡電流（以下、Isc と表記）、開放電圧（以下、Voc と表記）、形状因子（Fill Factor、以下 FF と表記）で表現される。Isc は動作電圧がゼロの場合の電流、Voc は電流がゼロの場合の電圧であり、FF は以下の式で定義される

$$FF = (I_{pm} \times V_{pm}) / (I_{sc} \times V_{oc})$$

I_{pm}：最大動作電流（電力が最大になる電流）

V_{pm}：最大動作電圧（電力が最大になる電圧）

ストリングの最大電力は、以下の式で表現される。

$$P_m = (I_{pm} \times V_{pm}) \\ = FF \times (I_{sc} \times V_{oc})$$

よって、標準試験条件における FF, Isc, Voc を、健全なストリングと診断対象ストリングについて算出すれば、ストリングの健全性 R を評価することが出来る。

$$R = P_{m1} / P_{m0}$$

P_{m1}：診断ストリングの最大電力、P_{m0}：基準ストリングの最大電力

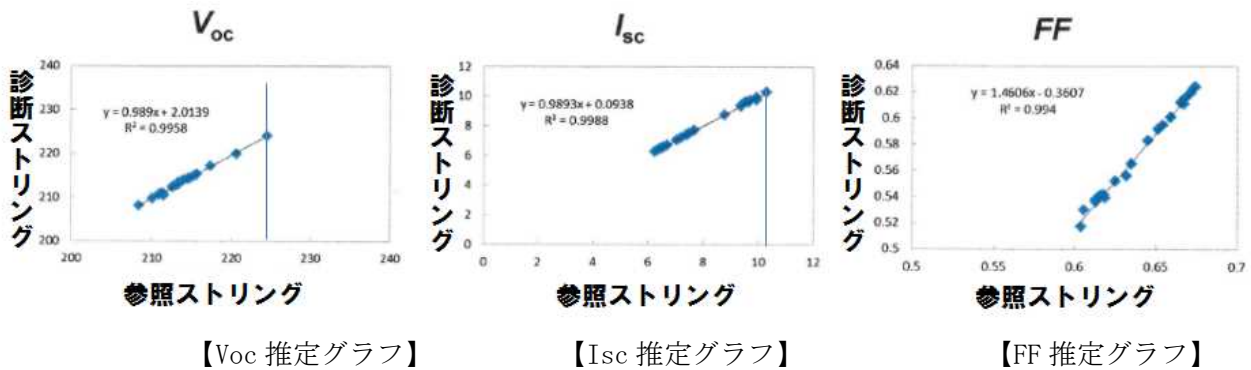
R=1 が健全な状態で、R の値が小さくなるにつれてストリング発電性能が低下していることを示す。

【統計解析】

本研究で試作した連続 IV 測定システムを使用すると、時系列で変化する日射強度に応じた発電特性を測定することが出来る。そこで日射強度に応じて、Isc, Voc, FF が線形変化すると仮定し、線形近似を行うと、標準試験状態の発電特性を推定することが出来る。基準ストリング Isc, Voc, FF の変化に対

する、診断ストリング I_{sc} , V_{oc} , FF の変化は比例関係にあると仮定し、発電特性測定データの線形近似を行う。

線形近似式に対して、標準試験状態の I_{sc} , V_{oc} , FF の値を代入すると、標準試験状態における診断ストリングの I_{sc} , V_{oc} , FF を推定することが出来る。以下に実験の一例を示す。



図Ⅲ-2-②-(3)-18

【故障模擬実験】

8枚構成ストリング中の太陽光発電モジュール1枚に直列抵抗 R_{s1} , 2Ω 、並列抵抗 R_{sh1} , 2Ω を接続することで故障模擬実験を行った。以下に故障模擬ケース別のモジュール、および8枚構成ストリングの最大動作点電力の低下率を示す。

		$\Delta R_{sh}[\Omega]$		
		0	1	2
ΔR_s [Ω]	0	基準	-90.5%	-81.3%
	1	-31.0%	-90.8%	-81.8%
	2	-53.7%	-91.1%	-83.1%

【出力低下率/180W モジュール】

		$\Delta R_{sh}[\Omega]$		
		0	1	2
ΔR_s [Ω]	0	基準	-10.8%	-10.5%
	1	-2.95%	-10.8%	-10.6%
	2	-6.5%	-10.8%	-10.7%

【出力低下率/ストリング (8枚構成)】

図Ⅲ-2-②-(3)-19

ストリング出力低下率3~10% (モジュール出力低下30~90%) の場合において、出力推定誤差は概ね3%以下であることを確認した。

		$\Delta R_{sh}[\Omega]$		
		0	1	2
ΔR_s [Ω]	0	1.0%	0.56%	2.2%
	1	3.5%	2.0%	0.8%
	2	3.4%	3.3%	7.6%

図Ⅲ-2-②-(3)-20 【出力推定誤差】

推定誤差が大きくなった直列抵抗増加 2Ω 、並列抵抗 2Ω のケースは、実験当日の天候変化により日射強度の短時間変動が大きかったことに起因するものであることが分かり、ある程度雲が少ない日に測定すべきことが確認された。

【データ蓄積条件の検討】

現場点検を短時間で実施することを目的に、データ蓄積に必要な日射条件について検討を行った。その結果、出力推定誤差5%以下を維持するには、日射強度は $400W/m^2$ 以上で、日射強度変化 $300W/m^2$ 以上が必要であることが確認できた。これは日射強度が低くなると、 FF の推定精度が低下することによる。また快晴日であればデータ蓄積時間は1時間 (5分間隔測定) で十分であることを確認した。ただし、日射強度、モジュール温度が単調増加する午前中が望ましいことについても確認した。

3-3 発電特性低下モジュール位置、枚数の特定

(1) 研究課題

住宅用太陽光発電システムにおいて、傾斜屋根上に取り付けられたモジュールを点検するには、足場等の安全対策を施した上で、屋根上で作業することが必要であり、足場のためのコストを必要とするため、容易に実施することが困難だった。

【従来技術】

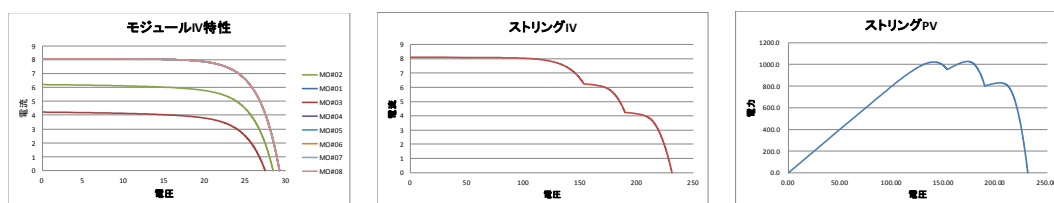
従来よりサーモグラフィ等の温度分布計測手段を用いて、発電性能が低下したモジュールを検出する手法が知られている。断線が発生した場合は、断線部分の発電電力が取り出されない為、熱として消費され、断線部分に応じてセル、クラスタ、モジュール、ストリングが発熱し、サーモグラフィで検出される。またクラスタ毎にバイパスダイオードが並列接続されたモジュールにおいて、部分的な直列抵抗増加や、日影により、他のクラスタに比べて出力電流が低下すると、対応するバイパスダイオードに電流が流れ、その電流量に応じて発熱することで、サーモグラフィで検出されることが知られている。

【従来技術の課題】

ただしパワーコンディショナが稼働中の場合、最大動作電力追従制御によって、故障モジュールのバイパスダイオードに電流が流れない場合があることが知られている。

以下の図Ⅲ-2-②-(3)-21 を用いて説明する。

8枚構成のストリングの内、6枚は発電性能が正常なモジュールで短絡電流は約8A。残り2枚は短絡電流約6A、および約4Aのモジュールと仮定する。モジュール別の電流電圧特性を以下の左図に示す。また8枚モジュールを直列に接続したストリングの電流電圧特性は中央図で示すように、発電特性低下モジュールの短絡電流に応じた段差形状になる。縦軸を電力にすると右図の様になり、電力が極大になる電圧が3点存在する。パワーコンディショナで最大電力追従制御を行うと、中央の極大値における動作電圧となる。この場合、短絡電流が6Aのモジュールのバイパスダイオードには殆ど電流が流れず、サーモグラフィで検出することは出来ない。



【モジュール IV 特性】

【ストリング IV 特性】

【ストリング PV 特性】

図Ⅲ-2-②-(3)-21

(2) 目標設定

そこで本研究では、傾斜屋根に設置された発電特性が20%以上低下したモジュールを、現場の地上から検出する手段を開発することを目標とした。

(3) 研究成果

【課題解決の手法】

前記課題を解決する為に、パワーコンディショナで最大動作点追従制御中であっても、発電特性低下モジュールのバイパスダイオードに電流が流れるように、動作電圧を制御する装置を開発した。

具体的には、ストリング診断用に開発したストリング電圧制御装置の電圧制御ソフトウェアを改造し、入力された任意の動作電圧を保持する機能を追加した。保持する電圧は、パソコン画面に表示された電流電圧特性測定結果を確認して決定する。

また従来、住宅用太陽光発電システムのモジュールをサーモグラフィで撮影するには、屋根上に上る必要があったが、本研究では地上から発電特性低下モジュールを検出することを目的としている為、小型サーモグラフィを7.5mまで対応可能な高所撮影用三脚の先端に取り付けて温度分布を測定することとした。

(4) 達成度

【結果】

故障模擬実験を行うことにより、本手法により、モジュール面日射強度 $800\text{w}/\text{m}^2$ 以上の場合において、出力低下 20%以上の発電特性低下モジュールを検出できることを確認した。

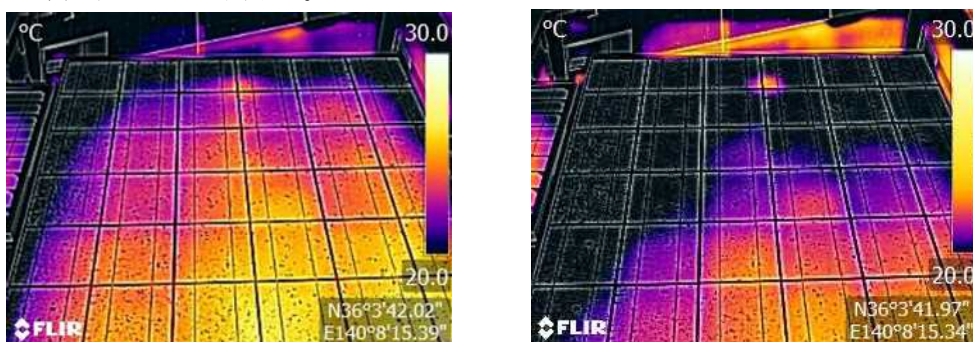
【故障模擬実験】

実験用太陽光発電システムにおいて、セルを部分的に遮光することにより、バイパスダイオードへ電流が流れる状態を模擬した。セル面積に対する遮光面積を変化させることで、モジュールの発電性能の低下割合を変化させ、サーモグラフィでモジュール表面温度と日射強度を計測した。

モジュール内の1セルの面積 20%を遮光し、発電特性 20%低下モジュールを模擬し、モジュール面日射強度が約 $1000\text{W}/\text{m}^2$, $800\text{W}/\text{m}^2$, $500\text{W}/\text{m}^2$ の時に、サーモグラフィで故障模擬モジュール表面の温度分布を計測した。その結果、日射強度 $800\text{W}/\text{m}^2$ までバイパスダイオード部分の温度上昇をサーモグラフィ画面で確認することが出来た。

また発電特性 20%低下の場合、バイパスダイオードが通電する状態にしてから約 20 分後に温度上昇が確認できた。バイパスダイオードに流れる電流が大きくなるほど、温度上昇が確認されるまでの時間が短縮される傾向にある。

以下の画像は、バイパスダイオード発熱前後のサーモグラフィ画像である。右側の画像で、中央上部に温度上昇部分が確認できる。ここはバイパスダイオードが配置されている位置であり、バイパスダイオードが発熱している様子を確認することが出来る。



図Ⅲ-2-②-(3)-22 【バイパスダイオード／発熱前】 【バイパスダイオード／発熱後】

4. 研究成果の意義

【発電特性低下ストリング診断】

- ① パソコンを停止せずに IV 測定するため、測定に伴う発電機会損失がない
- ② 継続的にデータ計測することにより、日射変動が少ない IV データを抽出し解析可能
- ③ 複数ストリング同時測定により、日射変動の影響を軽減
- ④ 発電特性測定データのサーバ送信機能により、遠隔で発電特性低下部把握が可能
- ⑤ 基準 IV データとの比較で、発電特性低下ストリングの特定が可能
- ⑥ 故障モード別の詳細解析により、閾値付近において誤診断を防止可能
- ⑦ 故障モードの分類が可能

【発電特性低下モジュール診断】

- ① 発電特性が 20%以上低下したモジュール位置、枚数を特定可能
- ② 屋根に上がることなく、地上から発電特性低下モジュールを特定可能

Ⅲ) 実設置データ収集による実証試験の実施

【概要】

HEMS500 台のデータを収集し、診断正解率を検証し有効性を実証することを目的に、HEMS 設置 567 台、診断実施世帯 341 件で、出力低下異常を 6 件検出し、現場点検を行ったところ、PV システム出力異常 5 件、HEMS 測定異常 1 件を確認し、診断正解率が 100%であることを実証した。

【詳細】

1. 実証試験の課題

日射条件、気象条件、設置条件が異なる太陽光発電を実使用状態で遠隔診断し、診断正解率を評価して、課題抽出と、改善改良を重ねることで、信頼性が高い遠隔診断システムを構築する。

【従来事例】

2016 年～19 年度 NEDO 事業「太陽光発電システム共通基盤技術研究開発」において、電気安全環境研究所が全国 47 件で住宅用太陽光発電モニタリングを実施した報告がなされているが、発電診断は実施されていない。

また 2010～12 年の環境省事業「地球温暖化対策技術開発・実証事業（太陽光発電システムにおける信頼性向上のための遠隔診断に関する技術開発）」において、5 か所で実証試験を行った報告があるが、件数が少ない。

2. 目標設定

【最終目標】

2016 年度までに設置した HEMS の発電データを収集して、遠隔 PV 発電特性低下診断システムの診断正解率を検証し有効性を実証する。

【目標設定根拠】

診断結果と現場点検の差異を正解率で検証することで、開発技術の有効性を実証するために本目標を設定した。当初は HEMS1,000 台設置を目標としていたが、長期発電世帯へ実証 HEMS を重点的に設置することで 2016 年度までに設置完了した 567 台で実証可能と判断した。

3. 研究の成果

3-1 実証試験用 HEMS の設置

実証試験による出力劣化診断事例の増加が必要なことから、すでに太陽光発電システムを長期使用している世帯での実証試験を推進した。太陽光発電システムの長期使用世帯に対して遠隔診断実証試験への協力を頂いた。その結果、最終的に 567 世帯に HEMS を設置し発電データを収集した。

3-2 実証試験世帯点検による、遠隔診断正解率の評価

【目標設定】

遠隔診断の結果と現場点検結果に違いがあると、現場点検が無駄になり点検コストが増大する。また太陽光発電量に大きく影響する日射量は自然現象であり、任意地点の任意時刻の日射量を 100%の精度で算出することは非常に困難であると推測される。以上から診断正解率の目標を 95%とした。これは 20 件遠隔診断した場合に、誤診断が 1 件の確率に相当する。

【遠隔診断方法】

遠隔診断システムにより、定期的に太陽光発電システムの発電性能を確認し、5%以上低下した世帯については、過去の履歴を確認し、一時的な低下か、或いは継続的な低下か確認した。継続的な低下の場合に、現場点検を実施した。

【現場点検方法】

現場における点検では、まず第 1 に目視により、パワーコンディショナ、昇圧ユニット、接続箱、配線等の異常有無を確認した。目視で異常がない場合は、接続箱で 2 ストリング同時に、電流電圧特性（IV 曲線）を測定した。3 ストリング以上設置されている場合は、2 ストリングの組合せを順次変更しながら測定をした。周辺機器の故障、配線異常、IV 曲線に顕著な変形がある場合には、測定対象ストリング内に、発電特性低下モジュールが含まれるため遠隔診断が正解と判断した。

【目標達成度】

本研究では、遠隔診断システムにより、発電特性が 5%以上低下した世帯 6 件で現場点検を実施した。その結果、発電異常を 5 件、HEMS 計測異常を 1 件発見し、診断正解率としては 100%を達成した。

4. 研究成果の意義

本研究の成果は、遠隔診断技術の実証であり、以下の意義がある。

- ①遠隔診断の正解率が 100%であることが実証された
- ②モジュール出力低下、配線異常、周辺機器故障による発電性能低下を検出した
- ③日影の影響がある実証試験世帯においても、正しく発電性能低下を検出した

(4) 太陽電池の抗PIDコート材料の開発[2014年～2015年度] (株式会社 MORESCO)

1. 成果詳細

(1) 研究開発の成果

① 要約

光電池及びモジュールはまだいくつかの問題がある。一つは発電効率であり、その他は耐久性と信頼性である。発電効率は不十分であり、徐々に減衰し、失われる場合もある。開発の過程で、我々は、太陽電池モジュール上にコーティングを施して、特に潜在的誘導分解 (PID) を防止すること、ならびに反射防止効果 (AR) による光捕集性能 (LTP) を改善した。

40年間以上前から、PIDが太陽電池アレイとパネルに重大な損害をもたらすことが知られており、信頼性への疑問が蓄積されている。PIDを軽減するために多くの試みがあるが、簡単かつ適切にこの劣化現象を防止するための安価な解決方法は知られていない。

PIDでは、短絡電流によって太陽電池に深刻な損害を与えることが知られており、短絡電流が封止材を通過して発電セルへ移動すると考えられている。カバーガラスを通過する短絡電流は、ガラスに含まれるナトリウムカチオン (Na⁺) をキャリアとして働くが、これまで外周のアルミニウムフレームは絶縁体として作用すると考えられ、アルミニウム (Al) のフレームの周りに短絡電流が流れる際のキャリアは見出されていなかった。短絡のもとになるリーク電流は、電荷を運ぶことができるガラス板中のナトリウムカチオンによることは明らかであるが、リーク電流が、不導体であるアルマイト (酸化アルミ) で覆われたアルミニウムフレームを通過することは考えられてこなかった。我々は、アルミフレームの外周を覆う酸化アルミが触媒として働き、封止材であるポリエチレン酢酸ビニル (EVA) と外部から侵入する水との加水分解反応を想定し、加水分解により EVA から酢酸と導電性のヒドロキシル基を有する PEVA (ポリエチレンビニルアルコール) の生成を想定した。パッシベーションに使われている酸化アルミは、加水分解時の触媒として働く際および酢酸との反応により酢酸アルミとなり、アルミフレームの内側に導電性のアルミ層が生成し、太陽電池セルを損傷する短絡電流のキャリアとなると想定した。つまり、酸化アルミによっても EVA と水との反応により酢酸が生成し、酢酸がアルミフレームと EVA を導電性にすると考えた。

本共同研究で用いるコーティング材料は、有機-無機ハイブリッド組成物から構成され、疎水性が高い。我々は、実機サイズの太陽電池モジュールに本材料を塗工し、太陽光の下で硬化させる (またはドライヤーで) 加熱することにより、濡れや水の侵入を防ぐことができる。-1,000Vのバイアス電流をかけて85°Cで85RH%の条件で96時間後に、コーティングされたモジュールのEL発光の低下率は0.7%未満で、未コートモジュールのEL発光率は99%失われていることが確認された。本材料は、ナトリウムカチオンをできるだけカバーガラスに留め、アルミフレームとガラスとEVAとの境界領域への水の侵入を防ぎ効率的にPIDを防止する。さらに、本材料は、反射防止 (AR) 機能を有しており、c-Si系太陽電池モジュールのカバーガラスシート上にコーティングされた層は、光捕集性能 (LTP) と発電効率を、それぞれ2.4%、約3%向上する。

我々は、他社のいくつかのAR材料で抗PIDテストをしたが、これらの材料は、多孔性および親水性であり、ナトリウムカチオンと水が簡単にARコート層に移動しPIDを防ぐことは難し

い。このような多孔質 AR 材料を太陽電池モジュールにコートすると、 $-1,000\text{V}$ のバイアス電流をかけて 85°C で $85\text{RH}\%$ の条件で 96 時間後に、60%程度 EL 発光が低下する。また、このような多孔質 AR 材料は、 700°C の加工温度を必要とし、発電モジュールに直接 PID フリーの目的のために使用することはできない。つまり、本材料は、直接発電モジュールに塗工できる抗 PID と AR 特性を有する新たなコート材料であると言え、抗 PID テスト中に、スネイルトラックや、配線や電極の腐食などの他の損傷も発生しない。

本材料は、耐久試験として、UV 露光、高湿凍結、熱サイクル、高温高湿などの様々な試験にパスしている。更に、ユーザーの利便性を高めるために、本材料は、ワークアップ時に室温 ($20\sim 30^\circ\text{C}$) で硬化でき、リーズナブルな価格で提供できることも見いだした。

② 本文（共同研究、再委託研究による成果を含む。）

PID を防ぐ（抗 PID 化）手法としては、(a) パナソニック社の HIT セル、シャープ社の HBC セル、ならびに PERC セル、PERL セル、PERT セルで採用されている酸化アルミ/窒化アルミを用いたセルのパッシベーション、(b) 三井化学社やデュボン社などのセル封止材の改良・置き換え、または (c) サステナブルテクノロジー社/産業技術総合研究所によるカバーガラスの内側に酸化チタン膜層（加工温度 200°C 以上）を設けるなどの手法が有効とされている[引用文献 3]。

本共同研究で検討した材料は、価格や積極的な水分侵入防止あるいは加工温度という利点を補完する技術として位置付けることができる。

なお、本材料は、既設モジュールあるいは製造された太陽電池モジュールに直接コーティングできる点が、上記 (a) ~ (c) に例示したモジュール組み立て前に施す手法と根本的に異なる（本材料は、モジュール組み立て前の各部品に施すこともできる）。

< 課題と作業仮説 >

一般的な太陽電池（結晶系）発電モジュールを見ると漏電に伴う PID を起こす可能性がある物質としては、

- ・カバーガラスに含まれるナトリウムイオン (Na^+)
- ・水
- ・アルミフレーム

が考えられる。

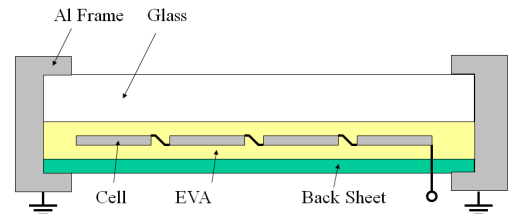


図 III-2-②-(4)-1 一般的な太陽電池の断面

カバーガラスに含まれる Na^+ は、漏電した電子をセルに運ぶ役割を担い、更に水が太陽電池に侵入することにより Na^+ が移動するパスが形成される。その際に、封止材 (EVA) の一部は、水と Na^+ により加水分解を受け、酢酸 ($\text{CH}_3\text{CO}_2\text{H}$) が生成すると考えられる（酢酸の発生は、産総研などが確認している）。酢酸の生成は、漏電した電子の移動を容易にさせるとともに、PID のみならずスネイルトラックの形成や電極やハンダの溶出とも無関係でないと考えており、モジュールの故障原因になる。

弊社では、当初、モジュール設置時は、アルミフレームの内側は絶縁性の酸化アルミ（アルマイト）で被覆処理されていることからアルミフレームは漏電や PID の原因にはならないと考えていた。しかし、モジュール内に水が侵入し酢酸が発生すれば、被覆していた酸化アルミ (Al_2O_3) が酢酸アルミ ($(\text{CH}_3\text{CO}_2)_3\text{Al}$) となり化学的に溶出し導電性のアルミニウム (Al) が露出する可能性が生まれるため、むしろアルミフレームの方がガラスより漏電の原因になりやすいと現状では考えている（図 III-2-②-

(4)-2、図 III-2-②-(4)-3)。同様に、短絡してPIDを起こす際も、ガラスよりアルミフレームから起こる可能性が高い場合もあると考えている。また、EVAから酢酸の発生は、酸化アルミが触媒になる可能性も否定できない(図 III-2-②-(4)-2)。

なお、アルミフレームの内側の酸化アルミ被覆層の剥がれは、発生する酢酸によるもののほかにモジュール組み立て時のガラス面などとの擦れによっても起こりうる。

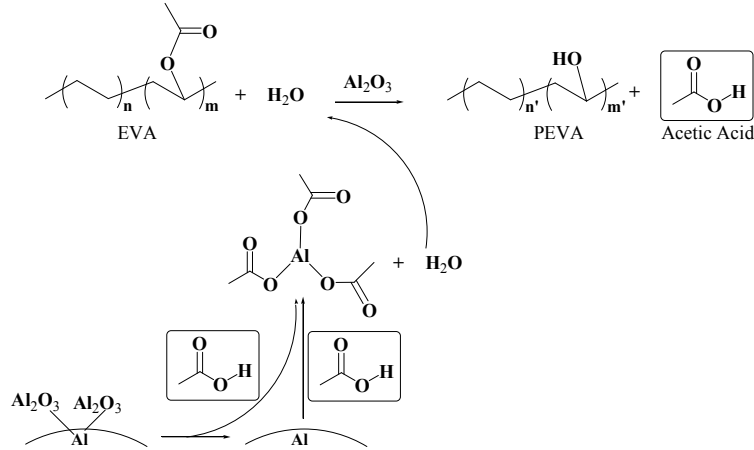


図 III-2-②-(4)-2 酸化アルミ（アルミフレーム内側）の化学的溶出の想定スキーム

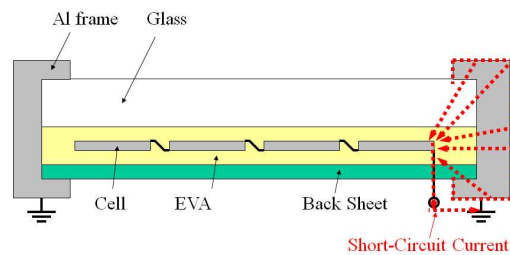


図 III-2-②-(4)-3 アルミフレーム内側の導電化と短絡

<材料設計および抗PID効果の検証>

PIDを防ぐには、太陽電池のモジュールへの水の侵入を防ぐことが有効と考えた。すなわち、本研究では、撥水性（水接触角100度以上）が高く、緻密で、かつ製品の見た目（風合い）を損なわないために透明かつガラスおよびアルミフレームへの接着力を有する材料を、モジュールの外周（下記図の青で示された部分）にコーティングすることを考え、既にフッ素を含有する有機-無機複合体の開発に至っている。この材料は、耐酸性、不燃性、防汚性も有している。

本材料は、アルコール-水溶媒中に熱硬化性ポリマーとして溶解している。この材料を、不織布（あるいはモップな塗布具）に染みこませ、あらかじめ洗浄乾燥クリーニングされた太陽電池モジュールのアルミフレームとカバーガラスの外周とそれら材料のすき間に湿式コートし、乾燥後、日照で、べたつき（タック）がなくなるまで、20℃で1時間硬化させた。

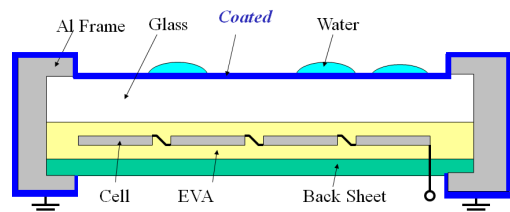


図 III-2-②-(4)-4 抗PID化コーティング（青の部分）

更に、得られたコートモジュールと同ロットの未コートモジュールを85℃、85%RH、96時間、1000Vの逆バイアスをかけたとこ、未コートモジュールの発光がほぼ消失し、コートしたモジュールの発光は0.7%未満の減少に留まった。

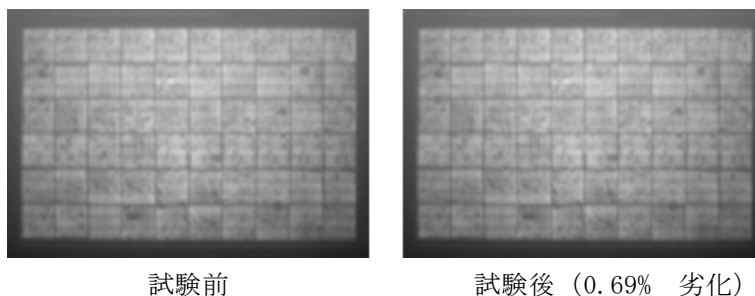


図 III-2-②-(4)-5 コートモジュールの発光 (85°C, 85%RH, バイアス電圧-1,000V, 96時間後)

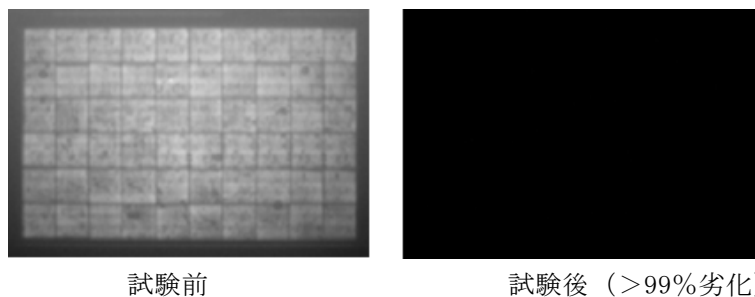


図 III-2-②-(4)-6 未コートモジュールの発光 (85°C, 85%RH, バイアス電圧-1,000V, 96時間後)

また、別途モジュールを用いて、で同様の試験をしたところ、未コートモジュールは39.98%出力が減少したが、コートしたモジュールの出力 (MPP、ワット) は0.69%であった (下表)。

表 III-2-②-(4)-1 高温高湿、96時間後のコートと未コートモジュールの出力

		Isc, A	Voc, V	IMPP, A	VMPP, V	MPP, W	減衰率, %
コート	試験前	8.7678	37.780	8.1943	30.241	247.8	
	PID試験後	8.7686	37.777	8.1327	30.259	246.1	0.69
未コート	試験前	8.7012	37.472	8.1344	29.869	243.0	
	PID試験後	8.6675	33.356	6.9039	21.121	145.8	39.98

略号: Isc: short-circuit current; Voc: open circuit voltage; IMPP: maximum power point current; VMPP: maximum power point voltage; MPP: maximum power point.

上記の様に抗PIDに必要な基本性能は有しており、かつG5サイズ (1.5m²) の発電モジュールへの塗布に必要なコート液量は、60mL (40g/m²) であることが分かった。また、コート液に用いた溶媒はエチルアルコールと水であり、環境負荷を極力小さくしている。

a) 撥水性 (滑水性)

本共同研究で開発された材料組成は、基本的には含フッ素シリコンポリマーにより構成されており、より撥水性を向上しうる材料を選定した。

本研究における撥水性とは滑水性を意味し、単位時間内に水滴が基材上を滑る速度が大きい材料を得ることが目標となる。滑水性を向上しうると考えられる化合物群の中から、撥水部位と撥水された水滴を動かす駆動力となると考えられる化合物を絞込み、下図に示す (I) と (II) の構造を有する化合物 (分子量: 約 10,000) の選定に至った。

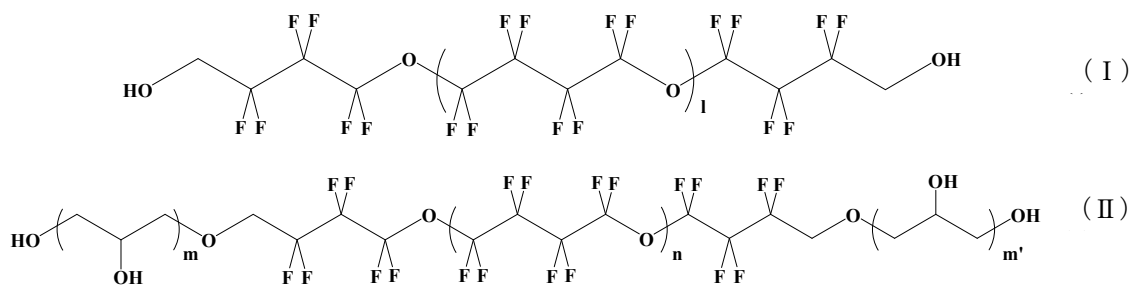


図 III-2-②-(4)-7 変性用化合物

開発したコート材料は、ベースポリマーであるシリコンポリマーを (I) または (II) の化合物で変性したもので、変性後も相分離せずに滑水性が著しく向上する。右図に滑水性を表す指標となる水滴の移動速度を示す。コートしたガラスを 27° 傾けた際の 15 μ L の水滴の先端移動距離を縦軸 (dR) にとり経時変化を計測した。

市販のフッ素系コート材やシリコン材をコートした際の水滴の移動速度は、2~0.3mm/sec 程度である (右図、茶点線) が、(I) をシリコンポリマーに対し 0.8ppm 用いて変性すると滑水速度は、2mm/sec まで向上することが判明した (右図、赤線)。同様に、(II) をシリコンポリマーに対し 2.4ppm 用いてシリコンポリマーを変性すると 3mm/sec まで滑水速度が向上することが分かった。同様に右図に示すとおり、滑水速度が 10mm/sec 以上のグレードも開発中である。

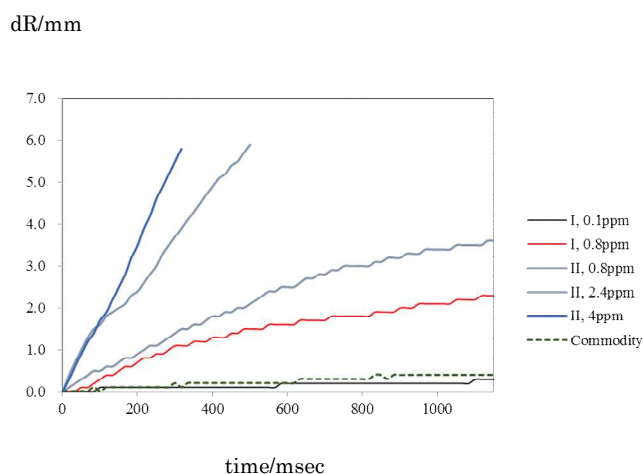
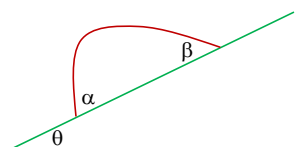


図 III-2-②-(4)-8 湯水速度

参考のため、これら (I) あるいは (II) を用いたグレードの接触角 (C. A.、水滴量 3 μ L) や滑落角 (S. A.、 θ 、水滴量 15 μ L) のデータを、表 2 に記す。

現状では、(I) を 0.8ppm 用いて変性したシリコンポリマー (図 III-2-②-(4)-8 の赤線のグレード) の合成レシピが最もこなれていることから、この材料の b) 透明性、c) 室温での硬化性、d) 安定性試験、ならびに e) 量産化にむけたベンチスケール製造について検証した。



#	Compd.	C.A., ° 3 μ L	S.A., °		
			θ 15 μ L	adv. A., °	rec. A., °
1*	I, 0.1ppm	98.3	23.0	104.0	90.1
2*	I, 0.8ppm	98.7	19.5	106.1	95.2
3*	II, 0.8ppm	100.1	22.5	108.1	94.9
4**	II, 2.4ppm	102.8	19.0	100.0	88.6
5***	II, 4ppm	100.9	20.0	99.4	88.4

図 III-2-②-(4)-9 接触角と滑落角

b) 透明性

図 III-2-②-(4)-8 の青線に示す通り、(I) を 0.8ppm 用いて変性したシリコンポリマーをガラスに塗工すると、100nm 厚の片面塗布で 550nm 付近の光線透過率が 3% 程度向上することが分かった。

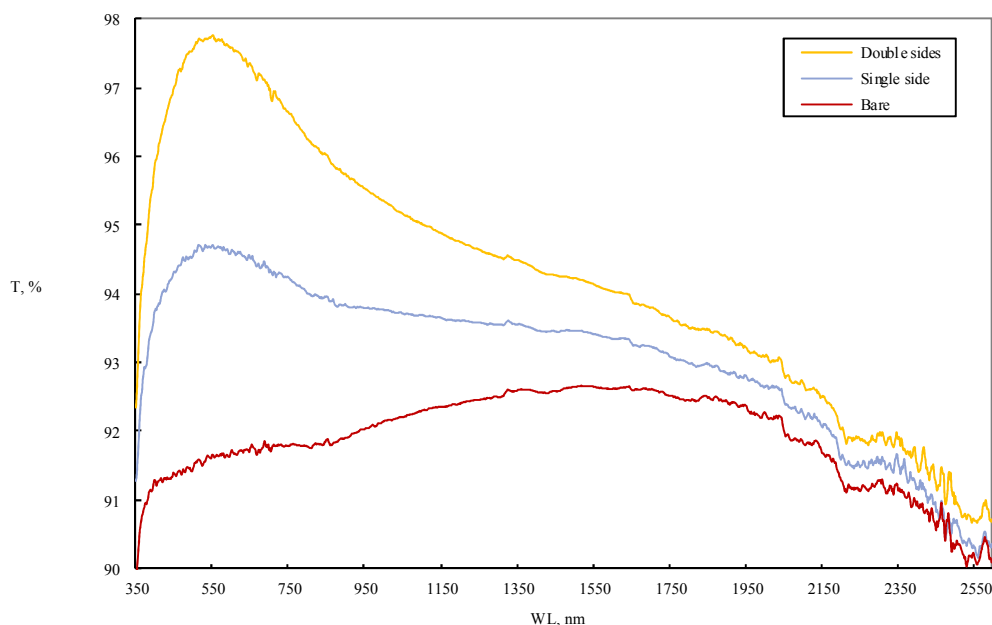


図 III-2-②-(4)-10 コートガラスの透過率

塗工したガラスは、可視光領域（380nm～1000nm）のみならず、近赤外領域まで未コートガラスの透過率を超えており、塗工により全く透明性が損なわれないことが分かった。

c) 室温での硬化性

ベースポリマーであるシリコンポリマーは室温（20℃）では硬化せず、これまで屋外の塗工では天日の利用、あるいは屋内での塗工ではドライヤーによって、塗膜を硬化させていたため、利便性に問題があった。

しかし、図 III-2-②-(4)-7 の (I) や (II) を用いることにより、30℃での硬化が塗布後 5 分程度（20℃であれば 15 分程度）で完了することが明らかになった。これは、シリコンポリマー中の各末端のシラノール基（ $-\text{SiOH}$ 基）が (I) や (II) により配向度が上がり、縮合反応が促進されたためと考えている。そこで、未変性のベースポリマーによるコート材、および (I) による変性ベースポリマー（現行品）によるコート材を、それぞれガラスに塗工し、AFM によりコート面の表面観察をした。

図 III-2-②-(4)-11 に示すとおり、変性ベースポリマーを用いた際のコート面の方が、塗膜表面の状態が均一になっていることから、(I) による変性によりベースポリマーの配向性が向上し、室温硬化性が付与できたと解釈している。

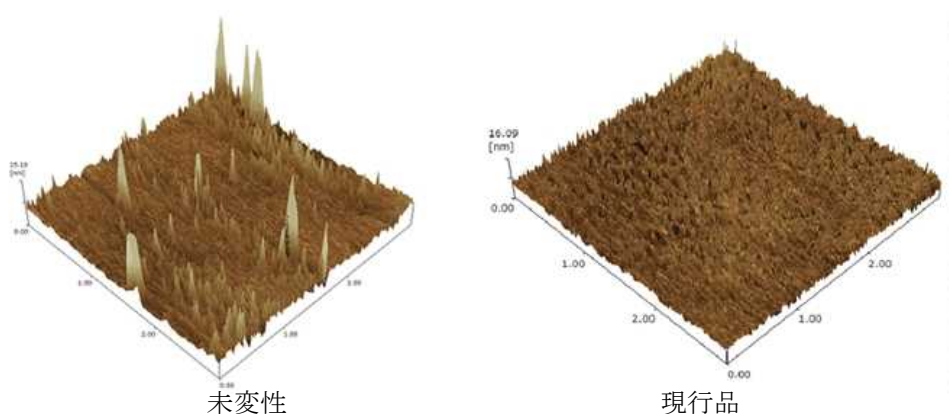


図 III-2-②-(4)-11 塗膜表面の改良（単位：nm）

コート面は、非多孔質で設計しており汚れが残りづらくなっているが、更に撥水性が高いため泥水がコート面にかかっても汚れが残りづらい。

粘土分散水を 30 度傾斜させたガラス上への塗膜にかけたあと自然乾燥する手順を 5 回繰り返し、未コートガラスと比較してみた。

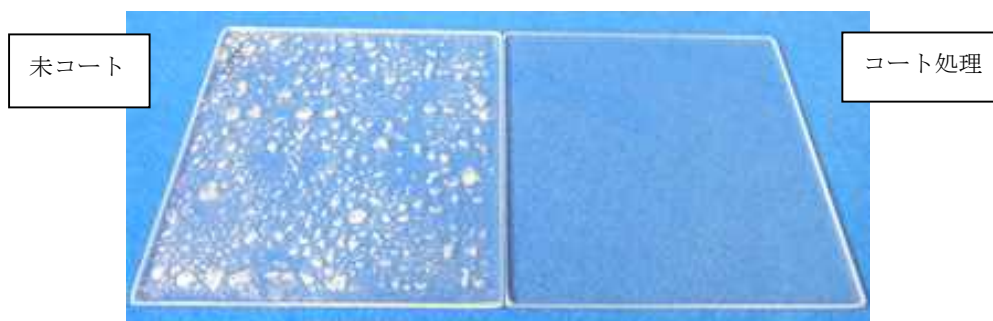


図 III-2-②-(4)-12 ガラスへの粘土水噴霧と自然乾燥を 5 回繰り返した後の外観

また、現在屋外暴露試験を行っているが、コート面上の固まっていた鳥の糞（下図：左）が雨の後では流されて（下図：右）おり、半年後もコート面の汚れはほとんどなく、光線透過率などの劣化もない。



図 III-2-②-(4)-13 雨の後のコート面上の鳥糞

本コート面は、有機-無機ハイブリッド組成により構成されているが、難燃性（右図、UL94/V=0 判定）であり、酸性雨に対するダメージも受けない。

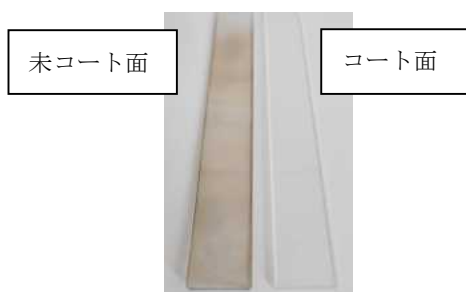


図 III-2-②-(4)-14 垂直直火で炙った後のアクリルコート

本材料は、システム効率向上を目的とするものではないが、本材料に撥水性を付与する際に同時に低屈折性が備わる。本材料を実機サイズ（G5 サイズ）の太陽電池モジュールのカバーガラスにロールコーターなどの膜厚調整できる塗工機を用いて、100nm厚で塗布すると、低屈折性により最2.4%以上光反射率が低下した分、反射防止（AR）効果により光がモジュール内に多く取り込まれるため、約3%程度の発電効率が向上する。

表 III-2-②-(4)-1 カバーガラス受光面に100nm厚でコートした際の発電率上昇

	Isc, A	Voc, V	IMPP, A	VMPP, V	MPP, W	Increment, %
Bare	8.7012	37.4720	8.1344	29.8690	243.0	
Coated	8.7037	37.8176	8.1731	30.6221	250.3	2.99%

Brevity Code: Isc: short-circuit current; Voc: open circuit voltage; IMPP: maximum power point current; VMPP: maximum power point voltage; MPP: maximum power point.

なお、手塗りでは、コート膜厚が稼げず、発電率向上は、1.6%程度に留まる。

表 III-2-②-(4)-2 カバーガラス受光面に手塗りコートした際の発電率上昇

	Isc, A	Voc, V	IMPP, A	VMPP, V	MPP, W	Increment, %
Bare	8.7012	37.4720	8.1344	29.8690	243.0	
Coated	8.7025	37.6448	8.1392	30.3290	246.9	1.59%

Brevity Codes: Isc: short-circuit current; Voc: open circuit voltage; IMPP: maximum power point current; VMPP: maximum power point voltage; MPP: maximum power point.

d) 安定性、耐候性試験

下記のいずれの試験も、サンプル個数3個以上で、片面に塗工した太陽光発電モジュール用のガラスを用いて、Thermal cycling、Humidity-freeze、Damp-heat、Outdoor exposure、Transmittance、Adhesion、Acid resistance、Ageing-resistance、Neutral salt spray、Appearance、Adhesion in boiling water、Scratch and handling、Wearing resistance、Scrub resistance、SO₂ corrosion、Pressure-cooker、Ageing-resistance、Ammonium corrosion 試験（下記各試験名の末尾のかっこ内に該当国際基準コードを記載）を行い、全ての試験項目で合格し、材料の安定性や耐候性を確認した。

なお、冒頭に述べた通り、PIDを防ぐ手法としては、(a) パナソニック社の HIT セル、シャープ社の HBC セル、PERC セル、PERL セル、PERT セルで採用されている酸化アルミ/窒化アルミを用いたセルのパッシベーション、(b) 三井化学社、信越化学工業社やデュポン社などのセル封止材の改良・置き換え、または(c) サスティナブルテクノロジー社/産業技術総合研究所のカバーガラスの内側に酸化チタン膜層（加工温度 200℃以上）を設けるなどの手法が報告されているが、本材料による太陽電池モジュールの塗工技術は、積極的な水分侵入防止あるいは室温加工性という点で既存の技術を簡便に補完し得ると判断した。

e) ベンチスケール製造

本材料の量産生産性の検証のため、200L スケールで、下図に示す製造工程により製造を行ない、得られた塗液を 98%以上の収率で得た。

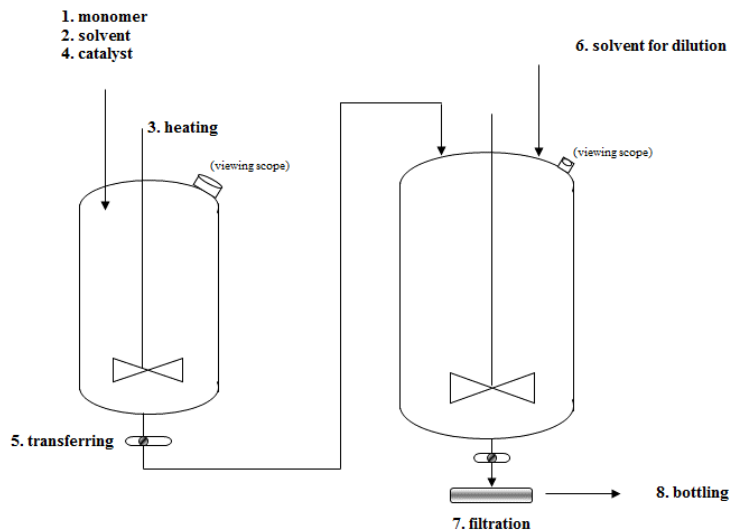


図 III-2-②-(4)-15 製造フロー

得られた塗液をガラスに塗工した後、諸物性を測定したところ、ラボと同等の試験結果が再現（下表）され、製造工程の不具合はほぼ解消したと判断している。

表 III-2-②-(4)-3 ベンチスケール製造品とラボ製造品の比較

試験項目	測定方法	ベンチスケール製造品	MORESCO ラボ製造品	合格値
透光率の増加量 (ペアガラス基準) (%)	測定波長 350~2600nm	2.83	2.79	増加率: 2.4%以上
4.5N加重500回擦り後の 透光率の減少量 (コートガラス基準) (%)	測定波長 350~2600nm	0.74	0.77	減少率: 1.0%未満
比重	浮きばかり法 JIS B7525-3 (20.0°C)	0.820	0.820	0.750~0.900
着色	色彩色差計 ASTM E1164	L*: 98.28 a*: 0.06 b*: 0.33	L*: 98.28 a*: 0.05 b*: 0.33	L*: 98.15~99.15 a*: -0.05~0.05 b*: -0.05~0.05

<製造コスト>

製造はバッチで行う。今回は、200kg 製造し、荷姿ドラム缶で外注製造した。

これをもとにコート液 5 トンを製造すると仮定した場合に、限界利益率が 81%程度になる。拡販による塗布面積の拡大ができれば、コスト低減の効果が出てくるが、事業化の際は 3 トンスケール以上が好適と予想している。プロセス自体は、ほぼ完成しており、更に生産量が増えた場合、自社プラント化も視野に入れている。

表 III-2-②-(4)-4 200kg 製造のコスト

塗布面積あたりの製造原価	製造単価	外注委託製造実績
25.0 JPY/m ²	5000 ¥/kg-soln.	製造量 200 kg-soln.
		製造単価 5000 JPY/kg-soln.
塗布面積あたりの売値	塗布可能面積	※材料費: 日本メーカー調達価格
30.0 JPY/m ²	200 m ² /kg-soln.	※固形分濃度: 1~5wt%
		※荷姿: ドラム缶
限界利益率		
17%		
キロあたり売価		
6000 ¥/kg-soln.		

表 III-2-②-(4)-4 5,000kg 製造のコスト

塗布面積あたりの製造原価	製造単価	外注委託製造実績
5.8 JPY/m ²	1150 ¥/kg-soln.	製造量 5000 kg-soln.
		製造単価 1150 JPY/kg-soln.
塗布面積あたりの売値	塗布可能面積	※材料費: 日本メーカー調達価格
30.0 JPY/m ²	200 m ² /kg-soln.	※固形分濃度: 1~5wt%
		※荷姿: ドラム缶
限界利益率		
81%		
キロあたり売価		
6000 ¥/kg-soln.		

<塗工コスト見込み>

一般的に、直接工事費、現場費用、経費が塗工費に占める割合は、それぞれ 74%、20%、6%であり、それにならうと、塗工費用は、平米あたり 75 円となる見込みである (表 III-2-②-(4)-5)。ちなみに、欧州モジュールメーカーに聴き取りした結果、平米あたり 0.5~0.6 ユーロ (65 円~75 円) であり妥当なコスト構造であると考えられる。

表 III-2-②-(4)-5 塗工費用見込み

費用項目		価格, JPY/m ²	費用割合
直接工事費	材料費	30.0	74.0%
	労賃	15.0	
	洗浄清掃費	8.0	
	養生費	2.5	
現場費用	足場台	10.0	20.0%
	機器費用	5.0	
経費	諸経費	4.5	6.0%
	計	75.0	

<産業への波及効果>

本材料は、屋外のガラス、プラスチック、金属のコーティング用途に開発しており、太陽電池用途ではタフネスを要求される一方、製品の外観を損なわない透明性と撥水性や防汚性がセールスポイントであり、色々なメンテナンスフリー (掃除が不要) 用途も期待できる。本材料は、特に市販品の撥水剤より滑水性が 10 倍以上優れること、更に滑水性が高いグレードが開発されたことから、太陽電池以外の用途も増えている。

太陽電池と同じく、ガラス、プラスチック、金属基材への塗り直し (リコート) を求められる用途での引き合いがあるが、塗工面の洗剤洗浄と乾燥後に、容易に室温再塗工できることも確認している。

(5) 分散型 PCS メガソーラーへの遠隔診断制御クラウドと対処手順の開発 [2015 年度]
(地域エネルギー株式会社・特定非営利活動法人太陽光発電所ネットワーク)

1. 成果詳細

① 小型分散型と大型集中型システムのトータルコスト比較に関する調査 (地域エネルギー) 1.1

1.1 調査概要

現在および今後の国内太陽光発電市場において、分散型 PCS によるメガソーラーが普及する可能性について検討するため、小型 PCS を多数分散的に設置する方法と、大型 PCS を少数集中的に設置する方法における建設コストを比較調査した。

調査は小型 PCS メーカーによる大型 PCS とのトータルコスト見積り比較と、EPC 業者による分散型と集中型の初期コストの見積り比較を行った。

1.2 小型 PCS メーカーによるトータルコスト積算結果

表 III-2-②-(5)-1 2MW の発電所のトータルコスト比較

初期投資額		費用試算(単位:万円)						役割	補足説明	
番号	項目	10kw案			500kw案				10kw案	500kw案
		単価	台数	複価	単価	台数	複価			
1	パワコン	50	200	10,000	1,000	4	4,000	交流に変換	運賃含む	
2	屋外設置パッケージ				600	4	2,400	設置環境対応	屋外パッケージ不要	
3	現地調整費			60			120			
4	運賃			0	40	4	160		場所により異なる	
5	100kw交流集電箱	40	20	800				交流100kwを集約	交流集電なし	
6	20kw直流接続箱				15	100	1,500	直流20kwを接続	直流集電なし	
7	100kw直流集電箱				20	20	400	直流100kwを集約		
8	データ計測・監視	400	1	400	50	1	50	監視機能	10kw単位の監視	
9	通信・パルス配線			500			50		台数が少ない	
10	設置工事			600			600		パワコン	
	合計			12,360			9,280	差額	3,080 万円	

ランニング費用		費用試算(単位:万円)						補足	
		10kw案			500kw案				
		単価	台数	複価	単価	台数	複価		
	保証(初期10年間)	6	200	1,200				10年目まで	
	オーバーホール	17	200	3,400				10年目に実施	
	メンテナンス契約(10年間)	12.5	200	2,500				10年目から10年間	
	冷房更新				100	3	300	必須(5年毎)	
	冷房コスト				130	20	2,600	必須(発電の2%)	
	メンテナンス契約(20年間)				2,500	4	10,000		
	合計			7,100			12,900	差額	5,800 万円

差額(20年間)

2,720

1.3 EPC 業者による建設コスト積算結果

定格出力 1MW のメガソーラーを想定して、小型 PCS を分散設置した場合と大型 PCS を集中設置した場合の、建設コスト積算結果を以下に示す。

【見積り条件】

(共通仕様) モジュール：多結晶 72 セル 310W×3,920 枚 (共通)

架 台 ：4 段×14 列 アルミ製 (共通)

基 礎 ：スクリー杭 (共通)

(小型 PCS) 25kW×40 台 (全て架台据付とする)

監視装置：各 PCS に監視装置を設置し、耐候性 LAN ケーブルにてキュービクル

(大型 PCS) 500kW×2 台 (キュービクルまでの構内配線は全て地中埋設とする)

監視装置：接続箱単位で監視機器を設置し、RS-485 ケーブルにてキュービクル隣接の通信 BOX に集約

(その他) 造成工事、系統連系工事等は含まない。

表Ⅲ-2-②-(5)-2 PCS 設置方法による建設コスト比較

1MW あたりの建設コスト (単位：円)	PCS (25kW×40 台)		PCS (500kW×2 台)	
	建設コスト	構成割合	建設コスト	構成割合
仮設工事費	2,751,000	1.36%	2,751,000	1.38%
太陽光モジュール	128,494,000	63.66%	128,494,000	64.25%
インバータ及び基盤	20,611,000	10.21%	21,907,000	10.95%
架台構造物	20,394,000	10.10%	20,394,000	10.20%
ケーブル及び補助部材	4,279,000	2.12%	7,019,000	3.51%
架台及びモジュールの取 付工事	8,254,000	4.09%	7,352,000	3.68%
電気工事	10,731,000	5.32%	5,753,000	2.88%
発電量管理及び発電所監 視	2,476,000	1.23%	2,476,000	1.24%
施工管理費	3,852,000	1.91%	3,852,000	1.93%
合計	201,842,000	100.00%	199,997,000	100.00%

見積り結果では、両者の建設コストはほぼ同額であった。小型 PCS の設置にあたっては、PCS の台数増加があるものの大型 PCS に必要なコンクリート基礎が不要となるため、「インバータ及び基盤」コストが僅かに低い。また、太陽光モジュールを直列で繋いだストリングを束ねるための接続箱が不要となるため、「ケーブル及び補助部材」のコストも低くなっている。一方で、「架台及びモジュールの取付工事」や「電気工事」では、設置する PCS の数に比例して現場での工数が増加するほか、PCS の設定などの手間も増えることからコストが増加している。

部材費及び工事費を合計した建設コスト比較としては、小型 PCS の場合の建設コストが大型 PCS を約 1% 上回る結果となった。

② 分散型監視制御システムの比較とコスト低減の可能性調査（地域エネルギー）

2.1 調査概要

本調査では、ヒアリングと文献調査により、競合するシステムのリストアップとその機能を整理した。さらに、原価計算・管理会計的手法を用いて、大型集中型と小型分散型の監視制御システムに関わる実際のコスト計算に基づき比較を行った。

遠隔監視によるシステム維持管理技術に関しては、以下の側面がある：

- ・遠隔監視・状況分析を行なうセンター側と太陽光発電システムが存在する現地の間の WAN 側通信技術
- ・太陽光発電システム敷地内の太陽電池のセルや、周囲の環境をモニタするセンサーネットワーク技術
- ・太陽光発電システム自体や、PCS、個々の太陽光パネル／太陽電池セルをメンテナンスするため、設置・保守時の情報を保持する DWH 技術
- ・センサーなどで収集したデータを分析する遠隔診断や、予防保全のための情報提供、現地での除草作業計画を立案するなど、太陽光発電所の運用を支援する技術

収集した太陽光発電システムの維持管理技術事例を見ると、WAN 側の通信、センサーネットワークの通信には種々のものが使われており、現時点でデファクトとなりそうなものは特定できなかった。また、昨今の IoT 技術を活かしたリアルタイムセンシングデータと、個々の太陽光パネル、太陽電池セルの設置・保守情報を活用したインテリジェントな保守ソリューションを構築する上で、DWH が要とな

るが、そのエンジンとしても、デファクトとなるようなものはわからなかった。

調査から得られた示唆として、技術開発の仕様として、通信のデファクト化が必要である事が分かった。そのため、本技術開発において採用を検討している下記の通信方法は、現時点で最適の選択ではないかと思われる。

• IEEE 1888

東京大学グリーン ICT プロジェクト (Green University of Tokyo Project : GUTP) が研究開発において重要な役割を果たし 2011 年 2 月に IEEE (米国電気電子学会) によって国際標準的な規格として認められたもの。あらゆるセンサーデータと制御データを自由に交換するアプリケーションレイヤのオープンな通信規格となっているが、GUTP で提供されている IEEE1888SDK の FIAPStorage を利用することで、太陽光発電システム自体や、PCS、個々の太陽光パネル/太陽電池セルのメンテナンスや、設置・保守時の情報を保持するための DWH 構築が容易となっている。その上、フィールドバスのゲイトウェイとして、太陽光発電量計測によく利用される Modbus 規格のみならず、ZigBee、KNX 等の様々なセンサーに使える通信規格とのゲイトウェイも用意されているので、IEEE1888 を利用することにより、太陽光発電システムの遠隔管理が容易に実現できる

• MQTT (Message Queuing Telemetry Transport)

MQTT は、IBM と伊 Eurotech 社によって開発された M2M や IoT に適した通信プロトコルで、ネットワークのコストが高い/帯域が狭い/または信頼性が低い通信環境で、また、CPU パワー/メモリリソースが限定されている組み込み機器での利用に適したプロトコルになっている。HTTP に比べて軽量でデータ通信が可能で、コネクションを確立し続け、ほぼリアルタイムで通信が行える。

• Wi-SUN

米国アナログデバイス、富士電機、村田製作所、国立研究開発法人情報通信研究機構 (NICT)、オムロン、大崎電気工業、ルネサスエレクトロニクス、米国シルバースプリングネットワークスの 8 社を設立メンバーとして結成された Wi-SUN アライアンスが、IEEE802.15.4g をベースに作成した通信プロトコル。低消費電力でメッシュネットワークを構築でき、電波干渉が少なく障害物に強い。通信距離も最大 2km で、安定通信距離は 500m 程度ある。

2.2 各社の見積情報

今年度の調査事業において、太陽光の維持管理コストは維持管理に直接携わる企業の見積情報を基に測ることができると考え、分散型 PCS を採用した太陽光発電所を対象にメンテナンスサービスを提供する業者より見積情報を収集及び分析した。

メンテナンスサービスは基本的なものとして基本料・法定点検・定期点検・緊急対応に分かれており、オプションとしてパネル表面清掃や除草、除草シートの設置を行っている。集計を行った結果は下記の表のとおりとなった。

維持管理コストの見積内容は、比較ができるよう全て 1MW 当たりの年間コストに換算したものである。また、現地への交通費については含めていない。

表 III-2-②-(5)-3 維持管理コスト内訳比較 (円/MW・年)

基本内容	基本料			小計	オプション		合計
	法定点検	定期点検	緊急対応(※)		パネル表面清掃	草刈り	
30,000	1,000,000	2,400,000	132,600	3,562,600	900,000	900,000	5,362,600
0	1,000,000	1,184,000	0	2,184,000	-	800,000	2,984,000
0	1,000,000	1,346,154	180,000	2,526,154	-	-	2,526,154
10,000	1,000,000	1,585,898	180,000	2,775,898	-	-	2,775,898
0	1,000,000	1,040,000	0	2,040,000	660,000	396,000	3,096,000
0	1,000,000	400,000	96,000	1,496,000	900,000	800,000	3,196,000
0	800,000	1,271,750	72,000	2,143,750	-	1,000,000	3,143,750

※ かけつけは年6回程度として算出した。初期対応・現状調査の部分のみであり、パネル交換などの実作業は別料金となる。

定期点検の詳細な項目についても見積もり内容を提示した企業が存在した。定期点検の内容は外観、モジュール、PCS 等を目視で確認する目視点検と、接地抵抗・直流電圧・直流電流などを測定機器によって確認する専門機器測定点検に分かれている。詳細な項目ごとに見積もりを記載した企業もあったが、目視点検と測定点検に分けると下記のようになった。

表Ⅲ-2-②-(5)-4 目視点検と測定点検コスト

(円/MW・年)	
目視点検	専門機器測定点検
768,000	416,000
260,000	1,300,000
447,782	823,968

本調査の結果、太陽光発電所の維持管理サービスの価格の計上は見積情報から一定の基準を持って計測できないことが判明した。緊急対応の価格・定期点検の項目ごとの見積りも一様でなく、見積り情報より適正なコスト基準を得ることが現実的でないことが考察できた。

2.3 EPC 業者の見解

今回の分散型と集中型のコスト比較に際して、大手、中堅、地場の EPC3 社から小型 PCS と大型 PCS の比較に関する見解を得た。

(イ)A 社（大手 EPC）の見解

メガソーラーにおける小型 PCS と大型 PCS の差異については、接続箱の設置点数減少によるコスト削減効果がある一方で、国内では作業員の人件費が高いことから PCS の多数設置における工数の増加は工事費用へのインパクトがある。また、参考情報としてドイツでは 500kW 以上の太陽光発電所の場合、昨今は小型 PCS の分散設置が多いとのことであり、発電所全体の効率はそちらの方が高くなるとのことである。

(ロ)B 社（中堅 EPC）の見解

国内の工事情況では小型 PCS の kW 単価が大型 PCS より高いため、この部分が解消されれば小型 PCS の分散設置に利があるとしている。施工面では、小型 PCS を用いる場合に接続箱が不要になること、キュービクルを含むパワーステーションがコンパクト化できること、PCS からキュービクルまでが交流ケーブル化されることで構内管路がスマートになり、配線関連のコストが下がるとのことである。

(ハ)C 社（地場 EPC）の見解

現状では、同社が扱う小型 PCS と大型 PCS では価格差が大きく、小型 PCS の分散設置の方がコストは高くなるとのことである。施工面では、大型 PCS の場合だとパワーステーションに重機で据え付けることが出来るが、小型 PCS の場合は 60kg 以上のものを人力で据え付けることになるため、その分の工数増加に伴う人件費の増加がネックになるとのことである。また、国内メーカーではメガソーラーに適用できるような出力の小型 PCS が限られるため、実際にどれほど分散型が普及するかは不明としている。

2.4 O&M 業者の見解

太陽光発電所の運用上、電力会社の系統側要因で停電及び PCS 停止となった際の復旧作業を行う場合、分散型パワコンの場合は一台ごとに復旧しなければならず、作業時間が増加する（メーカー、製品により一括制御出来るものもある）。基本的な点検箇所については集中型も分散型も変わらない

が、PCSのエラー履歴等の確認作業は直接PCS本体の画面上で確認しなければならないことが多く、自ずと台数が多いほど確認に時間を費やすことになる。

他方、集中型のPCSではメーカーのエンジニアでなければトラブル対応できない部分もあり、それだけ費用の増加や復旧までの作業時間の長期化が生じてしまう。分散型のPCSの場合は、メーカーとの保証契約にもよるが不具合対応として即時代替品交換を行うことで、現場での問題特定の作業短縮や発電停止期間の短縮が図れ、その交換作業も集中型と比較すれば非常に簡易である。

定期メンテナンスとして、PCS内のフィルターなどの交換や清掃にあたっては、同様に台数が多いほど作業時間を費やすことになる。また、絶縁抵抗値測定を行う際には、分散型三相パワコンの場合だとAC側が台数分×1本増える事になるため、その分の点検作業量が増加する。その他、集中型の場合はエアコンによる本体冷却が必要となるが、このエアコンの常時稼働による消費電力の増加や、概ね3年に1回の設備交換によるコストが分散型にはないものとして考慮すべきである。

製品寿命と修繕対応という視点からでは、分散型のPCSの場合はメーカーが20年の保証を提供している事例があり、この場合には一般的に10年経過時点で必要とされるPCSの入れ替えあるいは大規模修繕が不要となる。集中型の場合は、概ね10年経過時点で大規模な修繕あるいは入れ替えが必要となるため、その分の費用は事前に積み立てておく必要がある。

以上をまとめると、集中型と分散型のいずれもが一長一短の性質を持っているが、機器本体の長寿命化や非常の交換対応によるトラブル解決時間の短縮という点において、分散型の方が優れていると見ることができるのではないかと考える。

③ PCSの保証およびメンテナンスに関する現状と将来性 (PV-Net)

3.1 アンケート調査

国内で販売されているPCSについて、その保証やメンテナンス体制に関する現状を把握すべくアンケートを実施した。調査対象の選定は (1) 一般社団法人太陽光発電協会会員企業 (2) PV-Netがサポートを行った中規模～大規模発電所の事業者 (3) 一般社団法人アフターメンテナンス協会会員 (4) インターネット検索 から総合システムメーカー、PCSメーカーを抽出し行った。期間は2015年12月末から翌年2月末にかけて実施。有効回答件数は9件となった。以下、主な内容を紹介していく。

調査対象	日本国内でPCSを販売するシステムメーカー、 PCSメーカー約30社
調査期間	2015年12月末～2016年2月末
調査方法	WEBアンケート
回答数(n)	9社

【保証期間(通常、オプション) / 定期点検の有無】

通常保証期間については回答のあったすべてのメーカーで「1年」であるとの答えであった。その一方で、例えばABBジャパンが販売する27.6kW・自然空冷式のPCSは、標準で10年、オプションで20年の製品保証が付与することを確認している。PCSの多様化、メンテナンスフリー化に伴い、産業用PCSであっても長期保証に対応した製品が現れつつある。

メーカーによる定期のPCS点検はほとんどが有償であった。その料金については、機種、メニュー、納入場所、点検内容によって異なるが、「1台あたり10万円程度(小型PCSメーカー)」「15万円/回程度」との回答が得られた。また、「定期点検なし」と回答したメーカーでは、故障した際、機器一式を丸ごと交換していることが後述のヒアリングで明らかとなった。

3.2 PCS メーカーの保証内容比較

協力会社等で実際に導入した PCS について事例を集め、その保証内容・期間についてまとめた。PCS メーカーが単体で販売する場合の機器保証の主流は 1 年。ただし、多くのメーカーに有料での延長プランが用意されている。一方、システムメーカーがシステム一式で取り扱う場合は、「システム保証」として 10 年間などの長期保証が見られる。この場合も条件によってさらに延長保証（最大 15 年）が可能であった。

表Ⅲ-2-②-(5)-5 PCS メーカー&システムメーカーによるのパソコン保証一覧

パソコンメーカーシステムメーカー	安川電機	TOMEIC	オムロン	SMA		新電元工業	ソーラーフロンティア		
対象機器 定格出力	10kW/9.9kW/100kW	全機種	全機種	3.5kW~4.5kW	9.9kW/10kW/20kW	100kW	3kW~5.5kW(ソーラーフロンティア製) 9.9kW(三洋電機)	100kW(日立産機システム) 500kW(日立製作所)	10kW(新電元工業)
機器保証	1年間	1年間	1年間	10年間	5年間	1年間	10年間	2年間	1年間
保証内容 (無償サービス)				代替品・部品、送料負担 交換費用等は設置者負担		交換費用含めて保証	ソーラーフロンティアのパネルとセット購入で システムとして10年保証		
無償サービス	オンコールサービス 9:00-17:30	オンコールサービス 9:00-17:30							
有料オプション	保守サービスプラン	保守サービスプラン	10年保証			10年保証	システム一式で15年保証※ 屋外設置機種は対象外		
保証除外要件	天災、地震、火事、輸送時及び 取り扱いによる損傷、施工 工事等の不良に起因、第三 者への損害、等		天災、地震、火事、輸送 時及び取り扱いによる損 傷、施工工事等の不良に 起因、第三者への損害、 等	天災、地震、火事、輸送時及び 取り扱いによる損傷、施工工事等の不良に 起因、第三者への損害、等		天災、地震、火事、輸 送時及び取り扱いによ る損傷、施工工事等 の不良に起因、第三 者への損害、等			
備考			保証条件は保証先による				2014年6月より住宅用、非住宅用の区別がなくなる。		

3.3 まとめ

メガソーラーの PCS 容量は大型が主流である一方で、数年前より海外製の小型 PCS が日本国内に入ってきてからは、高圧の発電所でも小型 PCS 採用する動きが広まりつつある。また、国内製 PCS の通常保証期間が 1 年であるのに対し、海外製品は 5 年、10 年保証というケースも珍しくない。長期の保証期間であれば、故障時に新品交換による故障対応が可能となる。サンケン電気の事例では、PCS の故障時に代替品を発送し、EPC や施工会社などが交換対応および故障品の返送を行っていた。メーカー技術者が発電所の現場に赴くことはなく、メンテナンスコストを下げているという。

ファンレス化や軽量化による作業性の向上、ファン交換が誰でもできるようになるなど、小型分散 PCS を扱うメーカーでは、メンテナンスのしやすさという面でも、大型 PCS との差別化を図っている。

④ 不具合の実態と予防・対応調査 (PV-Net)

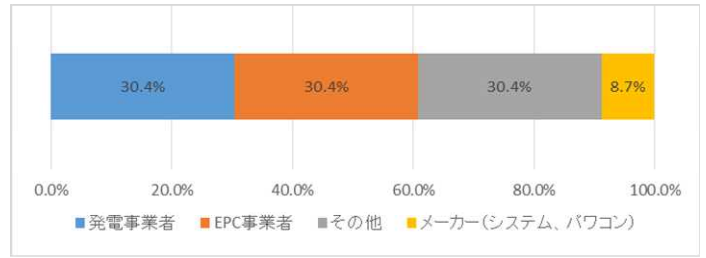
4.1 アンケート調査

太陽光発電所で発生している不具合・トラブルの実態と、予防や対応の状況を把握すべくアンケートを実施した。調査対象の選定は (1) 一般社団法人太陽光発電協会会員企業 (2) PV-Net がサポートしてきた中規模～大規模発電所の事業者 (3) 一般社団法人アフターメンテナンス協会会員 (4) インターネット検索 からシステムメーカー、発電事業者、EPC 事業者、商社・システムインテグレーター、O&M 事業者等を抽出し行った。期間は 2015 年 12 月末から翌年 2 月末にかけて実施。有効回答件数は 34 件となった。以下、主な内容を紹介していく。

調査対象	システムメーカー、発電事業者、EPC 事業者、商社・システムインテグレーター、O&M 事業者等
調査期間	2015 年 12 月末～2016 年 2 月末
調査方法	WEB アンケート
回答数 (n)	34 社

【業種】

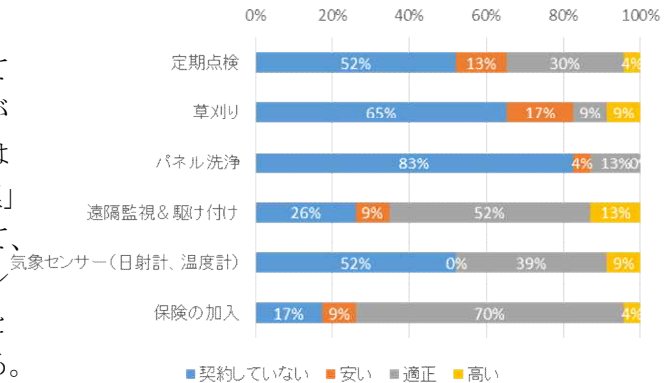
回答者の業種を右図に示す。太陽光発電に関わる多様なプレイヤーから回答をいただいた。その他としては、コンサルタント、一般社団法人、PPS、ワンストップで太陽光発電事業を行う事業者などが挙げられた。O&M 事業者からの回答がゼロという結果になったのは、EPC 事業者が O&M も兼ねているケースが多いためと考えられる。



図Ⅲ-2-②-(5)-1 維持管理を行っている業者の内訳

【メンテナンスの契約状況、料金】

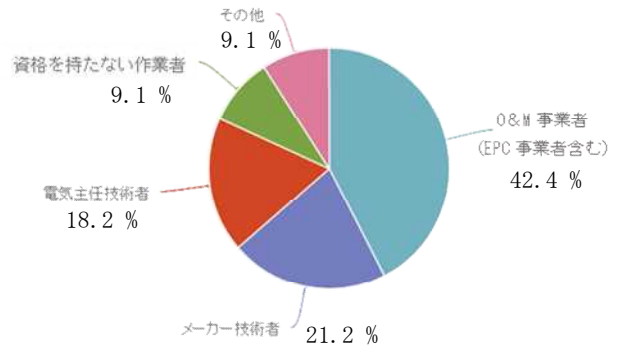
遠隔監視&駆け付けは7割超の事業者が契約している一方で、料金が高いと感じているユーザーが一定数いることがわかった。定期点検については5割、草刈りやパネル洗浄といった「サイト管理」については約7割以上が契約していない。対して、保険への加入率は8割超不慮のトラブルやダウンタイムによる売電量低下は、保険で対応しようと考えている事業者が少なくないことが読み取れる。



図Ⅲ-2-②-(5)-2 発電所の保守・メンテナンスの契約状況、料金の感想

【不具合対応者】

現状はO&Mの担当者、メーカー技術者、電気主任技術者がメインだが、ここをいかに現地の人材に取って代わるかが、コストダウン化の肝となる。



図Ⅲ-2-②-(5)-3 不具合発生時の主な対応者

【主なトラブル事例】

メンテナンス時などに発覚した不具合事例について以下に示す。

- ・基板交換が2件、冷却ファン交換が1件
- ・知らないうちに停止
- ・1092枚のパネルのうち1枚が不良。コネクタ接触不良が2件
- ・O&Mをやるなかで、PCSとパネルの不具合、その他トラブル多数
- ・停止したパワコンが復帰しない
- ・電圧上昇抑制が発生している時間帯がある可能性
- ・温度異常(フィルタ目詰まり)、落雷による基盤故障、外箱の錆
- ・交流側への端子のねじ増し締め不足によるPCS破損
- ・通気孔の粉塵づまり
- ・落雷被害、大雪によるパネル破損
- ・落雷によるパワーコンディショナの故障 (自然災害補償にて対応)
- ・操作基板問題で交換

- ・エンクロージャー内温度上昇による稼働停止等
- ・施工不良、設置基準外の設置、モニタのエラー表示
- ・夏場の温度上昇による停止、落雷による停止。
- ・冷却ファン不具合、内部回路異常その他
やはり相対的に PCS の不具合が多いことがわかる。

【ダウンタイム】

約半数が年間のダウンタイムは3日まで答えているが、仮に大型のPCSが停止した場合、復旧までにそれ以上の期間を要する可能性は高い。買取価格が27円の場合、1MWの発電所が1日止まればその損失は約78,000円/日。こうしたロスを減らしていくことも、コスト削減に大きく寄与する。

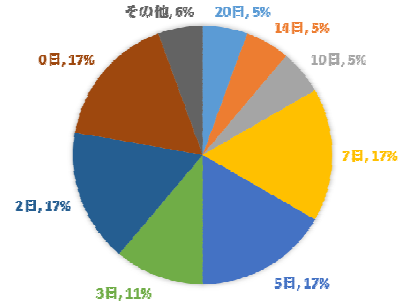


図 III-2-②-(5)-4 想定するダウンタイム日数時の主な対応者

⑤ コスト低減の可能性と不具合検出方法の検討 (PV-Net)

5.1 維持管理コストの30%削減のアプローチ
維持管理コスト削減のための分類と手段について、ロジックツリー（下図）を用いて整理した。その手段のための具体的な作業について、現状のコストを100とした場合の削減率の想定を行った。本技術開発により、マイナス15ポイントのコスト削減を試算している。

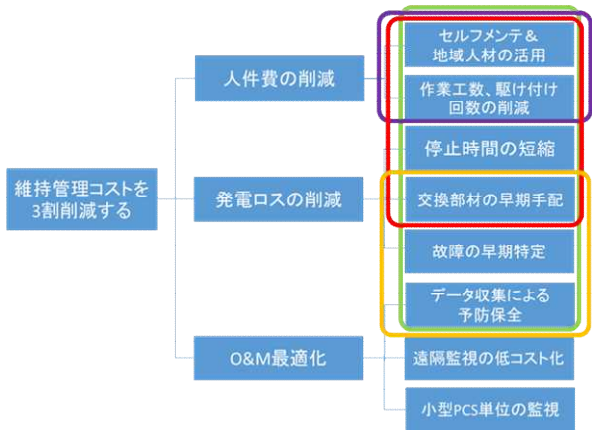


図 III-2-②-(5)-5 ロジックツリー

表 III-2-②-(5)-7 業務分類ごとの試算(1)

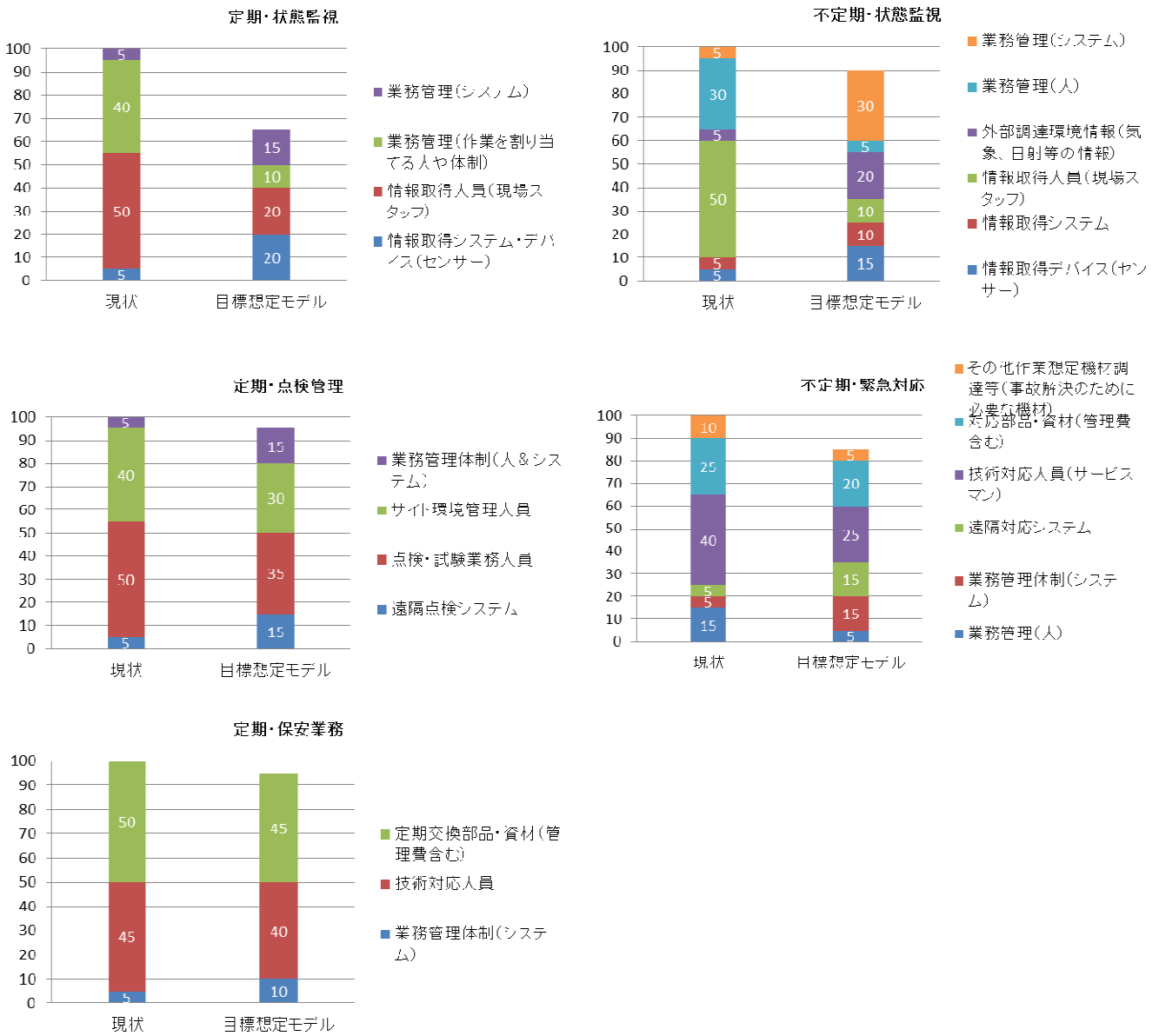
		現状	目標想定モデル		
定期 (固定)	状態監視	情報取得システム・デバイス (センサー)	5	20	
		情報取得人員 (現場スタッフ)	50	20	
		業務管理 (作業を割り当てる人や体制)	40	10	
		業務管理 (システム)	5	15	
		計	100	65	-35
					pt
	点検管理	遠隔点検システム	5	15	
		点検・試験業務人員	50	35	
		サイト環境管理人員	40	30	
		業務管理体制 (人&システム)	5	15	
計		100	95	-5	
				pt	
定期点検	業務管理体制 (システム)	5	10		
	技術対応人員	45	40		
	定期交換部品・資材 (管理費含む)	50	45		
	計	100	95	-5	
					pt
不定期 (突発 事象)	状態監視	情報取得デバイス (センサー)	5	15	
		情報取得システム	5	10	
		情報取得人員 (現場スタッフ)	50	10	
		外部調達環境情報 (気象、日射等の情報)	5	20	
		業務管理 (人)	30	5	
		業務管理 (システム)	5	30	
	計	100	90	-10	
					pt
	緊急対応	業務管理 (人)	15	5	
		業務管理体制 (システム)	5	15	
		遠隔対応システム	5	15	
		技術対応人員 (サービスマン)	40	25	
		対応部品・資材 (管理費含む)	25	20	
		その他作業想定機材調達等 (事故解決のために必要な機材)	10	5	
		計	100	85	-15

5.2 コスト削減のポイント

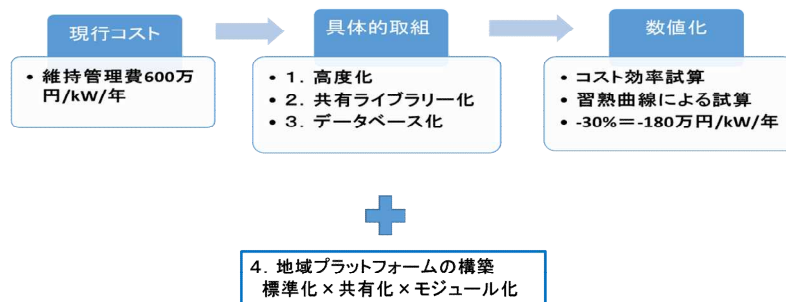
小規模分散方式や遠隔監視装置は、現在さまざまな企業が開発・販売を行っているが、現場から遠く離れたオペレーションセンターでの監視や操作は可能な一方で、データからわかる情報は限られており、担当者はとにかく現場に駆け付け、張り付き、対応に走り回っているというのが実情だという。つまり、現状の維持管理の改善余地は非常に大きい。

このように人が行っている部分の作業については、システムの高度化や、発電所のある地域人材に対応をシフトさせることで、コストを下げるができる。

一方で、サイト管理や緊急時（への備え）対応においては、専門人材が必要なケースも残るが、自動化などでコスト削減の可能性は十分に見込める。



図Ⅲ-2-②-(5)-6 業務分類ごとの試算 (2)



図Ⅲ-2-②-(5)-7 コストダウン化の全体イメージ

5.3 まとめ

今回の調査結果から、日本における小型 PCS の分散設置のニーズは年々増加していることがわかった。「50～500kW 規模の発電所が多い」「建設適地が少ない」「中古転売市場が形成」「メンテナンス意識が低い」という日本独自のニーズにも合致する。最新のデータでは、発電効率、コストにおいても、500kW クラスの PCS と同水準となっている。本調査期間内では、小型分散設置のコスト面での優位性について、その優劣を判断するには至らなかったが、日本の太陽光市場動向を踏まえると、小型分散設置のコストは量産効果によって低減し、大型 PCS よりも優位になる可能性がある事がわかった。

今後、維持管理コスト3割の削減を実現するためには「O&Mの最適化」「人件費の削減」「発電ロスの削減」が重要となる。現状、人が作業を行っている部分については、システムによる自動化や発電所のある地域の人材にシフトさせることで、コストを下げることができる。一方で、サイト管理や緊急時（への備え）対応においては、専門人材が必要なケースも残るが、自動化などでコスト削減の余地は十分にある。

コスト削減を実現するための遠隔診断クラウドの開発と O&M の最適化・自動化については、これまでの不具合データを解析・分析を行い、整理・分類する必要がある（ライブラリ化）。さらに、PCS メーカーごとに異なるコードを共通化し、IEEE1888 で発電所の情報をオープン化する。不具合情報の共有化を目的とし、データが一元化される事で、より早期に的確な故障発見、コスト削減に繋げることが可能となる。その上、PV-Net のネットワークを活かし、地域の工務店等と連携し、全国的な地域プラットフォームを構築することで、どの発電所に対しても統一化された対処手順でメンテナンスを行うことが可能となり、さらなる習熟効果も期待できることから維持管理費3割のコスト削減は実現可能だと考える。

③太陽光発電システム技術開発動向調査

(1) 太陽光発電システムのコスト低減に関する技術開発動向調査[2014年～2018年度]

(株式会社資源総合システム)

1. 成果詳細

本調査研究は、国内外における太陽光発電システムについてのコストや実態を定点観測するとともに、それらを体系的に分析・評価し、技術開発へフィードバックし、太陽光発電システムの効率向上・維持管理技術およびコスト低減の技術開発についての今後の方向性の策定に資することを目的とした。

具体的には、国内外におけるシステム・コストに関する調査、システム関連の技術調査、各国における研究開発動向調査、他を実施した。

1.1 国内外における太陽光発電システムのシステム・コスト調査

太陽光発電システムの導入は世界で拡大が続いている。2018年の世界市場は年間100GW規模となり、累積導入量は500GW規模に成長した。日本国内においても累積導入は50GWを突破した。こういった大量導入を背景に、太陽光発電システムのコストは、技術、製品、製造、施工に関する技術開発や量産技術の進展によるコストダウンだけでなく、市場動向や政策変化を受けての価格低下もあり、世界全体でコスト低下が急速に進んでいる。本調査研究では、最新の太陽光発電システムのコストや実態について、アンケート、ヒアリング、関連の国際会議参加、文献調査等を通じて調査を行った。

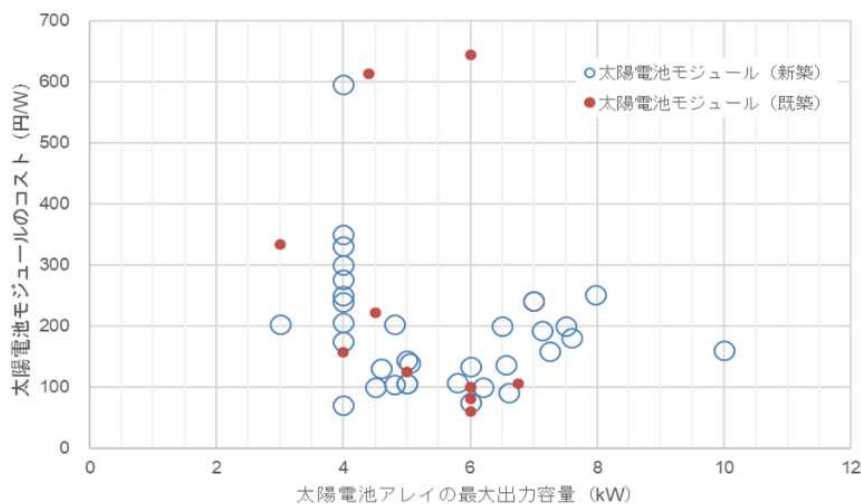
1.1.1 国内における太陽光発電システムのコスト調査

国内の太陽光発電のシステム・コスト等の実態調査については、アンケート等による調査を2014年度～2018年度にかけて毎年実施した。

アンケート調査では、日本全国の太陽光発電関連の事業者宛に数千通のアンケート協力依頼を郵送し、アンケート票の郵送返送やWebアンケートフォームによって回答を回収した。また個別ヒアリングによる追加調査によって調査結果を補完した。

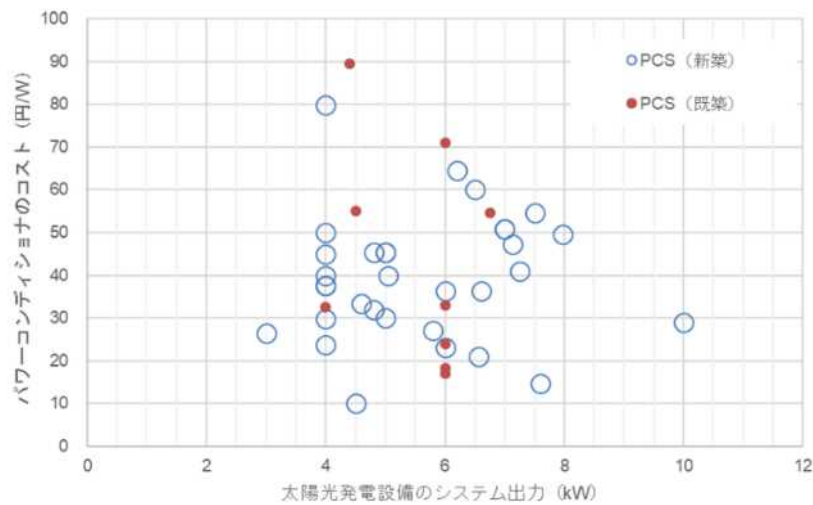
最初に2019年度の調査の結果を紹介する。

住宅用システムについては、太陽電池モジュールは既築で125円/W、新築で177.6円/Wとなった。ただし、流通経路や販売店による値引き等によって大きな価格差が生じている実態がわかった。図Ⅲ-2-③-(1)-1にモジュールコストの分布を示す。(図中で600円/Wを超えているものは値引き適用前の価格と推測される)



図Ⅲ-2-③-(1)-1 住宅用システムにおける太陽電池モジュールのコスト分布 (新築、既築)

パワーコンディショナ（PCS）については、図Ⅲ-2-③-(1)-2 に示すように、既築で 37.5 円/W、既築で 33.0 円/W となり、既築と新築による価格差は少なかった。

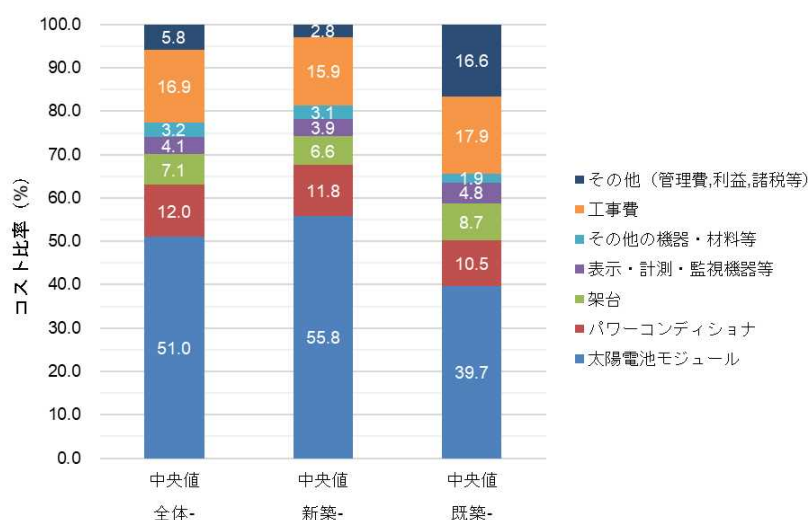


図Ⅲ-2-③-(1)-2 住宅用システムにおけるパワーコンディショナ(PCS)のコスト分布（新築、既築）

住宅用システム全体でのシステム・コスト（値引後）は、既築で 252.5 円/W、新築で 258.1 円/W となった。集計結果を表Ⅲ-2-③-(1)-1 に、コスト構造（内訳比率）を図Ⅲ-2-③-(1)-3 に示す。

表Ⅲ-2-③-(1)-1 住宅用システムのコスト集計結果

	新築 (円/W)	既築 (円/W)	全体 (円/W)
太陽電池モジュール	177.6	125.0	160.0
パワーコンディショナ	37.5	33.0	37.5
架台	20.8	27.3	22.2
表示・計測・監視機器等	12.5	15.0	12.7
その他の機器・材料等	10.0	6.0	10.0
工事費	50.6	56.3	52.8
その他（管理費、利益、諸税等）	9.1	52.4	18.2
ハードコスト小計	258.5	206.3	242.4
ソフトコスト小計	59.6	108.7	71.0
システム・コスト（値引前）	318.1	315.0	313.5
値引	-60.0	-62.5	-62.5
システム・コスト（値引後）	258.1	252.5	251.0



図III-2-③-(1)-3 住宅用システムのコスト構造 (コスト比率、%)

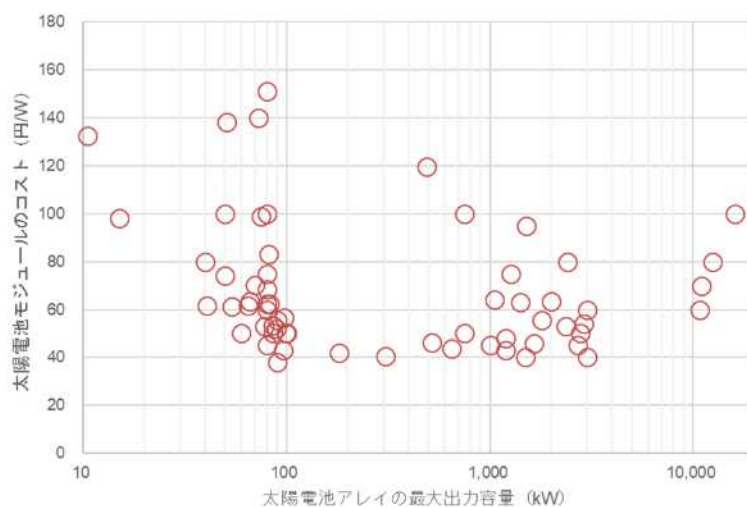
住宅用システムにおける調査年度毎の推移を表III-2-③-(1)-2 に示す。(同様な手法によるアンケート調査を実施した年度のみを抽出) システム・コスト (設備導入全体のコスト) をみると、2015 年度から 2017 年度の 2 年間で 348 円/W から 300 円/W に 13.8%低下したのに対し、2018 年度は 251.0 円/W (値引後) となっており、1 年間で 16.3%の低下となった。

表III-2-③-(1)-2 住宅用システムの年度毎のコスト推移

項目		2015 年度	2017 年度	2018 年度
代表値 (単位)	コスト構成要素	平均値 (円/W)	平均値 (円/W)	中央値 (円/W)
設備機器 (ハード)	太陽電池モジュール	138	131	160.0
	パワーコンディショナ (PCS)	42	32	37.5
	架台	37	26	22.2
	表示・計測・監視機器等	20	10	12.7
	その他の機器・材料等	20	8	10.0
機器以外 (ソフト)	工事費	65	50	52.8
	その他 (管理費、利益、保険等)	26	20	18.2
値引き		—	—	-62.5
システム・コスト (設備導入全体)		348	300	251.0
コスト変化率 (%)		—	-13.8	-16.3

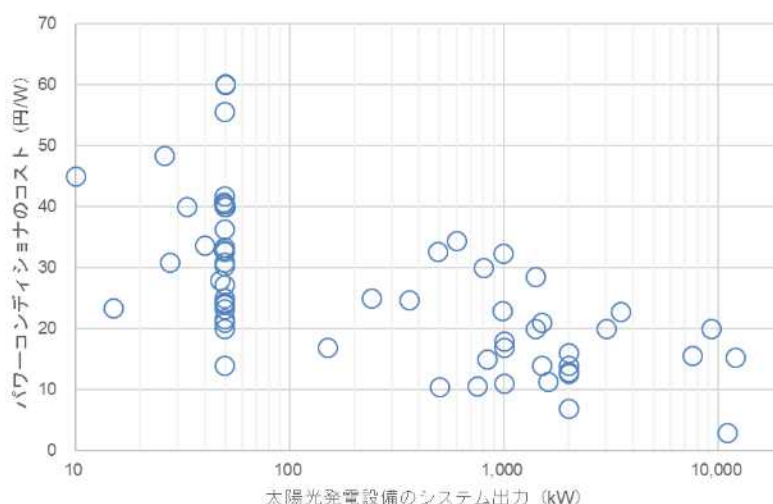
事業用システムについての太陽電池モジュールのコスト分布を図III-2-③-(1)-4 に示す。50kW 未満の低圧連系システムにおけるモジュールコストは 38.0~416.7 円/W まで大きくばらついた。分布からは 60 円/W 前後に偏りがみられる。50kW 以上の高圧・特別高圧連系の範囲においてモジュールコスト

は、40～120 円/W に分布しているが、システム出力容量とモジュールコストとの間に強い相関はみられず、必ずしも大規模メガソーラーがモジュールコストにおいて有利というわけではないという結果となった。モジュールコストの最安値は 38.0 円/W（システム容量 49.5kW、太陽電池容量 90kW、過積載率 1.82%）のケースであった。



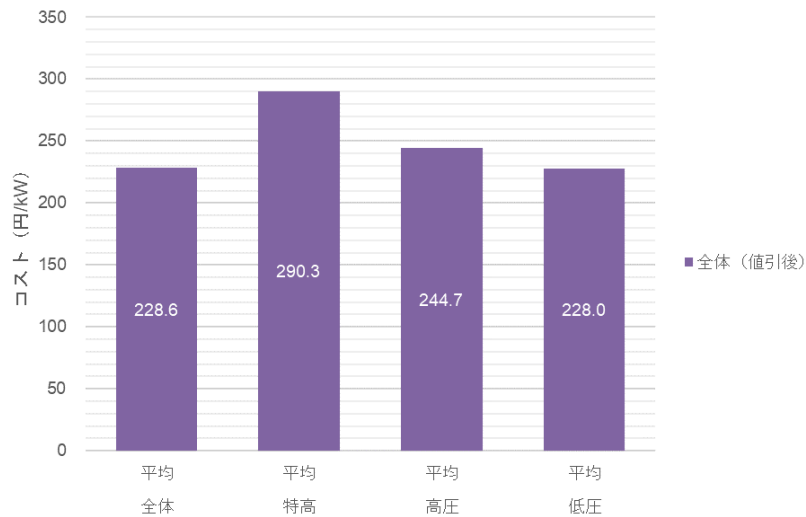
図Ⅲ-2-③-(1)-4 事業用システムにおける太陽電池モジュールのコストの分布

事業用システムについてのパワーコンディショナのコスト分布を図Ⅲ-2-③-(1)-5 に示す。低圧連系では 14.0～60.1 円/W に分布し、中央値で 32.9 円/W となった。低圧連系用の場合、メーカーや機種、単機容量のバリエーションが多いこと、海外製の低価格製品がシェアを伸ばしていること等により、コストに幅がでていると推測される。高圧連系、特別高圧連系を含む全体のコスト傾向をみると、システム出力が大きくなるに連れてコストが低下している傾向がある。中央値だと、低圧連系で 32.9 円/kW、高圧連系で 17.5 円/kW、特高連系 15.4 円/kW となった。高圧以上の設備においては、単機容量の大型化によってコスト低減が進んでいると推測される。



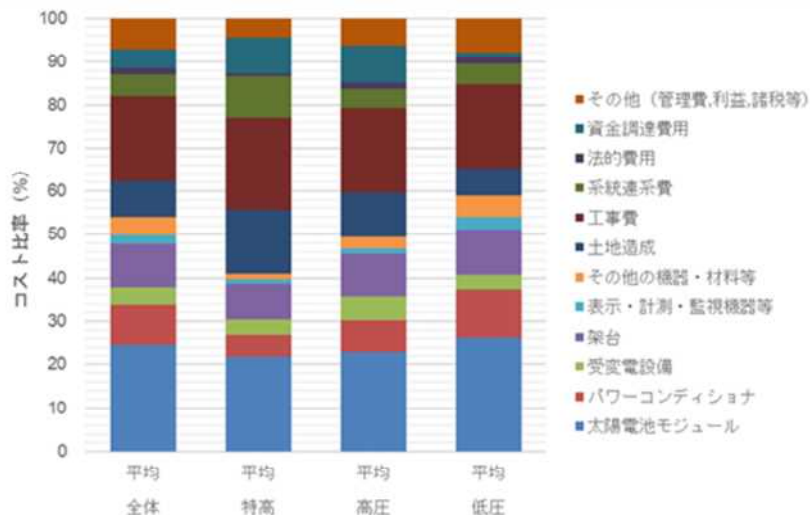
図Ⅲ-2-③-(1)-5 事業用システムにおけるパワーコンディショナのコストの分布

事業用システム全体でのシステム・コストについては、図Ⅲ-2-③-(1)-6 に示すように、コストの低い順に低圧連系 228.6 円/W、高圧連系 244.7 円/W、特別高圧連系 290.3 円/W の順になり、システム出力の規模順序とは逆転する結果となった。



図Ⅲ-2-③-(1)-6 事業用システムにおけるシステム・コスト (連系規模別)

事業用システムのシステム・コストの内訳 (コスト比率) を図Ⅲ-2-③-(1)-7 に示す。低圧連系から特別高圧連系までを含めた全体平均でみると、各コスト要素の比率の大きい順で、太陽電池モジュール 24.5%、工事費 19.7%、架台 10.1%、パワーコンディショナ 9.2%、土地造成 8.4%、その他 (管理費, 利益, 諸税等) 7.1%、系統連系費 5.1%となった。モジュール、PCS、その他の機器材料、その他 (管理費, 利益, 諸税) については連系規模が小さいほどコスト比率が大きくなる結果となった。土地造成費、工事費、系統連系費は、連系規模が大きいほどコスト比率が大きくなっており、大規模規模案件の適地が少なくなってきている中、設置がし難い場所にも設置が進められている様子が伺える (ハードコストが低下していることにより、工事費等にコストをかけられるようになってきている、とも解釈できる)



図Ⅲ-2-③-(1)-7 事業用システムにおけるシステム・コストの内訳 (コスト比率、 (%))

事業用システムにおける調査年度毎のコスト推移を表Ⅲ-2-③-(1)-3 に示す。(同様な手法によるアンケート調査を実施した年度のみを抽出) システム・コスト (設備導入全体のコスト) をみると、2015 年度から 2017 年度の 2 年間では 240 円/W から 238 円/W とほとんど変わらなかったのに対し、2018 年度は 228.6 円/W (値引後) となっており、1 年間で 3.95%の低下となった。

表Ⅲ-2-③-(1)-3 事業用システムの年度毎のコスト推移

項目		2015 年度	2017 年度	2018 年度
代表値 (単位)	コスト構成要素	平均値 (円/W)	平均値 (円/W)	平均値 (円/W)
設備機器 (ハード)	太陽電池モジュール	80	72	56.1
	パワーコンディショナ (PCS)	24	20	20.9
	受変電設備	—	—	9.4
	架台	32	26	23.0
	表示・計測・監視機器等	4	4	4.4
	その他の機器・材料等	20	14	9.4
機器以外 (ソフト)	土地造成	13	29	19.2
	工事費	41	48	45.1
	系統連系費	6	8	11.7
	法的費用	—	—	3.1
	資金調達費用	—	—	10.0
	その他 (管理費、利益、保険等)	20	18	16.2
システム・コスト (設備導入全体)		240	238	228.6
コスト変化率 (%)		—	-0.83	-3.95

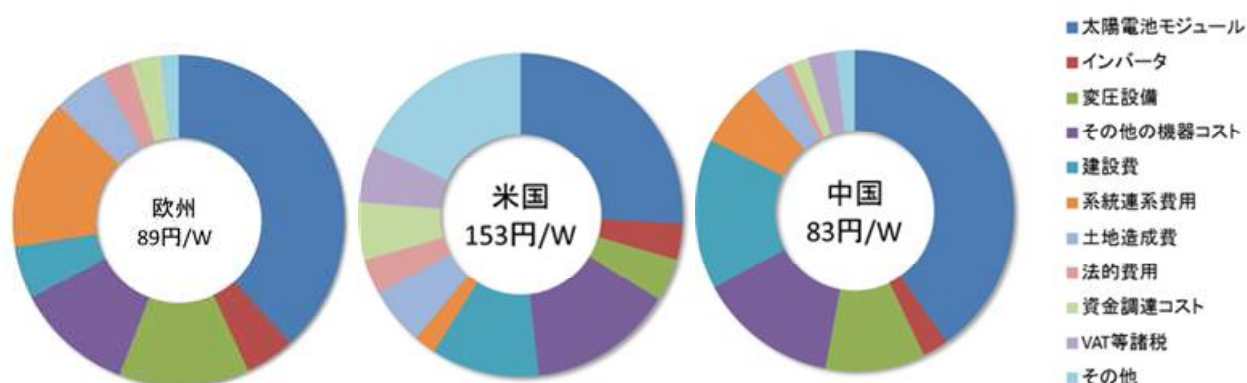
1. 1. 2 海外における太陽光発電システムのコスト

太陽光発電所の価格及び運用管理について、有識者や事業者等に対してヒアリングを行い、調査を実施した。欧州では、フィードイン・タリフ (FIT) 制度や再生可能エネルギー証書等を通じた支援だけでなく、FIT 枠確保のための入札制度 (フランス、ドイツ) 及びオランダによる入札制度などにより大規模太陽光発電所の導入が進展している。太陽光発電所の導入コストが低下し、発電コストの低下が進展した結果、日照量が豊富なスペインやポルトガルにおいては、補助金を利用しない売電目的の太陽光発電所が計画・設置されるようになった。このような太陽光発電所は Marchant Solar と称されており、電力取引市場で直接取引する例や、電力事業者に売電するケース及び電力需要家に直接売電するケースが出ている。

FIT 制度が実施されていない米国においては、主に州政府の再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準 (RPS) 制度による導入と公益事業規制法 (PURPA) が主流である。RPS の義務量については既に達成した州も多いが、カリフォルニア州 (2045 年までに 100%) のように上方修正した州においては、再エネ電力への需要が増加している。地域によっては太陽光発電が最低コストの電源となっており、PURPA の枠組みによって太陽光発電による電力を調達する例が増えている。PURPA においては、連邦エネルギー規制委員会 (FERC) の認定を受けた再生可能エネルギー発電事業者 (IPP) が、電力事業者の発電コスト (回避原価 (Avoided cost)) よりも安価な価格で電力を販売することができる場合に、電力事業者 (公益事業者) は IPP から回避原価を買い取る義務を負っている。さらに米国においては、RE100 に加盟している企業に代表されるように、再生可能エネルギーを調達する企業が増加している。このような背景により、米国においては大規模発電所の導入が進展して、電力調達価格 (PPA 価格) の低下が進展している。2018 年 11 月に発表された国立再生可能エネルギー研究所 (NREL) の論文によれば、米国における 2018 年第 1 四半期時点の電力事業規模太陽光発電所のシステム・コストは、固定架台の電力事業規模が 1.06 ドル/W (100MW 規模) であった。全米における電力事業規模の均等化発電原価 (LCOE) については、2017 年の時点で 2020 年の目標であった 6 セント/kWh が達成されている。

中国においては、FIT 制度に加え高変換効率など、一定以上の要件を求めるトップランナー・プログラムを取り入れた入札制度等により、大規模発電所の開発が進んでいる。トップランナー制度においては、使用する太陽電池モジュールについては、出力や性能に基づく要件を定めているが、入札方式であるために、中国においても大規模太陽光発電所のコストは継続的に低下している。とくに 2018 年に

においては、2018年5月31日に発表された政策変更により市場が停滞した結果、太陽電池モジュールの価格が下落したことで導入コストの進展が進んだ。図Ⅲ-2-③-(1)-8に欧州、米国、中国におけるシステム導入コストとその内訳を示す。



図Ⅲ-2-③-(1)-8 欧州、米国、中国におけるシステム導入コスト (円/W、2018年度)

1.1.3 事業用太陽光発電システムの導入コストの国内外の比較

海外における低コスト大規模太陽光発電システムのコストでは、欧州 89 円/W、米国 153 円/W、中国 83 円/W であった。一方、2018 年度のアンケート調査における国内の事業用太陽光発電システムでは、最低コストであった低圧連系システムにおいても 228.0 円/W という結果となった。

表Ⅲ-2-③-(1)-4 に国内外の事業用太陽光発電システムの導入コスト比較を示した。この一年間のコストの年変化率をみても日本が一番コスト低下率が少ない。また、欧州や中国と比べると依然として 2 倍以上のコスト差が存在することがわかる。

表Ⅲ-2-③-(1)-4 事業用太陽光発電システムの導入コストの国内外の比較

	2017 年度調査	2018 年度調査	年変化率	日本に対するコスト比率 (2018 年度調査)
	円/W	円/W	%	%
欧州	103	89	-13.6	39.0
米国	164	153	-6.71	67.1
中国	99	83	-16.2	36.4
日本	238	228	-4.2	100.0

日本では海外に比べて大規模太陽光発電システムの導入に適した平らな土地が少なく、日本国内のメガソーラーは土地造成費や系統連系費が大きく必要となるような立地での開発となっていて、コスト増加の要因となっている。また、東京オリンピックによる特需により建設工事における作業人員の確保が難しくなり、工賃も高騰していることも建設コストの増加要因になっている。

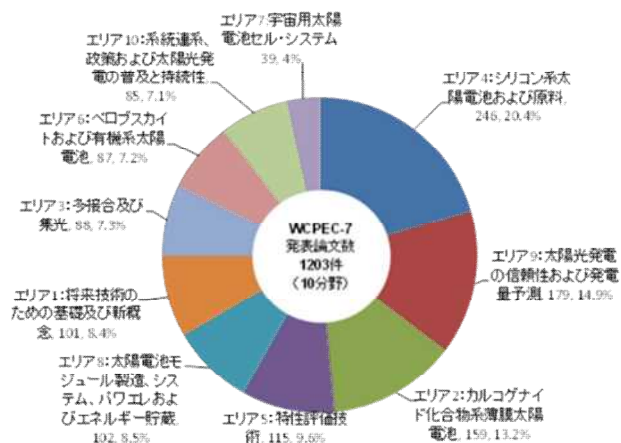
アンケート調査において導入コスト低減の方策についての意見を集めたところ、設備機器に関しては、太陽電池モジュール、パワーコンディショナ、架台といった主要設備機器のコストダウンをメーカーに対して要望するものが多かった。工事費等のソフトコストの低減は限界なので機器コストでの低減が必要という意見も多く、設備機器の高効率化、高効率化への期待も多くあった。工事費については、人件費を抑えることが必要という意見が圧倒的に多かった。しかしその一方で、工事費を削減

することによって、手抜き工事の発生や、事故の発生、設備寿命の短命化を危惧する指摘もあった。その他には、国が国策として太陽光発電の導入普及策を積極的に打つべきという意見や、設置基準や工事基準、林地開発許認可の簡素化等といった規制緩和や、施工管理や製品の標準化（互換性確保）に関する意見が多くみられた。

1.2 国内外における太陽光発電システム関連の技術調査

国内外で毎年開催されている太陽光発電関連の主要国際会議への参加や、論文・文献等から最新の研究・技術開発動向について調査した。

太陽光発電に関する技術開発は長らく、太陽光発電システムの心臓部である太陽電池デバイス（太陽電池セル・モジュール）の高性能化に関するものが中心であり、国際会議等での発表論文も太陽電池の光電エネルギー変換効率向上に代表される太陽電池デバイスの高性能化に関するものが多くを占めていた。太陽電池デバイスの高性能化という命題は今後も重要な技術開発要素であることには変わりはないが、近年は世界中での太陽光発電市場の拡大、導入量の急増に伴い、研究開発や国際会議における発表論文数においても、システムとしての性能向上や最適化、太陽光発電所の運転状態の監視・解析、太陽光発電の新たな利用応用形態、分散電源としての活用方法や電力系統との調和、出力変動や発電量の予測、長期信頼性やその向上に関するもの、安全性の確保といった関連分野へ広がってきている。最近の主な技術開発分野を示すものの一例として、図Ⅲ-2-③-(1)-9 に 2018 年 6 月に米国ハワイで開催された第 7 回太陽光発電国際会議（WCPEC-7、世界三大国際会議が 3～4 年おきに開催する合同会議）における研究分野別の投稿論文数とその割合を示す。



図Ⅲ-2-③-(1)-9 WCPEC-7 での発表論文数および研究分野別内訳 (発表論文数 1,203 件)

1～10 に区分された分野（エリア）のうち、太陽電池デバイスに焦点を当てたものはエリア 1, 2, 3, 4, 6 であった。これらの合計は全体の 56.5%であり、残りの 43.5%はシステムや太陽電池応用に関する技術開発要素も含んだものになっていたと言える。

システム分野での最近の技術動向としては、特に「信頼性」が重要なキーワードとなっている。高電圧システムにおける PID 劣化や PERC 型結晶シリコン太陽電池モジュールにおける LeTID 劣化のメカニズムの解明、太陽電池モジュールの経年劣化の分析、自然環境下における経年的な信頼性低下をラボで短期間に再現させるための加速劣化試験やその評価方法の標準化に関するもの、数百メガワット規模の発電所の現場における発電特性や検査・メンテナンス、砂漠地域などにおける塵埃対策（Soiling）、発電量予測の高精度化、発電所の O&M に関するもの等に加え、発電変動の抑制やシステムをサポートする技術といったシステムへの統合を最適化する技術や、太陽光発電向け蓄電システムの評価など、エネルギー・システムの一部を担うにあたっての総合的な技術についても重要視されるようになってきている。

また太陽光発電の新たな利用分野として、単なる発電という価値だけではなく、付加価値のある新

たな利用技術、利用分野に関し、両面発電の応用展開、ビル等の建材一体型、防音壁や車載といった交通インフラへの統合、農業応用といった話題が増えてきている。

大量導入された太陽電池モジュール等の将来の廃棄やリサイクルについての研究も開始されている。

また、まだ数としてはそれほど多くはないものの安全性に関する研究開発も、新たなテーマとしてでてきている。太陽光発電システム自体の火災等についての安全性や、ネットワークに接続されたパワーコンディショナや遠隔監視・制御装置の情報セキュリティについても、今後の重要分野になっていくと考えられる。

1.3 各国による太陽光発電に関する研究開発動向

1.3.1 米国エネルギー省 (DOE) における太陽エネルギー技術開発

米国においては、米国エネルギー省 (DOE) が省エネルギー・再生可能エネルギー局 (EERE) の下で「太陽エネルギー技術プログラム (SETP)」に基づき国立研究所、大学、民間企業と提携し、研究開発 (R&D) 活動及び市場転換活動に資金を提供することで太陽光発電の技術開発から普及までを推進している。

2011年2月に太陽光発電に関する大型研究開発・普及プログラム、SunShot 計画がオバマ前大統領政権の下で開始された。同計画は、太陽エネルギー・システム (太陽光発電及び集光型太陽熱発電 (CPV)) が他の形態のエネルギーに対して競争力を獲得するためのイノベーションの促進に重点を置いている。目的を達成するため、エネルギー省の太陽エネルギー技術局 (SETO)、科学局、エネルギー高等研究計画局 (ARPA-E) を含む複数のエネルギー省の事務局が共同で活動を開始した。

SunShot 計画が始動した当初の目標は、電力事業規模の太陽エネルギーによる均等化発電原価 (LCOE) を2020年までに補助金なしで約6セント/kWhに、分散型太陽光発電の発電コストを電力小売価格未満にすることであった。2011~2016年の5年間で、電力事業規模太陽光発電システムの発電コスト目標である6セント/kWhは9割以上達成されており、平均コストは7セント/kWhとなったと報告された。また、2020年の商業用及び住宅用太陽光発電システムの発電コスト目標も、2011~2016年の5年間で7割以上達成されており、SunShot 計画の2020年目標達成に向けて順調にコスト低減が進んだ。このような状況を踏まえて2016年11月にDOEは、SunShot 計画の新たな目標を発表した。2030年に向けた新目標では、電力事業用太陽光発電システム：3セント/kWh、業務用太陽光発電システム：4セント/kWh、住宅用太陽光発電システム：5セント/kWh (米国の平均的気候の地域で補助金なしの場合) を目指すこととなった。日射量の多い地域では、電力事業用システムの目標を2セント/kWhと設定した。この目標は、現在では、SETOの目標として採用されている。2018年4月の報道によれば、DOEにおいては、トランプ政権の意向を反映してSunShot 計画のロゴなどの利用は終了しているという。SETOは、太陽光発電関連の重点分野として、①太陽光発電の研究および開発、②集光型太陽熱発電 (CSP)、③システムインテグレーション、④周辺機器 (BOS) 及びソフトコストの低減、⑤製造競争力の刷新に取り組んでいる。製造競争力の刷新の分野では、トランプ政権の意向を反映して、米国での製造の復興が強調されている。システムインテグレーション分野においては、①計画と運用、②ソーラー・プラス・エックス (solar plus X)、③パワーエレクトロニクス、④センシングとコミュニケーション及び⑤規格及び標準化に重点を置いている。

1.3.2 欧州連合 (EU) による研究開発の取り組み

欧州連合 (EU) は、より安全で、手頃な価格でかつ持続可能なものにするための戦略を策定している。この戦略により国境を越えた加盟国間でのエネルギーの流通が容易になり、EU各国でのエネルギー供給の確保が改善されている。今後、新技術やインフラの刷新により電力購入の費用が減少し、企業による輸出が増加し成長が促進されると、新たな雇用や技能が創出されることも期待される。低炭素で持続可能な、環境に優しい経済へとつながり、欧州は再生可能エネルギー製造、クリーンエネルギー技術と、地球温暖化対策を主導していくことが可能となる。「欧州エネルギー連合」は、以下の5つの分野を重点としている。

- ①安全保障、結束及び信頼、すなわち、欧州のエネルギー源の多様化と、EU 諸国間での結束と協力を通じたエネルギー安全保障の確保
- ②欧州内で完全統合されたエネルギー市場、すなわち、適切なインフラ利用により技術や規制の障壁の無い域内でのエネルギーの自由な流通
- ③エネルギー効率、すなわち、エネルギー効率の改善によるエネルギー輸入への依存の低下、排出量の削減と雇用と成長の促進
- ④経済の脱炭素化
- ⑤研究、革新と競争力の強化、すなわち、低炭素及びクリーンエネルギー技術のブレークスルーを支援し、エネルギー転換と競争力化のための研究と革新を優先すること

欧州議会は、2018年11月13日、再生可能エネルギー及びエネルギー効率向上等に関する一連の施策について投票し、2030年までに欧州連合（EU）域内における再生可能エネルギー比率32%（対最終総消費量）という拘束力のある目標と、同年までにエネルギー効率32.5%向上という指標的目標を承認した。エネルギー分野に関する総合政策「すべての欧州のためのクリーンエネルギー」（“Clean Energy for All European”）において策定されており、クリーンエネルギー・イノベーションを促進し、欧州の建物を刷新する施策も盛り込まれている。今後、EU加盟各国は具体的なエネルギー効率向上施策の策定が義務づけられ、国家目標、政策、施策を盛り込んだ10ヶ年の「統合的国家エネルギー・気候計画」をECに提出することが義務付けられた。また、加盟各国は、国民に再生可能エネルギーによる発電電力の自家消費、蓄電、余剰電力の売電を認める体制の整備も義務づけられた。

こうした再生可能エネルギーに関する政策目標の実現を目指して、ECは研究開発プログラムを遂行し、その枠組みにおいて太陽光発電の研究開発プログラムを遂行している。現在実施されているプログラムは、2014年に枠組みプログラムの後継プログラムとして開始された「Horizon 2020」である。同プログラムは、2014～2020年間の研究及びイノベーションのための7ヶ年のEU枠組みプログラムであり3つの戦略的目標、すなわち「卓越した科学（Excellent Science）」、「産業界のリーダーシップ（Industrial Leadership）」、「社会的課題（Societal Challenges）」を実現するべく遂行されている。

Horizon 2020では、効率的で信頼でき、かつコスト競争力のある太陽光発電システムの開発に対する欧州の支援を継続することが期待されている。同プログラムの活動計画によると、太陽光発電は主に「競争力のある低炭素エネルギー（LCE）」のカテゴリーで、研究開発と実証が推進されている。Horizon 2020においては、太陽光発電の研究テーマの公募が継続して実施されている。これまでに約1億3430万ユーロが太陽光発電関連の研究活動や実証活動に充当された。欧州においては、2030年までの再生可能エネルギー導入目標に伴い、欧州での太陽電池製造が再考されるようになっている。2018年には太陽電池製造に関する研究開発の公募が実施された。ECは、Horizon 2020の後継プログラムとして、HORIZON EUROPEプログラムを開始する計画である。同プログラムにおいても継続して、太陽光発電の研究開発が支援されていく予定である。

研究開発の指針については、「統合欧州戦略的エネルギー技術（SET）計画：欧州におけるエネルギー・システム転換の促進」が発効されている。SET計画では、欧州技術・イノベーション・プラットフォーム（ETIPs, European Technology and Innovation Platforms）を設立することが規定されており、太陽光発電分野のプラットフォーム「欧州太陽光発電技術・イノベーション・プラットフォーム（ETIP PV）」が設立された。同プラットフォームでは、関連するすべてのステイクホルダーを参集して、加盟国、準加盟国、委員会の各部門との協調的議論を調整する役割を果たしている。この組織は、従来の欧州技術プラットフォーム（ETP）と欧州産業イニシアチブを統合した組織である。ETIPは、高性能太陽光発電技術及び、それらの欧州エネルギー・システムへの統合を推進することで同分野におけるEUの技術面のリーダーシップを再構築することと、太陽光発電の均等化発電原価を迅速かつ持続的に引き下げることを目標として、暫定ワーキンググループ（TWG）により、2017年10月にSET計画

太陽光発電実行計画草案を策定した。

1.3.3 ドイツによる研究開発の取り組み

ドイツのエネルギー転換においては、太陽光発電をはじめとした再生可能エネルギーの拡大が一つの大きな柱となっている。ドイツにおいては、再生可能エネルギー源での電力供給が継続しており、2017年には、総発電量の約39%が再生可能エネルギーによってまかなわれた。このうち約7%は太陽光発電によるものであり、ドイツにとって再生可能エネルギーは重要な電力資源であることがわかる。

ドイツにおいては、エネルギー・システムの転換（Energiewende）は、最重要課題のひとつである。Energiewendeの全体的な目標は、環境に優しく、信頼性があり、経済的に実現可能なエネルギー供給である。ドイツ政府が2010年秋に発表した「エネルギー構想2050年（Energy Concept 2050）」においては、地球温暖化ガス（GHG）を2020年までに40%→2030年までに55%→2040年までに70%→2050年までに80～95%（1990年比）削減し、最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーシェアを2020年までに18%→2030年までに30%→2050年までに60%、電力生産のシェアは2050年までに80%とする目標を掲げている。さらに、2011年には原子力発電を2022年までに全廃することも決定した。

ドイツでは、ドイツ連邦経済技術省（BMWi）がエネルギーに関する研究開発を主導しているが、基礎的な研究は教育・研究省（BMBF）が遂行している。BMWi及びBMBFが共同で実施しているプログラムもある。

BMWiは、2011年から開始された第6次エネルギー研究・エネルギー技術プログラムの「技術革新及び新エネルギー技術」における「環境に優しく安定した、手頃な価格のエネルギー供給のための研究」の下で、太陽光発電に関連して上流から川下まで研究開発を継続している。プログラムの主要部分は、ユーリッヒ・プロジェクト管理機関（PtJ）が管理している。2017年も継続して、この枠組みにより太陽光発電関連の研究開発が実施された。ドイツにおいては、系統対策が大きな課題となっており、系統へのインテグレーションへの取り組みや蓄電池と太陽光発電を組み合わせたゼロエネルギー建物の取り組み、系統のサポートが可能なスマート・インバータをはじめとしたBOSの開発が実施されている。

BMWiは、Energiewende実現のための、研究イノベーション・プラットフォームを諮問機関として設立し、2016年に再生可能エネルギー分野における研究イノベーション・ネットワークを創設した。太陽光発電は、風力発電と共に同ネットワークの最重点テーマとなっている。2018年に開始する第7次エネルギー研究・エネルギー技術プログラムの策定のために、BMWiは戦略的フラッグシッププロジェクトの枠組みにおいて、「エネルギー分野の動向とエネルギー研究の展望」に関する活動を実施し、再生可能エネルギー分野において太陽光発電の今後のポテンシャル及び技術課題に関する文書を2017年12月に発刊した。この結果を踏まえて2018年4月に「Energiewendeのための技術」報告書が発刊された。この内容をベースとして第7次エネルギー研究・エネルギー技術プログラムが2018年秋に策定された。同プログラムにおいて太陽光発電は「発電」の分野の一項目となっており、今後の重点課題が示された。同計画においては、今後の研究開発の進め方の方向性として欧州連合の戦略的エネルギー計画（SET計画）との協調もしめされた。

BMWiはBMBFと共に、共同イニシアチブ「FuE for Photovoltaic」を2013年に開始した。①エネルギー管理や蓄電システムなどの系統連系形・独立形太陽光発電システム・ソリューションの経済的運用、②新材料及び生産監視システムの導入など、効率的で費用効果の高い生産コンセプト、③特に品質、信頼性、寿命に焦点を当てた新たな太陽電池モジュール・コンセプトの導入を重点にしており、産業主導のプロジェクトを進めてきた。同プログラムは、2017年9月に行われた最終回のワークショップで取りまとめを行い終了した。

BMBFは、2015年9月に「コペルニクス」イニシアチブを開始した。このイニシアチブでは、余剰再生可能エネルギーの貯蔵、フレキシブルな系統の開発、変動するエネルギー供給に対する産業プロセスの導入、従来型エネルギー及び再生可能エネルギーの相互作用についての研究開発を実施している。ドイツの太陽光発電産業は、ポリシリコン製造から太陽電池モジュール製造を網羅するとともに世界

的な製造装置企業及びインバータ製造企業を有している。また、川下部門においては、世界で太陽光発電システムの開発を実施している企業や、O&M企業がある。

ただし、太陽電池モジュール製造企業はドイツ系の大手製造企業であった SolarWorld が破産を申請したことで、結晶系で活動を実施している企業は海外資本となっている。Q-Cells は韓・Hanwha Group 傘下となりドイツ国内では試験設備を有している。Conergy の太陽電池製造部門は、中・Astronergy に工場が売却された。この他、BIPV 向けなど生産能力が小さいモジュール製造企業がある。薄膜太陽電池については、Solibro が中・Hanergy 傘下となり、AVANCIS も China National Building Materials Group (CNBM) の傘下となった。このため、デバイス研究の中心は、製造装置メーカーと研究所にシフトしつつある状況は 2018 年も変わらなかった。ドイツにおいて太陽光発電及び風力発電のシェアが拡大していることでシステム関連の技術開発は活発化している。

なお、2018 年 5 月にドイツの太陽電池製造企業及び研究機関、約 35 団体は、ドイツ政府に対し太陽光発電技術の維持・開発のための政治戦略及び対策を要望した。要望は、太陽電池モジュール製造企業のみならず、独・フラウンホーファー太陽エネルギー・システム研究所 (FhG-ISE) を含む研究機関や技術者、供給者などにより行われた。対策をとらない場合、太陽光発電システムの供給、研究及び発電所の建設などがアジアに移行してしまうと危惧している。太陽光発電に関するインセンティブ・プログラムの拡大 (2019 年、2020 年に各 2GW の入札)、研究機関、機械工学機関及び太陽光発電製品製造企業間の連携プラットフォームとワン・ストップ・ショップの構築を要望している。さらに、知的財産戦略とノウハウの確保のほか、欧州、特にフランスの製造会社とのバリューチェーンに沿った提携も要求した。2018 年からドイツにおいては新たなエネルギー研究計画がスタートすることになるが、こうした要望も踏まえて具体的な研究プロジェクトが実施されていく見通しである。

2. 波及効果

海外では太陽光発電市場の拡大は継続しており、太陽光発電に対する研究開発も継続的になされており、コスト低減が進んでいる。太陽光発電システム分野で革新的技術を開発し、国際競争力を発揮するためには、国内外の製品技術動向、研究開発動向を継続的に把握することが重要である。また太陽光発電システムが大量に導入されることにより、電力系統への統合に関し新たな技術課題も生じている。また太陽光発電の新たな活用方法、用途展開も社会から必要とされている。

本調査が、NEDO 技術開発機構が進める太陽光発電技術開発の実施計画策定及び見直しや、我が国の次期技術開発計画策定に対して基礎となる開発戦略情報として活用されているものと考えている。また今後も、NEDO 技術開発機構の基礎情報収集に貢献していきたいと考えている。

本調査による成果は、弊社の各種の調査レポート、コンサルティング、講演等にも活用され、国内外に広く情報提供されている。

3. 今後の展開

本調査では 5 年度にわたって国内外における太陽光発電の普及拡大やシステム・コスト等の実態について定点観測し、情報を蓄積してきた。今後も同様な調査を継続することにより、システム・コストの変化や、技術開発、各国の技術開発施策等についての変遷を把握し、太陽光発電システムの効率向上・維持管理技術およびコスト低減の技術開発についての今後の方向性の策定に資することに努めたい。

(2) 太陽光発電システムの安全性に関する技術開発調査[2015年度]

(みずほ情報総研株式会社・国立研究開発法人産業技術総合研究所)

1. 成果の概要

1.1 調査研究の目的

我が国における太陽光発電の安全性向上に関する方策を検討するにあたって、国内外の太陽光発電の事故事例の分析やリスク把握、導入が進んでいる海外における安全性への取り組みについて調査を実施した。また、現行の法制度を分析し、法制度内容における課題、技術の観点からの課題、またアンケート等から太陽光発電産業、関連事業者における課題について調査分析した。これら課題への対処方法として、技術開発に向けたロードマップおよび社会システム整備に向けた方策を取りまとめた。

1.2 調査研究成果

(1) 太陽光発電の導入状況と安全性への課題

国内における太陽光発電の直近の導入状況とその特徴を分析した。また、国内外の太陽光発電の事故事例を調査分析した。

① 太陽光発電の導入状況

太陽光発電システムの累積導入件数は、住宅用太陽光発電システムと 10kW 以上 50kW 未満を両方あわせると 2015 年 11 月時点で約 240 万件、認定件数は約 300 万件と、件数ベースで見ると日本全体の太陽光発電システムの 99%を占めている。これら小～中規模の分散型発電所が増加しており、これらの安全性の確保を如何に進めるかが重要な課題となっている。

また、降雪地域における太陽光発電の導入量も増加しており、2015 年 3 月時点で全体の太陽光発電の約 17%が豪雪地帯や多雪地区などの降雪地域へ導入されている。降雪地域での太陽光発電システムにおける安全性への対策や課題を把握することが重要である。

② 太陽光発電に関する事故事例

国内外の事故事例に関する報告を分析した結果、太陽光発電システムの製品における事故の原因は、パワーコンディショナー及び BOS の不具合によるものが多いことがわかった。特に BOS の不具合については多くが施工不良によるものであり、適切な施工や検査が重要になると考えられる。また台風や大雪などにより太陽光発電が破損している事例もみられており、設計時の耐力計算が適切に実施されていない場合もある。また、太陽光発電の火災事故も海外では発生しており、消火活動を実施する消防隊員への課題や、被害の低減が課題となっている。

(2) 海外における太陽光発電の安全性向上に関する取り組み

太陽光発電の導入が進むドイツや米国における太陽光発電の安全性評価事例、安全性向上に関する取り組みについて調査した。

① 太陽光発電の安全性評価事例

ドイツの Fraunhofer ISE では、太陽光発電の安全性評価に、FMEA を使用して、リスク評価を実施しており、軽減策として、規格法規の遵守、第三者機関による検査、設計者施工者の教育が重要であるとしている。米国では Solar ABCs が太陽光発電の安全性に関する基準策定に向けギャップ分析がされている。具体的な技術規格の必要性の他、消防隊員の安全性や保険業界による課題なども挙げられている。

② 太陽光発電の施工設置、火災安全に関する取り組み

太陽光発電の安全性向上として、施工設置に関する取り組みと、火災安全への取り組みが重要となっている。施工設置については、米国 NABCEP では太陽光発電の販売・施工に関する教育、資格試験を

実施しており、詳細なガイドラインを公表している。火災安全性については、各国が消防隊員向け、設置事業者向けのガイドラインを公表しており、リスク低減に向けた取り組みがされている。

(3) 太陽光発電の法制度、技術に関する課題

現行の法制度を踏まえ、法制度の内容および、技術の観点から将来の太陽光発電の安全性向上にとって課題になっている点について分析調査した。

① 法制度における課題

電気事業法は、一般市民が太陽光発電事業の事業者となりうる大量普及時代において電力の保安ができるよう、改正する必要がある。また、安全性向上のための技術開発に向けて、事故情報の収集や分析ができるよう電気関係報告規則における事故報告水準を引き下げる必要がある。

また、電気事業法における太陽光発電の構造安全性要求の精緻化と他法令への関係づけの明確化を図る必要がある。

② 技術の観点からみた課題

構造安全面では、電技解釈第 46 条第 2 項を充実させ、多様な設置形態に対して適用可能な太陽電池アレイ用支持物の安全基準を策定する必要がある。また電気安全面では、感電や火災の予防の関連から電技解釈第 36 条第 7 項の廃止を検討する必要がある、太陽電池モジュールの型式試験規格における機械的荷重試験とバイパスダイオード温度試験を見直す必要がある。

(4) 太陽光発電産業、関連事業者における課題

太陽光発電に係る事業実施者へアンケートおよびヒアリングを実施し、太陽光発電産業における課題、関連事業者における課題を分析した。また、業界における安全性向上のための取り組み事例を調査した。

① 太陽光発電産業に係る課題

太陽光発電業界における関係者が考える安全性の課題は大きく 1) 市場拡大及び事業者の急増と安全意識向上の必要性、2) 太陽光発電産業における人材育成の必要性、3) 太陽光発電産業における新制度、仕組みの導入の必要性に分けられた。安全性意識向上では、コスト優先による労働安全面への課題、施工事業者における安全性認識の課題、住宅用太陽光発電システムにおける安全性の課題が挙げられた。人材育成では、構造安全知識を中心とした施工技術、維持管理技術の向上が挙げられた。新制度、仕組み導入では、事故事例の開示や住宅用太陽光発電システムの点検制度などが挙げられた。

② 太陽光発電関連事業者における安全性の考え方と課題

施工事業者、発電事業者、金融機関、保険会社など各ステークホルダーにおける安全性の考え方と課題を分析した。安全性に関するリスクについて、多くのステークホルダーが、保険による対応をしている。特に、業界全体の安全性向上のためには、保険会社が太陽光発電の安全性に関するリスクを正しく理解し、評価していくことが重要である。

③ 業界における取り組み事例

太陽光発電協会や、各メーカーにおける安全性向上の取り組み事例について、調査した。安全性向上にあたっては、施工技術者の教育、育成が重要である。住宅用については、メーカーの施工 ID 制度や太陽光発電協会の PV 施工技術者制度で施工技術者の体系的な教育がされているが、10kW-50kW の地上設置型における施工技術者の研修の充実が今後の課題である。

(5) 太陽光発電の安全性向上のためのロードマップ

太陽光発電の安全性に関する課題に対して、安全性向上にあたって考えられる社会的対処案、技術的対処案を整理し、今後必要な具体的取り組み内容として、技術開発に向けたロードマップ、社会整

備に向けた方策の提案を実施した。

① 太陽光発電の安全性に関する課題分析と対処方法

太陽光発電の法制度、技術に関する課題、太陽光発電産業、関連事業者における課題において調査分析した安全性に関する課題を整理し、具体的な対応策を、社会的対処案、技術的対処案として検討した。

② 技術開発に向けたロードマップ

技術的対処案として、具体的な太陽光発電の安全確保に関する技術的な取り組みを時間軸とともに示した。共通の取り組みとして、太陽光発電設備の実態調査、構造安全については、アレイ支持物、積雪荷重、電気安全については端子箱、モジュール絶縁性能、システム、総合として、技術者のための教本作成を挙げた。

③ 社会整備に向けた方策

社会的対処案を、法律等の整備、人材育成、仕組みの構築の観点から示した。法律等の整備として、電技解釈の改訂等、人材育成として、電気主任技術者の教育、維持管理市場、事業者の育成、労働安全の向上のための周知徹底、仕組みの構築として、事故事例の開示、市場における安全性の評価、住宅分野の点検制度検討を挙げた。

④太陽光発電システムの安全確保のための実証

(1) 太陽光発電設備の安全化に関する実証試験および研究[2016年～2018年度]

(国立研究開発法人産業技術総合研究所)

1. 成果詳細

1. 1 太陽光発電設備の安全に関する実態調査とリスク分析

a) 太陽光発電設備の現地調査

2016年度の事前調査にもとづき、2017年度と2018年度の2年間に17件の太陽光発電設備（うち7件は工業高等専門学校に設置された太陽光発電設備。また、うち3件は雷害被害のあった太陽光発電設備）の本格調査を実施した。調査は電気安全に関する法適合性と工学的妥当性の両面から実施し、設備の接地状態（等電位ボンディングを含む）や絶縁状態、各種保護素子（バイパス回路、ブロッキング・ダイオード、ヒューズなど）の機能状態が測定・把握された。その結果、点検作業員の労働安全確保を含む太陽光発電設備の実用的な保安点検手順案を構築した。



図Ⅲ-2-④-(1)-1 PVモジュール表面の破壊痕やガラス割れ、裏面のジャンクションボックスが焼損した様子

b) 太陽光発電設備のヒヤリハット・インシデントに関する情報収集

インターネット上にウェブサイトを開設し、太陽光発電システムユーザー、設計業者、施工業者、保守業者等を対象に太陽光発電設備の計画、設計、施工、運転、保守、廃棄時におけるヒヤリハット事例を収集した。最終的には61事例を収集した。事例数が少ないため本事例収集で得られた事例の割合がすべての太陽光発電設備のヒヤリハット事例の割合を示すものではないが、ヒヤリハット事例の傾向を把握するために、カテゴリ別、原因別に整理した結果、電気事故（焼損、短絡、地絡、感電）、機器破損（モジュール、ケーブル切断、ケーブル切断）、部材関連（間違い、不適切使用）、作業員関連（頭部殴打や転倒、滑落）で全体の7割を占めた。また、原因別での整理では、作業員不注意と設置方法の問題で全体の6割以上を占めた。



(a) 端子台の発熱例

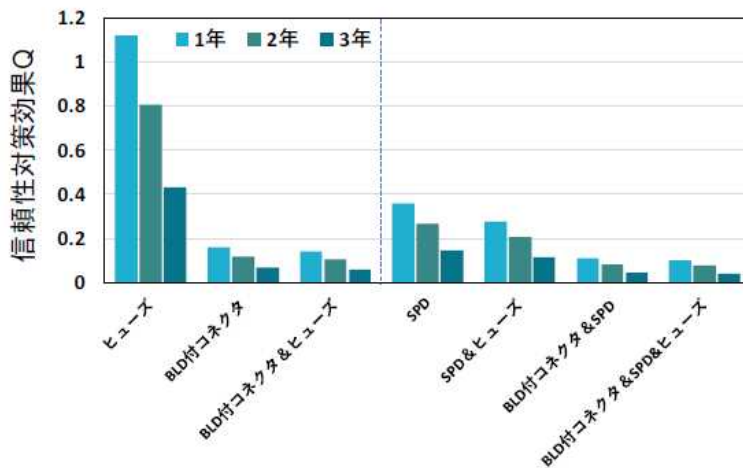
(b) コネクタの溶断

(c) 地盤沈下

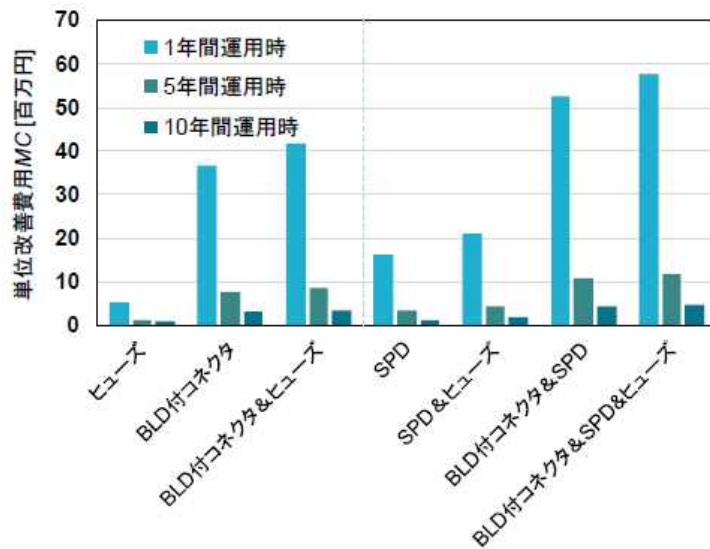
図Ⅲ-2-④-(1)-2 太陽光発電設備のヒヤリハット・インシデント例

c) 太陽光発電設備のリスク分析

太陽光発電設備の現地調査およびインシデント情報収集で得られる情報を活用し、太陽光発電設備のリスク分析ならびに評価を行った。7種のサブコンポーネントに機能集約を行い機能喪失シーケンスの考察ならびに各要素の定量的評価を実施した。稼働20年間のすべて年においてイベントツリーのパス、すなわちシーケンスを検討した結果、過熱またはアークに至る100個のシーケンスのうち18個のシーケンスは単純化できるものであった。設置時の初期値ではこれらがすべてを占め、時間の経過とともに全体の機能喪失発生に占める割合は減少するが、20年経過時においても約93%を占め、これら18個のシーケンスを対象とすることで広い範囲をカバーできることを示した。さらに、リスク軽減措置の費用対効果の定量的評価手法として信頼性対策効果と単位改善費用を新たに定義・導入して定量的評価を実施した。対策費用データベースの構築により各軽減措置へ展開可能である。



図III-2-④-(1)-3 信頼性対策効果Q (1年, 2年, 3年運用時)

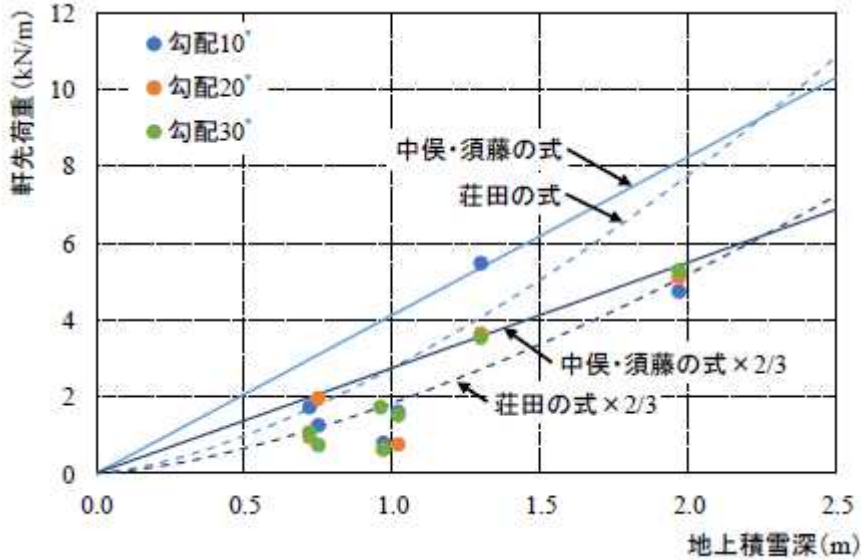


図III-2-④-(1)-4 単位改善費用 (1年, 5年, 10年運用時)

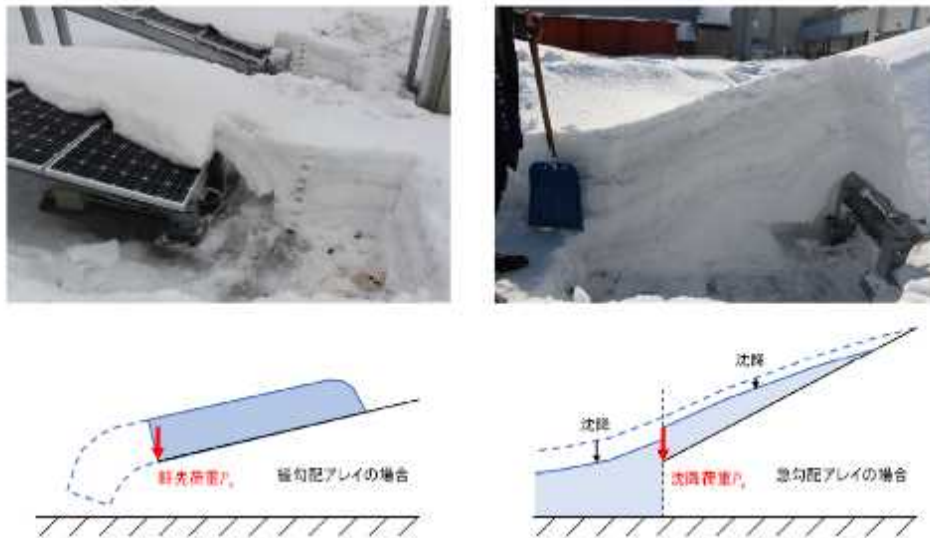
1.2. 太陽光発電設備の積雪荷重に関する実証試験

北海道札幌市、青森県青森市および山形県新庄市の三地点に屋外積雪荷重測定装置を設置して積雪地域における太陽光発電設備の積雪荷重を適正に評価するための技術的データを収集し、積雪荷重の評価方法を検討することを目的とした。アレイ面における積雪分布の測定結果からは、軒先が積雪で埋没する場合、JIS C 8955の勾配係数Csでは過小評価となり、いずれの勾配においてもCs = 1.0に設定するべきであることが明らかとなった。積雪荷重の屋外測定に基づいた軒先荷重は、地上積雪深の増加に伴い増加する相関関係が明瞭であり、既往の中俣・須藤の式を基本として軒先荷重を評価で

きることが明らかとなった。また、軒下積雪の調査からは軒先荷重の作用形態がアレイ面の勾配で変化することが明らかとなり、太陽電池アレイにおける積雪荷重の適正な評価方法の確立に資するデータを得ることができた。また、上記に並行して積雪地域における太陽電池アレイの積雪荷重変化と気象データとの比較や積雪荷重とモジュール温度との比較を行った。さらに、全国の最大積雪深さデータベースを構築した。



図III-2-④-(1)-5 地上積雪深の軒先荷重との関係



図III-2-④-(1)-6 軒先荷重の作用形態

1.3. 太陽電池モジュール内バイパス回路の長期耐久性の検証

a) 太陽電池モジュール内バイパス回路の耐久性に関する試験・研究

太陽電池モジュール内バイパス回路の長期耐久性に関する屋外試験および屋内試験を並行して有機的に実施し、太陽電池内バイパス回路の屋内長期耐久性試験方法の素案を提案した。具体的には、①構造的な初期不良の早期検出に有効であるため高温保持試験よりも温度サイクル試験が有望である、②1.25倍では過酷に過ぎ実際の故障機序を再現しない可能性があることから、試験中の通電電流は公称短絡電流の0.9倍程度がよい、③定電流モードではバイパス回路の直列抵抗が増大していく過程において過酷に過ぎる試験環境となる可能性があることから、通電モードは定電圧モードがよい。

b) 太陽電池モジュール内バイパス回路の現地検査技術の研究

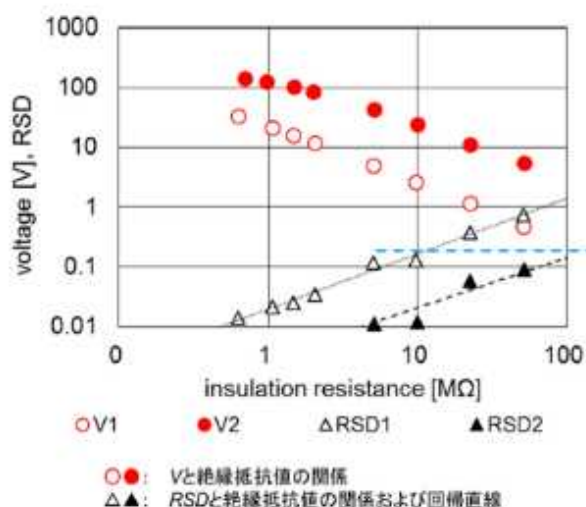
パルス光照射法を応用したバイパス回路開放故障の現地検査手法を提案し、回路シミュレーションによる動作原理確認、太陽光発電設備における実証実験を行った。結果として、バイパス回路の健全性（開放故障しているか否か）を、保守作業等が容易に確認できる検査手法を実証することができた。本手法は、発電設備が稼働している日中に多数枚のモジュールを能率的に検査できる。援用機器として遮光ロボットを組み合わせれば 10 秒/module 以内でバイパス回路開放故障の検査が可能である。



図Ⅲ-2-④-(1)-7 モジュール角 15 度での実験

1.4. 太陽光発電設備の電気安全性

太陽光発電設備の地絡検出および地絡位置特定のための複数の絶縁抵抗測定手法の比較を行い、自己バイアス方式による絶縁抵抗測定方法が有用であるとの結果を得た。実システムの絶縁抵抗測定結果の評価により、他のストリングと比較して相対的に低い絶縁抵抗（数 MΩ から 20MΩ 程度）を示すストリングに絶縁抵抗低下の要因となるモジュールが存在することが多いことを明らかにした。これらの結果から、自己バイアス方式を実装し高絶縁抵抗が測定可能な地絡検出保護装置を試作した。試作装置の絶縁抵抗測定範囲を 2 種類設定し（現状機器：100kΩ から数 MΩ、拡大機器：20MΩ から 100MΩ）、実運用中の太陽光発電設備にて本試作装置による絶縁抵抗の測定を行った。拡大機器において、低絶縁抵抗領域と（1MΩ 以下）と高絶縁抵抗領域（50MΩ 程度）のいずれにおいても現状機器に比べて測定のばらつきが減少すること、拡大機器においては 100MΩ 以上の測定範囲においても現状機器と同等のばらつき以下で絶縁抵抗の測定が可能であることを示した。

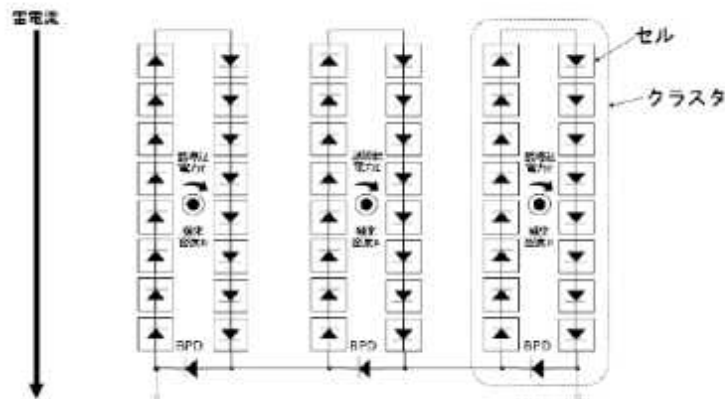


図Ⅲ-2-④-(1)-8 電圧測定値、相対標準偏差と絶縁抵抗値の関係（白抜き：改造前、塗りつぶし：改造後）

1.5. 誘導雷が太陽光発電設備の健全性に及ぼす影響に関する研究

a) 太陽光発電設備の雷故障機構解明のための人工誘導雷試験

雷害被害を受けた太陽光発電設備の現地調査結果を基に、雷被害を受けた設備における被害箇所の明確化と深刻な故障様相となりうる部材としてバイパスダイオードおよびブロッキング・ダイオードを抽出し、これらの故障機構解明を実施した。2016年度は人工誘導雷による絶縁破壊試験の試験条件の検討、部材印加電圧等の電気条件による太陽光発電設備部材の絶縁破壊試験と部材の劣化状態の点検方法の検討に着手し、2017年度と2018年度の2年間では仮説検証のための試験を実施し、太陽光発電設備部材の絶縁劣化状態の点検方法の素案の提案を行った。その結果、落雷から太陽光発電設備の故障、発火に至るまでの一連の故障機構の現象再現と各種部材の絶縁破壊特性の特徴分析、機構の確認と対策指針を提示することができた。



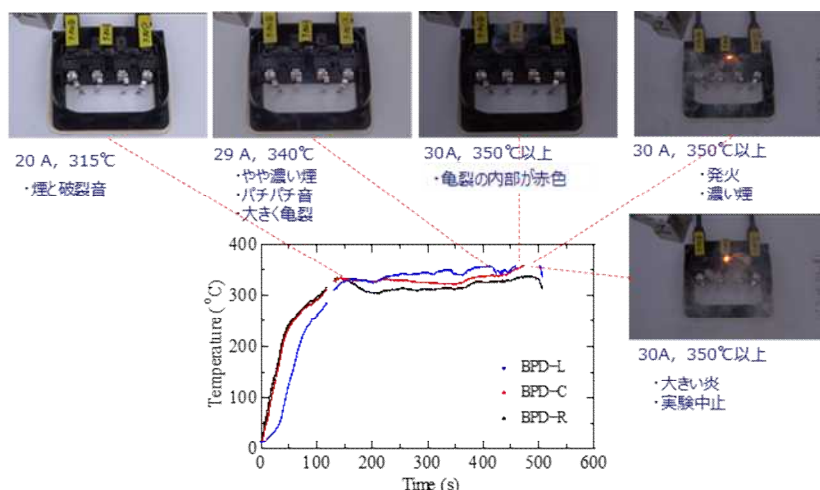
図Ⅲ-2-④-(1)-9 誘導雷試験におけるバイパスダイオードの極性

FI	設置角	離隔[m]	試験電流 [kA]	BPD種別	BPD極性	出力端	発電	接地	試験結果		
									BPD-N	BPD-C	BPD-F
有	90°	0.2	100	SBD	①	開放	遮光	有	正常	正常	正常
		0.15							短絡	正常	正常
有	90°	0.15	100	SBD	②	開放	遮光	有	正常	正常	正常
		0.13							正常	正常	短絡
有	90°	0.65	100	SBD	①	開放	遮光	有	正常	正常	正常
		0.4							短絡	正常	正常
無	90°	0.2	100	SBD	①	開放	遮光	無	短絡	正常	正常
		0.15							短絡	短絡	正常
無	90°	0.2	100	SBD	②	開放	遮光	無	正常	正常	正常
		0.15							短絡	正常	正常

図Ⅲ-2-④-(1)-10 金属フレームの有無によるバイパスダイオードの誘導雷故障における離隔距離依存性

b) 誘導雷故障太陽電池モジュールの過熱・発火過程の実験的検討

太陽電池モジュールが備えるバイパスダイオードが短絡故障した場合、発熱の観点からは故障抵抗値が 1Ω程度となった場合が最も危険であることをシミュレーションで示した。誘導雷被害を受けたPVS から多数の短絡故障バイパスダイオードを発見するとともに、それらの故障抵抗値が低抵抗 (mΩ) から高抵抗 (数Ω) までさまざまであることを確かめた。バイパスダイオードが短絡故障した太陽電池モジュールが発電状態にある場合や開放状態にある場合において、バイパスダイオードが発熱する恐れがあることを実験で示した。逆方向電流の流入によって短絡故障バイパスダイオードが発火する恐れがあることを実験で示した。バイパスダイオードが長期間にわたって連続動作した場合、短絡故障や開放故障に陥る場合があることを実験で示した。以上のように、誘導雷により故障した太陽電池モジュールが過熱し発火に至る可能性があることを実験的に示すとともに、そのプロセスを明らかにすることができた。



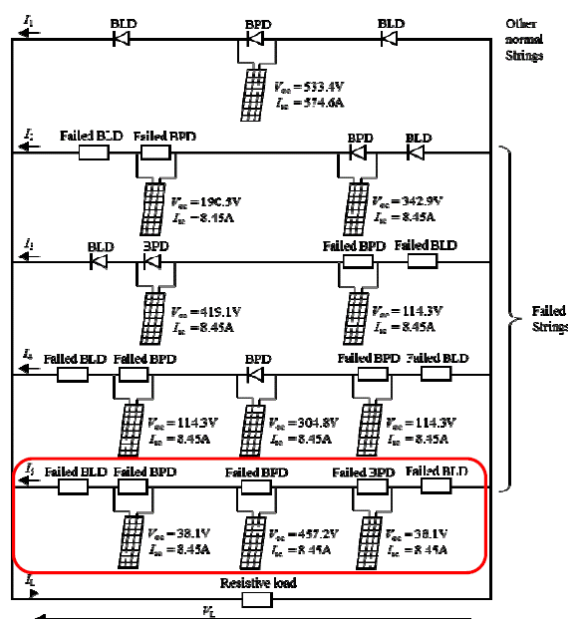
図III-2-④-(1)-11 逆方向電流の流入による短絡故障バイパスダイオードの過熱

c) 誘導雷による素子破壊の計算機シミュレーション

バイパスダイオードおよびブロッキング・ダイオードの電気的特性が誘導雷により劣化することで、正常なストリングにより発電された電流が劣化したダイオードを含むストリングへ逆流し、ダイオードが破壊される機構を明らかにした。この結果より、誘導雷が太陽電池アレイにおける保護機能（バイパスダイオードとブロッキング・ダイオード）に及ぼす影響を、電気的なモデルを用いた計算機シミュレーションにより検証する目的を達成した。

さらに、ダイオードのパラメータが時間経過に伴い変化するモデルを構築し、ダイオードが発熱・焼損に至る事故を計算機シミュレーションにより再現した、時間に伴う劣化の進展は、5.2節の実機評価の結果を計算機シミュレーションのモデルに組み込み、他機関と連携しながら目標を達成した。また、ダイオードへインパルス発生装置を用いて電気的なダメージを与える実験を行い、実際の事故におけるダイオードの劣化特性と同等の特性を再現した。さらに、計算機シミュレーションのモデルの妥当性を確認するためにダイオードへの連続通電試験を実施した結果、連続通電実験では素子の劣化の進展は確認されなかった。

さらに計算機シミュレーション結果を用いて、ストリング毎にブロッキング・ダイオードとヒューズを直列に接続することが有効であることを示し、事故を防ぐ雷害対策の一案として提案した。



図III-2-④-(1)-12 実際の事故条件を考慮した計算機シミュレーション結果

1.6. 太陽光発電設備の安全設計に関するガイドランの作成

本事業の成果を、産業技術総合研究所が過去に作成し公開している「太陽光発電の直流電気安全のための手引と技術情報（第1版）」に追加し、この技術資料の第2版として作成した。

2. 実用化・事業化見通し

本事業の成果である「太陽光発電の直流電気安全のための手引と技術情報（第2版）」は産業技術総合研究所のWEBページにおいて公開（2019/7/1現在）。

3. 波及効果

設計者、保守点検事業者等が利用することが可能となっている。太陽光発電設備の安全化が進むことが期待される。

4. 今後の展開

引き続き最新情報を随時更新することにより、太陽光発電設備の安全化を目指す。特に既設の発電設備を現地で評価を行う技術やリスクを低減する技術などを開発が課題である。

(2) 耐風安全性および水害時感電防止を考慮した合理的設計手法の開発

[2016年～2018年度]（一般社団法人太陽光発電協会）

1. 成果詳細

1. 課題と目標

本事業は、太陽光発電システムにおける早期の安全確保を目的として、強風時の太陽電池モジュールやアレイの飛散、架台・杭基礎の損壊等の構造物事故に対する安全性を担保する設計基準の確立するため、地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドラインの作成を目標とし、太陽光発電システムの早期の安全確保を目的として、主に以下の2項目に関する研究開発を実施した。

- 強風時の太陽電池モジュールやアレイの飛散、架台・杭基礎の損壊等の構造物事故に対する安全性を担保する設計基準の確立（強風時の太陽光発電システムの構造安全に係る研究開発）
- 水害時の太陽電池モジュール及び関連機器による感電リスクの検証、及び安全確保の指針の策定（水害時の太陽光発電システムの電気安全に係る研究開発）

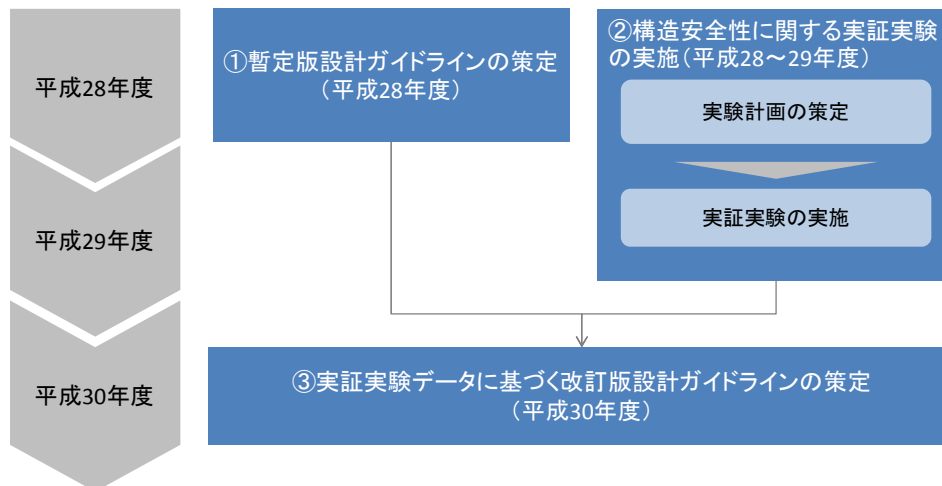
2. 実施内容と結果

(1) 強風時の太陽光発電システムの構造安全に係る研究開発

台風等の強風に耐え得る太陽光発電システムの構造物の安全を担保するための設計基準の確立を目的として、構造安全性に関する実証実験を行い、試験データに基づく構造安全に関する「地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン（2017年版と2019年版）」を策定した。ガイドラインを策定するため「太陽光発電システムの安全設計に関する検討委員会」を2016年度4回、2017年度3回、2018年度4回（別途、風荷重WG、基礎構造WG、架台構造WG、腐食防食WGを設置）開催した。

設計ガイドラインの内容や今後の活用可能性等を確認するために、設計ガイドラインの利用者となり得る保険会社、金融機関、発電事業者、保安関係者、技術コンサルタント、規制当局に対してヒアリング調査も実施し、設計ガイドラインに対する要望と活用・普及促進に向けた意見を聴取した。

図Ⅲ-2-④-(2)-1に本事業の強風時の太陽光発電システムの構造安全に係る研究開発に関する相関図を示す。



図Ⅲ-2-④-(2)-1 強風時の太陽光発電システムの構造安全に係る研究開発の相関

(2) 水害時の太陽光発電システムの電気安全に係る研究開発

水害により機能不全に陥った太陽光発電システムにおいても、太陽電池モジュールは光が当たることにより発電が継続するため、設備の破損等により絶縁性能が著しく低下し、感電リスクが上昇している可能性がある。水害等により太陽電池モジュール及び関連機器が水没した場合及び水害後の感電リスクの定量的な評価を行うとともに安全確保に必要な装備やその他の対策の指針の策定を行った。

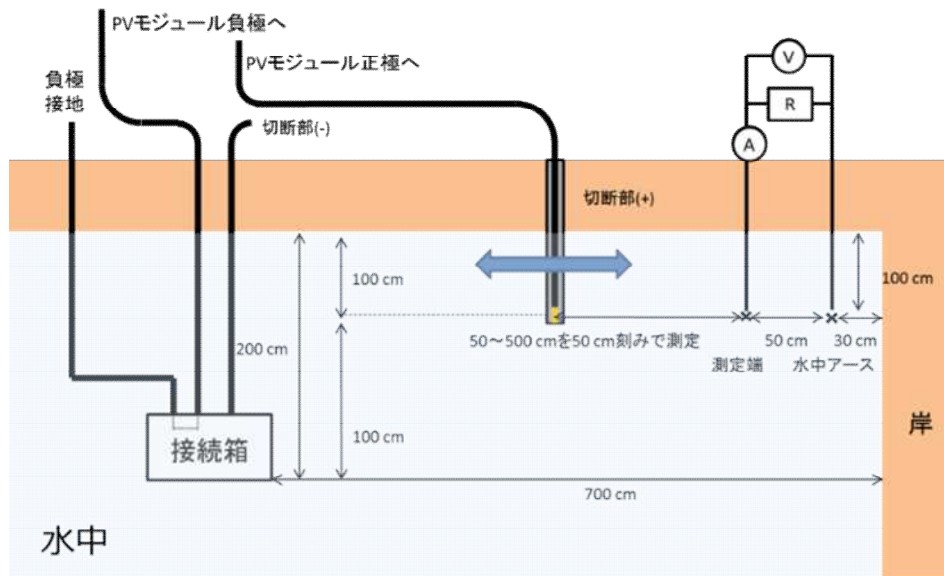
実験計画の策定にあたり、専門家へのヒアリングを行い、実験方法へ反映させた。

水没実験は、太陽光発電システムを水没させた状態（際の太陽光発電システム（直流部）を池にシステム全体を沈める「システム実験」と設備の単体を水槽に沈める「単体実験」）での水中の漏電状況の測定、水没後の乾燥過程での接続箱等の絶縁抵抗値の変化の測定等を行い、感電リスクの定量的評価を行った（図Ⅲ-2-④-(2)-2）。

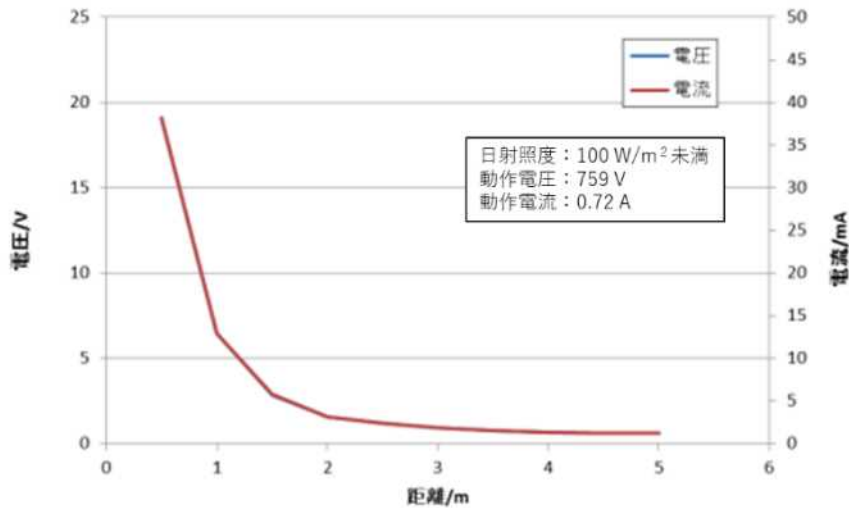


図Ⅲ-2-④-(2)-2 水没実験の様子（左：単体実験、右：システム実験）

漏れ電流の検出と感電リスク検討に関し、システム実験において、モジュールのプラス極からのケーブルを断線させ、それが水中に存在した際の感電リスクを検討した。具体的には図Ⅲ-2-④-(2)-3 のように、太陽電池モジュールを地上に設置し、それに繋がった接続箱と太陽電池モジュールのプラス極からの断線したケーブルを水中に設置した。ケーブルの断線部と電流測定プローブとの距離を変えながら、電流を測定した。この結果を図Ⅲ-2-④-(2)-4 に示す。



図Ⅲ-2-④-(2)-3 正極からのケーブルの断線による漏れ電流の測定セットアップ



図Ⅲ-2-④-(2)-4 正極ケーブルの断線箇所からの水中での距離と検出電流の関係

水没実験結果と安全への提案については専門家へのヒアリングを実施し、水没実験結果の周知を目的とし、リーフレット（要約版）とチラシ（図Ⅲ-2-④-(2)-5）を作成した。チラシについてはホームページにより周知を図っている（<http://www.jpea.gr.jp/topics/190531.html>）。

**太陽光発電システムの
水害時の
感電の危険性**について

水害などで水没・浸水した太陽光発電システムに**接近**や**接触**することにより**感電**するおそれがあります！

- 台風や大雨、局所豪雨の影響により、太陽光発電システムが**水没・浸水**し**破損**している場合があります。太陽光発電システムはこのような場合でも**光が当たれば300V以上の電気を発生**をします。
- 水没・浸水をした太陽光発電システムに**接近・接触**すると**感電**するおそれがあります。
- 風水害の被害にあった太陽光発電システムに**むやみに近づかず**に太陽光発電システムの**事業者や管理者へ連絡**してください。

水没・浸水した太陽光発電システムの感電の危険性がある箇所

太陽光発電協会は、水害を想定して実際に太陽光発電システムを**水没**させ**漏電**などによる**感電の危険性**に関する**実験・測定**を行いました。

◆**水害時の太陽光発電システムの感電リスクの把握と測定方法の検証**を行いました。

- ◇太陽光発電システムを実際に池に沈め各ポイントでの**漏れ電流**の測定を行いました。
- ◇漏れ電流を流さなくするためには**大地との電気抵抗（接地抵抗）は大きい**必要があります。
- ◇今回は**感電の危険予防**のため水が引いた後の**経過測定**も行いました。

実験の結果、以下の**水害**による**感電の危険性**がわかりました。

- 水没・浸水**で**破損**した太陽光発電システムに近づくと**非常に危険**です。
- 太陽光発電システムの**屋根が水に浸かり**、**置**って太陽光発電システムや**設備機器に接触**すると**感電の恐れ**があります。
- 水が引いた後**でも、**漏電**や**バワーコンディショナの大地との電気抵抗の小さく**なっており、**感電の恐れ**があります。
- 水没・浸水の後**はできる限り、**感電防止の処置**として**太陽電池パネルと接続箱を切り離す**こと**を太陽光発電システムや電気設備に十分な知識を持つ専門家へ依頼**してください。

このチラシに関するお問い合わせ先：一般社団法人太陽光発電協会（JPEA）TEL：057(0)03-045
 JPEAホームページ：http://www.jpea.gr.jp/ (http://www.jpea.gr.jp/topics/190531.html)
 このチラシは電気技術開発センター「安全技術開発センター（JPEA）の協賛で製作された太陽光発電システム設備点検・修理・管理技術開発プロジェクト/太陽光発電システムの安全確保のための情報事業」の一環として実施しました。

太陽光発電協会
Japan Photovoltaic Energy Association

図Ⅲ-2-④-(2)-5 太陽光発電システムの水害時の感電の危険性について（チラシ）

(3) 太陽光発電設備の安全に関する周知活動

本事業の成果等を周知するため、「地上用設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン」及び「地上設置型太陽光発電システムの構造設計例」並びに関連する情報等紹介するセミナーを 11 都市（札幌、仙台、郡山、東京、名古屋、金沢、大阪、広島、高松、福岡及び那覇）で開催した。

表Ⅲ-2-④-(2)-1 太陽光発電システム設計・運用セミナーの開催

No.	都市	開催日	会場	申込数	参加数	アンケート 回答数
1	東京	2018年8月8日	全日通霞が関ビル 8階 大会議室	179	139	117
2	広島	2018年10月1日	ワークピア広島 4階 芙蓉	156	126	110
3	高松	2018年10月16日	高松サンポート合同庁舎 南館1階南 101大会議室	17	20	14
4	札幌	2018年10月23日	札幌国際ビル 8階 国際ホール	49	50	38
5	福岡	2018年11月9日	福岡商工会議所 406+407会議室	98	79	77
6	郡山	2018年11月29日	郡山商工会議所 6階 中ホールB	60	60	32
7	金沢	2018年12月6日	石川県地場産業振興センター 本館 第3研修室	15	21	15
8	仙台	2018年12月10日	TKPガーデンシティPREMIUM仙台東口 ホール10A	62	54	43
9	名古屋	2018年12月17日	ウインクあいち 1002会議室	92	83	64
10	那覇	2019年1月29日	那覇第2地方合同庁舎 1号館大会議室	17	18	14
11	大阪	2019年2月5日	天満研修センター 3階 305ホール	58	58	45
計				803	708	569

セミナーの基本的プログラムは表Ⅲ-2-④-(2)-2 のとおりで、設計ガイドラインの解説のほか、経済産業省から太陽光発電に対する安全に関する講演及び JPEA の自主活動の安全に対する取組みについて紹介した。

表Ⅲ-2-④-(2)-2 太陽光発電システム設計・運用セミナーのプログラム（名古屋の場合）

太陽光発電システム設計・運用セミナー(名古屋)		
～安全性と経済性の高い太陽光発電システムの普及を目指す～		
【プログラム】		
時間	タイトル	講師
13:30～ 13:40	開会	JPEA
13:40～ 14:10	太陽電池発電設備に関する電気設備の技術基準の解釈改正のポイントと最近の事故事例について	中部近畿産業保安監督部 電力安全課 様
14:10～ 15:20	地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン(2017年版)の解説	奥地建産(株)
15:20～ 15:30	休憩	
15:30～ 16:20	太陽光発電の安全確保に対する取組み	JPEA
16:20～ 16:30	閉会(アンケートのお願い)	JPEA

Japan Photovoltaic Energy Association 191217太陽光発電システム設計・運用セミナー(名古屋)

(4) 営農型太陽光発電設備の構造安全性に関する調査


増加傾向にある営農型太陽光発電設備は、一般的な地上設置型太陽光発電設備と比較し、電気事業法で要求される構造強度を有しているとは言い難い案件が混在していると考えられる。

営農型太陽光発電設備の構造的特徴の把握及び構造設計の課題の抽出を行うため、事業者、関係省庁（経済産業省、農林水産省）、関係団体（営農型発電の協会等）が参加するワークショップ（意見交換会）を開催（2018年8月29日）及び営農型太陽光発電事業者へのヒアリングと実態調査並びに事故事例や業界動向について調査し、今後の課題・期待をまとめた。

営農型太陽光発電に関するワークショップとして、2018年度に開催した。これは、事業者、関係省庁（経済産業省、農林水産省）、関係団体（営農型発電の協会等）が参加するワークショップ（意見

交換会)を開催し、構造的な要求性能に関する解説、架台や基礎の実情聴取、被害事例の確認等、営農型太陽光発電設備の構造安全性についての情報共有を行い、営農と発電のバランスの取れた発電設備の実現に向けた問題・課題についての意見交換、及び後日実施したヒアリング等についての協力要請を行った。

- 日 時：2018年8月29日(水) 13:30~16:30
- 場 所：全日通霞が関ビル 8階大会議室(〒100-0013 東京都千代田区霞が関 3-3-3)
- 位置付けと開催目的
 - ▶NEDO 事業において、営農型太陽光発電設備(営農型太陽光発電システム)に対する安全・安心な普及可能性調査(FS)に関する検討のため、営農型太陽光発電システムの関係者(官庁、メーカー、EPC、発電・営農事業者・団体等)によるワークショップ形式で意見交換と議論を通して、意思の疎通と今後の連絡網の構築を目指す。
- 目的
 - ▶増加傾向にある営農型太陽光発電設備に関し、営農と発電の2つの視点に立って構造設計等について意見交換と議論を行う。また、今後の事業者へのヒアリングや現地調査等の協力をお願いする。
 - ✓営農：営農と発電を効率的に両立させるための工夫、作付け体系や営農技術等の調査並びヒアリング等の協力の要請
 - ✓発電：営農型太陽光発電システムの特長的な農地への設置環境、システム機器構成と設計の調査と一般的な地上設置型との比較
 - ✓構造設計等：営農型太陽光発電システムの特徴把握、構造設計における問題・課題を抽出
 - ▶今回の営農型ワークショップは、今後の営農型を含めた太陽光発電事業及び設備が安全・安心に普及と拡大を継続するため課題抽出と今後の検討テーマ発掘を行う。
- 参加者及びプログラム
 - ▶図Ⅲ-2-④-(2)-6~図Ⅲ-2-④-(2)-8の内容の発表とそれに対する意見交換として、表Ⅲ-2-④-(2)-3のワークショップ参加者(関係省庁、関係団体、事業者、主催者)がラウンドテーブル形式で行った。

【前提】 営農型太陽光発電で考えること 

- 営農型太陽光発電システムは、あくまで**農業活動を支えるためのツール**のひとつと言えます。
- 農業事業者としての**経営母体**がしっかりしていることが大事です。
- **長期的な農業経営が見通せ、収益を上げ続ける**ことが重要です。
- 営農は、**安定した収量と品質が確保**されて、また、**営農技術や販路が確立され市場性が見込める**等、**適地適作の作物選定**が重要になります。
- **発電事業は地域と調和**するとともに、**地域農業の発展・活性化に貢献**することが好ましいと考えられます。
- 発電事業としてはFIT制度もありますが、将来は**自家消費型システム**へ移行も考えていく必要があります。ただし、今後の課題として、**農業分野での自家消費の電力負荷拡大(電化)**があります。
- **荒廃農地解消策**としても期待されています。
- **助成事業**としては、環境省(農水省連携)による**自家消費型に1/2の設備支援**があります。

- ◆ このような背景の下で今後、**どのような開発を進めていくか**
- ◆ **営農面(作業性)を配慮し、安全・安心を前提とし、かつ、過剰コストにならない**様々なアプローチが必要になります。

Japan Photovoltaic Energy Association 2

図Ⅲ-2-④-(2)-6 営農型太陽光発電システムワークショップでの論点(前提)

位置付けと開催目的 JPEA

1. 営農型ワークショップの位置付け
 - NEDO事業において、営農型太陽光発電設備(営農型PV)に対する**安全・安心な普及可能性調査(FS)**に関する検討を進めています。
 - そのため、営農型PVの関係者(官庁、メーカー、EPC、発電・営農事業者・団体等)による**ワークショップ形式で意見交換と議論**を通して、意思の疎通と今後の連絡網の構築を目指します。
2. 開催の目的
 - 増加傾向にある営農型太陽光発電設備に関し、**営農と発電の2つの視点**に立って**構造設計等について意見交換と議論**を行います。
 - ✓ 営農・営農と発電を効率的に両立させるための工夫、**作付け体系や営農技術**等の調査並びヒアリング等の協力の要請
 - ✓ 発電・営農型PVの特長的な**農地への設置環境**、システム機器構成と設計の調査と一般的な地上設置型との比較
 - ✓ 構造設計等・営農型PVの特徴把握、構造設計における問題・課題を抽出
 - そのため、関係者(官庁、メーカー、EPC、発電・営農事業者・団体等)が参加するワークショップ(意見交換会)を開催し、営農型PVに関する**情報共有及び問題・課題の意見交換**を行い、今後の**事業者へのヒアリングや現地調査等の協力**をお願いします。
 - 今回の営農型ワークショップは、今後の**営農型を含めたPV事業及び設備が安全・安心に普及と拡大を継続**するため**課題抽出と今後の検討テーマ発掘**を行います。

3

図Ⅲ-2-④-(2)-7 営農型太陽光発電システムワークショップでの論点 (位置付けと目的)

営農型PVに関するディスカッションペーパー JPEA

営農型PVの推進と電源システムとしての安全・安心設計について

電源システムとしての考える事項	コラボ	営農システムとして考える事項
公共の安全性・環境保全	+	農業活動支援・荒廃農地解消等
<ul style="list-style-type: none"> □ 長期的な電力供給 □ 電気工作物として適合維持 □ システム設計面 □ 施工面・運用面 □ 適正なメンテナンス 		<ul style="list-style-type: none"> □ 安定した営農での取量と品質の確保 □ 発電システムは営農ツールのひとつ(長期的な営農経営) □ 発電事業は地域と調和、地域農業の発展、活性化に貢献
発電と営農の互助		
<ul style="list-style-type: none"> ● 営農活動を支えつつ、電気工作物として安全・安心を前提とします。 ● 過剰なコスト増にならない設計の基準や架台等を含めた営農型太陽光発電システムの検討が必要ではないかと思料します。 		

4

図Ⅲ-2-④-(2)-8 営農型太陽光発電システムワークショップでの論点 (ディスカッションペーパー)

表Ⅲ-2-④-(2)-3 営農型太陽光発電システムワークショップ参加者

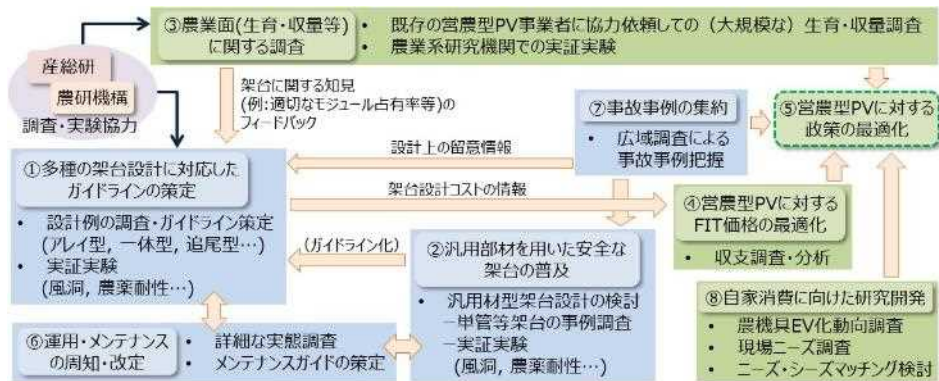
No.	カテゴリ	組織名	役職	氏名	(1)施策発表	(2)事業者発表	ラウンドテーブル参加
1	導入事業者	自然エネルギー信州ネット	理事	合原 亮一		●	●
2	導入事業者	CHO技術研究所	代表	長島 彬			●
3	導入事業者	一般社団法人PVプランナー協会	副理事長	池田 真樹			●
4	導入事業者	おひるねみかんファーム&エナジー	理事長	小山田 大和			●
5	導入事業者	千葉エコ・エネルギー株式会社 一般社団法人ソーラーシェアリング推進連盟	代表取締役 代表理事	馬上 丈司		●	●
6	導入事業者	一般社団法人徳島地域エネルギー	業務課長	岡本 繁幸		●	●
7	導入事業者	一般社団法人日本ソーラーシェアリング協会	顧問	山本 精一		●	●
8	導入事業者	市民エネルギーちば合同会社	共同代表	椿 茂雄		●	●
9	自治体	神奈川県産業労働局 産業部エネルギー課太陽光発電グループ	主事	神山 雄紀	●		●
10	自治体	千葉市環境保全課温暖化対策室	室長	山内 雅充	●		●
11	PVメーカー	WWB株式会社	ソーラー営業部長	北村 稔和		●	●
12	事業者	juwi自然電力オペレーション株式会社	マネージャー	中島 航			●
13	構造設計	奥地建産株式会社	ゼネラルマネージャー	高森 浩治		●	●
14	官庁	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 新エネルギー部 太陽光発電グループ	専門調査員	森田 正	●		●
15	官庁	経済産業省 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー課	課長補佐	宮野 建治	●		●
16	官庁	経済産業省 商務情報政策局 産業保安グループ 電力安全課	課長補佐	榎本 宏	●		●
17	官庁	農林水産省 食料産業局 バイオマス循環資源課 再生可能エネルギー室	室長	鎌田 知也	●		●
18	官庁	環境省 大臣官房 環境影響評価課	課長補佐	湯本 淳			●
19	官庁	環境省 地球環境局 地球温暖化対策事業室	係長	西山 卓也			●
20	事務局	一般社団法人太陽光発電協会(JPEA)	部長	井上 康美			○
21	進行役	一般社団法人太陽光発電協会(JPEA)	幹事	杉本 完蔵			○

また、課題・期待に基づいた今後の調査・取組み案（一例）として、営農型太陽光発電の関係者へ課題・期待に関するヒアリングを実施した。

営農型太陽光発電設備は、「発電施設」としてだけでなく、農作物の生育に影響を与えることから「農業施設」の性質を持つ設備として考えられる。表Ⅲ-2-④-(2)-3では、「発電施設」としての観点での今後の取組み例を水色で、「農業施設」としての観点での今後の取組み例を黄緑色で示している。これら2つの観点での取組みは、図中の矢印で示すように関連性を持つ部分があると考えられる。例えば、「①多種の架台設計に対応したガイドラインの策定」は、「③農業面（生育・収量等）に関する調査」で得られる、農作物の生育を妨げない範囲のモジュール占有率といったデータを考慮して進める必要があると考えられる。そのため、発電設備としての研究開発と農業的観点での調査研究を統合し、研究開発を進めることが有効と考えられる。

- ① 多種の架台設計に対応したガイドラインの策定
- ② 汎用部材を用いた安全な架台の普及
- ③ 農業面（生育・収量等）に関する調査
- ④ 営農型太陽光発電設備に対する FIT 価格の最適化
- ⑤ 営農型太陽光発電設備に対する政策の最適化
- ⑥ 営農型太陽光発電設備に対する運用・メンテナンスの周知・改定
- ⑦ 事件事例の集約
- ⑧ 自家消費に向けた研究開発

それらから抽出した今後の取組み例として図Ⅲ-2-④-(2)-9に示す。



図Ⅲ-2-④-(2)-9 課題・期待に基づいた今後の調査・取り組み案（一例）

3. 結論

太陽光発電システムの構造安全に関する規格として JIS C 8955「太陽電池アレイ用支持物設計標準」（2004 及び 2011）が定められていたが、2017 年の改正によって設計荷重の算出方法の規定に変更された。この JIS 規格では、構造設計における具体的なプロセスが不明であり、太陽光発電システムの構造計算を行う上での技術資料として十分ではないと指摘されていた。また、JPEA をはじめとする各種団体において作成された、またはされている太陽光発電システムの設計資料においても、構造設計については JIS C 8955 や建築物等の構造設計に関する各種の基準や指針の引用であり、太陽光発電システムの合理的な構造設計を行うためには改善の余地があった。

このため、本事業においては台風等の強風に耐え得る太陽光発電システムの構造物の安全を担保するための設計基準の確立を目的として、構造安全性に関する実証試験を行い、試験データに基づく構造安全に関するガイドライン策定を行った。ただし、既に多数の太陽光発電システムが導入済みであり、電力安全小委員会においても具体的な標準仕様等が早急に求められている状況を鑑み、初年度の 2016 年度は既存のガイドライン等に基づき、地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン 2017 年度版を策定した。

2017 年度及び 2018 年度では、強風時の太陽光発電システムの構造安全に係る研究において取得した実証試験データに基づき、地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン 2017 年版ガイドラインの改訂を行った。改訂にあたっては、太陽光発電システムの設置場所に適切と考えられる設計荷重等の基準についての検討を行い、安全性を確保しつつ、経済的な設計が可能となるガイドラインの策定を目的とした。地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン 2017 年版ガイドラインの策定と同様、ガイドラインの分かりやすさについて配慮して、その意見をガイドライン策定に反映させる。また、設計ガイドラインの内容については、有識者によって構成される検討委員会によって審議されることを前提とした。

なお、2016 年度の成果として、設計ガイドラインの付録となる地上設置型太陽光発電システムの鋼製架台の設計例を作成したが、本構造設計例は鋼製架台の仕様であることから昨今の市場情勢を鑑み、アルミニウム製架台の設計手法の充実とともに構造設計例を追加作成した。

太陽光発電システムの安全に関する周知活動として、全国 10 ケ所+1 ケ所で地上用設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン」及び「地上設置型太陽光発電システムの構造設計例」並びに関連する情報等の紹介（セミナー）を行い、延べ 700 名強の参加があった。

また、太陽光発電システムの水没実験結果を公表するため、要約版（リーフレット）及び一般配布用のチラシも作成し、今後、太陽光発電の特に感電に対する認識を向上させるためのツールとして、周知を図っていく。

営農型太陽光発電システムについて、営農型ワークショップ及び事業者へのヒアリングを実施し、「発電施設」としての研究開発と「農業施設」としての観点から調査研究を統合し今後の検討を進める必要が有効であると考えられる。

4. 今後の取り組み

再生可能エネルギーの主力電源化に向けて、太陽光発電は大規模な開発できるだけでなく、個人を含めた需要家に近接したところで自家消費や地産地消を行う分散型電源としても、非常用電源としても利用可能である。一方、発電コストがまだ高く、出力が不安定などの安定供給上の課題があることから、更なる技術革新が必要である。

固定価格買取（FIT）制度に伴い、太陽光発電の導入量を拡大させたが、小出力発電所が多数を占め、構造安全性に懸念のある設備も少なからず導入されている。そのため、太陽光発電システムとしての信頼性を向上させる事が必要と考える。

(3) 耐風安全性および水害時感電防止を考慮した合理的設計手法の開発

[2016年～2018年度] (奥地建産株式会社)

1. 成果詳細

1-6 地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン 2017年版の策定

「地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドラインの 2017年版」の策定を行うため、既存の規格及びガイドラインにおける設計基準の調査並びに関連事業者等へのヒヤリングによる情報収集を行った。地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドラインの 2017年版の策定に際しては、JPEAにて 015年度より検討を開始した「地上設置太陽光発電システムの設計指針」における検討内容を参考とした。

本設計ガイドラインの内容については、専門家・有識者によって構成される検討委員会によって審議し、より実用的な基礎・架台モデルを設定するため、『一般地域』、『強風地域』、『多雪地域』の3例で分類した鋼構造の設計例も作成した。

地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン 2017年度版の策定を行うため、既存の規格及びガイドラインにおける設計基準の調査並びに関連事業者等へのヒヤリングによる情報収集を行った。本ガイドラインの策定に際しては、JPEAにて 2015年度より検討を開始した「地上設置太陽光発電システムの設計指針」における検討内容を参考とした。

一方、本事業にて策定する本ガイドラインは、事業者にとっての「分かりやすさ」を担保することが重要であると考えられることから、実際にガイドラインを使用する設計・施工事業者、設備をチェックする発電事業者や有識者等に対してヒヤリング調査等を実施して意見をガイドライン策定に反映するとともに、設計ガイドラインの内容については専門家・有識者によって構成される検討委員会によって審議した。

なお、太陽光発電システムの安全設計に関する検討委員会での審議により、当初は最大の荷重条件での基礎・架台モデルの設計例（基準風速：46m/s または垂直積雪量：200cm 以下）を予定していたが、実用性を欠くモデルになるので、より実用的な基礎・架台モデルを設定するため、『一般地域』、『強風地域』、『多雪地域』の3例で分類した設計例を作成した。

本ガイドラインの適用範囲は以下のとおりとした。

1. 本ガイドラインは地上設置型の太陽光発電システムの基礎と架台の設計に適用する。
2. 対象とする基礎は、鉄筋コンクリート造の直接基礎または杭基礎とする。
3. 架台の構造は、鋼構造またはアルミニウム構造とする。
4. 構造設計は、許容応力度設計法に基づいて行う。
5. アレイの最高高さが9mを超えるものは除外する。

設計方針は以下のとおりとした。

1. 架台、基礎および部材間の各接合部は、稀に起こる地震・暴風・大雪に対して許容応力度設計を行うことを基本とする。
2. 地盤は、基礎および上部構造で想定された地震・暴風・大雪時の荷重（鉛直荷重、引抜き荷重、水平荷重）に対して十分な耐力を有し、かつ有害な沈下・傾斜などを起こさないことを確認する。
3. 架台および基礎の長期耐久性に関する要求性能は、目標を定めて設計・施工および保全がなされるよう設計時に配慮する。

上記の範囲と方針に基づいて、本ガイドラインは「総則・計画・調査・荷重・基礎の設計・架台の設計・腐食防食」の7章に分けられ、さらに、「一般地域」・「強風地域」・「多雪地域」に使える実用的な基礎・架台の設計例を添付した（図Ⅲ-2-④-(3)-1）。

① 一般仕様	② 強風仕様	③ 多雪仕様
アレイ傾斜角度： 20°	アレイ傾斜角度： 10°	アレイ傾斜角度： 30°
地表面粗度区分： III	地表面粗度区分： II	地表面粗度区分： III
基準風速： 34m/s以下	基準風速： 40m/s以下	基準風速： 30m/s以下
垂直積雪量： 50cm以下	垂直積雪量： 30cm以下	垂直積雪量： 180cm以下

図Ⅲ-2-④-(3)-1 実用的な基礎・架台の設計例（3例）

1-7 太陽光発電システムの構造安全に係る研究開発（杭の実証試験）

杭の実証試験において、全国14ヶ所より試験候補地の調査を行い9ヶ所選定した。対象地盤として粘性土・砂質土に加え、N値が広範囲になるように且つ極端な地盤条件も考慮して試験場所を選定した。杭の試験体は市場流通品の中で比較的シェアが高く、過去に試験の事例が無いものを優先的に選定し、先端閉塞杭・先端開放杭・スクリュー杭（大・小）・形鋼杭の5種類とした。試験要領は押込み載荷、引抜き載荷、水平載荷の各載荷方向での試験とし、且つ施工不良を想定した試験も実施した。

実証試験を対象とする杭の代表的な仕様を選定するため、市場で流通している太陽光発電システムに用いられている杭の仕様について市場調査を進めた。市場調査として、主要なEPC事業者などへのヒアリングやアンケート等を実施するとともに、地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドラインに基づき、代表的な杭の仕様に分けて、市場シェアを考慮しながら選定した（図Ⅲ-2-④-(3)-2）。

杭の種類	外観図	備考
先端閉塞杭		Φ114.3
先端開放杭 (仮設単管等)		Φ48.6
スクリュー杭 (大・小)		大：Φ89.1 小：Φ76.3
形鋼杭 (ハット形等)		108×100×26 t4.5

図Ⅲ-2-④-(3)-2 市場で流通している代表的な杭

太陽光発電システムに用いられる杭とは、地盤に貫入させた基礎杭に架台を連結して、架台からの荷重を杭に介して地盤に伝える形式の基礎であり、一般的な建築物に用いられる鉄筋コンクリート基礎の鉛直（下向き）支持力の補強として使用される杭とは径や長さが異なる。例えば、鋼管杭の場合では直径が約 100mm 以下の杭径が多く、建築物用と比較して小径のものが使われている。

また、杭の支持機構は支持層まで到達させない摩擦杭としており、ほとんどの杭の貫入深さは 1.0m～3.0m 程度になっている。そして、杭の種類は一般的な鋼管杭以外にスクリー杭や形鋼杭などの特殊な形状の杭も使われているため、実際の地盤に貫入させた杭の載荷試験を実施して、その性能を評価した。

杭の実証試験に先立ち、実証試験場所の選定では全国で 14 ヶ所の試験候補地より地盤調査を行った。地盤調査では、まず簡易貫入試験を実施、その後 SWS 試験を行い、各候補地の地質（砂質土、粘性土）及び地盤の硬さ（地盤深さごとの平均換算 N 値）の判定を行った。地質および地盤の硬さに関して幅広く対応できることを考慮し、実証試験場所として全国 14 ヶ所の試験候補地のうち、伊賀市長田（三重県）、揖斐川（岐阜県）、むつ（青森県）、新庄（山形県）、磐梯熱海（福島県）5 か所を選定した。また、試験結果を拡充するため、須賀川市（福島県）、串間（宮崎県）、座間（神奈川県）、葛城（奈良県）の試験場所を追加し合計 9 ヶ所で杭の実証試験を実施した（図Ⅲ-2-④-(3)-3）。

土質	平均換算N値													備考
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13~	
粘性土			高崎県串間 (粘性土)					福島県磐梯熱海 (硬凝り粘性土)						
			神奈川県座間 (粘性土)					山形県新庄 (粘性土+盛土)						
砂質土			奈良県葛城 (粘性土)				青森県むつ (粘性土混じりの砂質土)					三重県長田 (硬凝り砂質土)		
			岐阜県揖斐川 (砂質土)				福島県須賀川市 (砂質土)							

図Ⅲ-2-④-(3)-3 杭の実証試験場所

試験杭の打設にあたり貫入深さは施工の実状と地盤の平均換算 N 値を考慮して 1.0m～3.0m の範囲で決定した。施工方法は打撃貫入（先端閉塞杭、先端開放杭、形鋼杭）と回転貫入（スクリー杭）の 2 種類とし、載荷方法は押込載荷試験、引抜載荷試験、水平載荷試験の 3 種類を実施した。

押込載荷試験では、図Ⅲ-2-④-(3)-4 のように試験杭を載荷フレームで囲み、その載荷フレーム内に油圧シリンダーを取付けて下方向の力を加えた。この時、油圧シリンダーの反力が載荷フレームを押し上げる方向に働くため、図Ⅲ-2-④-(3)-4 のように載荷フレームの両側に錘（おもり）を載せて抵抗力を確保した。

引抜載荷試験では、押込載荷時と逆方向（上方向）の力を杭に加えた。その際、油圧シリンダーの反力は、地盤で受けることができるので、図Ⅲ-2-④-(3)-5 のように載荷フレーム両側の錘（おもり）は除外した。

水平載荷試験では、図Ⅲ-2-④-(3)-6 のように油圧シリンダーを水平に取付けて力を加えた。さらに、図Ⅲ-2-④-(3)-7 に示すように既設架台の既設杭の引抜試験が現地で実施できるように簡便で持ち運び可能な引抜試験専用の載荷フレームを製作した。



図Ⅲ-2-④-(3)-4 押込載荷試験状況



図Ⅲ-2-④-(3)-5 引抜載荷試験状況

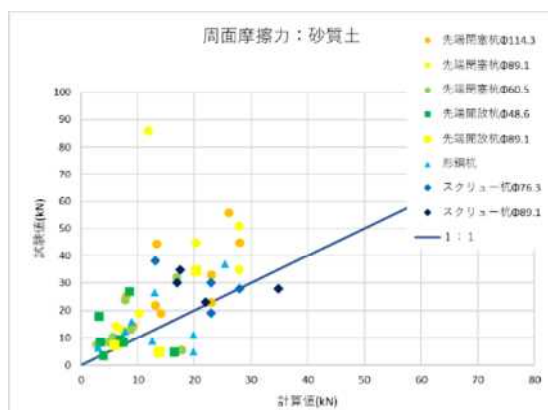


図Ⅲ-2-④-(3)-6 水平載荷試験状況

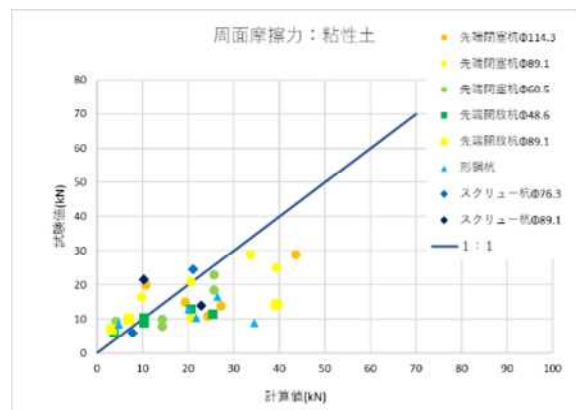


図Ⅲ-2-④-(3)-7 引抜載荷試験状況(既設杭)

実証試験の代表的な結果として、周面摩擦力、押込支持力、水平抵抗力は、砂質土、粘性土、を以下に示し、図Ⅲ-2-④-(3)-8、図Ⅲ-2-④-(3)-9 は、砂質土と粘性土の周面摩擦力の設計計算値と試験値との関係を示す。



図Ⅲ-2-④-(3)-8 周面摩擦力の計算値と試験値の関係(砂質土)

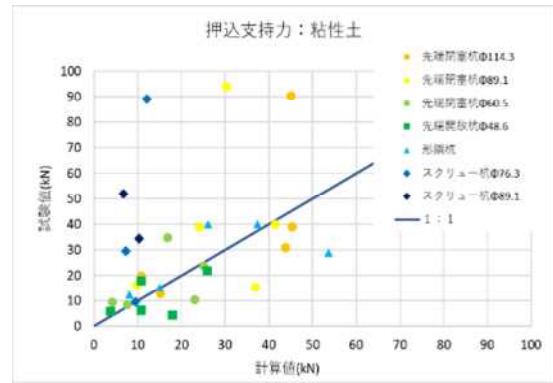
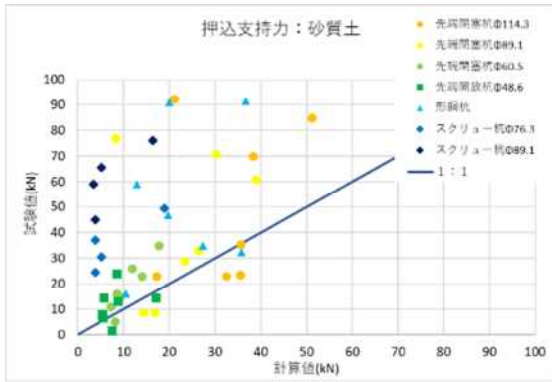


図Ⅲ-2-④-(3)-9 周面摩擦力の計算値と試験値の関係(粘性土)

以上の結果より、周面摩擦力について以下の事が分かった。

- ▶ 設計計算値が、試験値よりも小さくなる傾向にある。特に、粘性土については、今回の試験結果のほとんどの試験値が設計計算値より小さくなった。
- ▶ 粘性土の設計計算値が、試験値よりも小さくなった理由は、換算 N 値から一軸圧縮強度を推定していることが影響している可能性が高いと考える。

図Ⅲ-2-④-(3)-10、図Ⅲ-2-④-(3)-11 は、砂質土と粘性土の押込支持力の設計計算値と試験値の関係を示す。



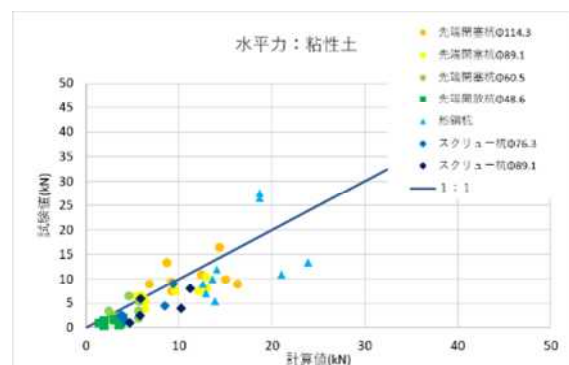
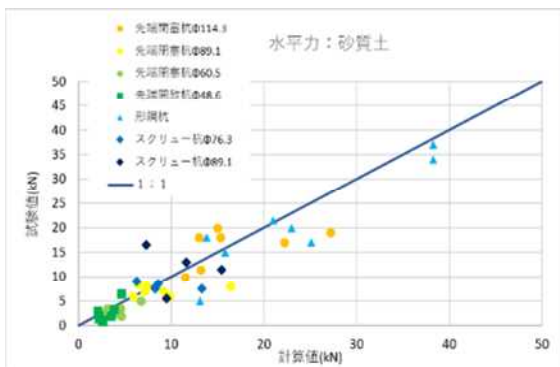
図Ⅲ-2-④-(3)-10 押込支持力の計算値と試験値の関係（砂質土）

図Ⅲ-2-④-(3)-11 押込支持力の計算値と試験値の関係（粘性土）

以上の結果より、押込支持力について以下の事が分かった。

- ▶ 設計計算値が、試験値よりも小さくなる傾向にあるが、周面摩擦力ほどは小さくはなっていない。粘性土についても、周面摩擦力ほど小さくはない。
- ▶ 設計計算の先端支持力は、先端開放杭と形鋼杭について、全断面積を考慮して求めたが、この結果より妥当であると言える。ただし、スクリー杭の先端支持力は考慮していない。

図Ⅲ-2-④-(3)-12、図Ⅲ-2-④-(3)-13 に、砂質土と粘性土における水平抵抗力の計算値と試験値の関係を示す。



図Ⅲ-2-④-(3)-12 水平抵抗力の計算値と試験値の関係（砂質土）

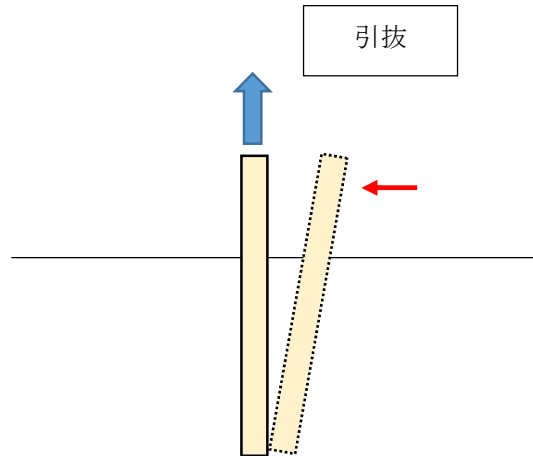
図Ⅲ-2-④-(3)-13 水平抵抗力の計算値と試験値の関係（粘性土）

以上の結果より、水平抵抗力について以下の事が分かった。

- ▶ 設計計算値が、試験値よりほとんどの杭種で小さくなる傾向にある。
- ▶ 上記の理由は、杭が小径で浅層に打設することが影響していると思われる。
- ▶ 水平抵抗力を設計計算では大きく評価するという事は、架台が風圧を受けると設計計算以上に杭が水平に変位することになり、場合によっては、架台の耐力に影響を与えることが考えられる。

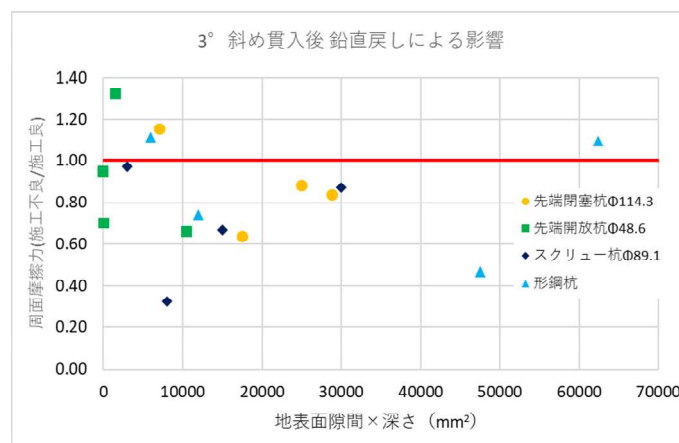
次に、杭打設貫入時に施工不良が起こった場合の周面摩擦力への影響について述べる。

試験方法は、図Ⅲ-2-④-(3)-14 に示すように杭を打撃貫入で 3° 傾けて貫入し鉛直に戻し、引抜試験を実施した。角度を 3° としたのは、施工から考えて、重機で傾く可能な角度と判断した。



図Ⅲ-2-④-(3)-14 斜め貫入後鉛直戻し引抜試験の模式図(施工不良)

周面摩擦力の影響を整理するにあたり、杭と地盤の地表面での隙間と深さを考慮することとした。図Ⅲ-2-④-(3)-15 に、杭と地盤の地表面の隙間と深さをかけた面積と斜め貫入の周面摩擦力(施工不良)と通常貫入の周面摩擦力(施工良)との割合の関係を表す。スクリー杭については、回転貫入で斜めに貫入し鉛直に戻した。また、形鋼杭は1方向のみで斜め貫入を実施した。

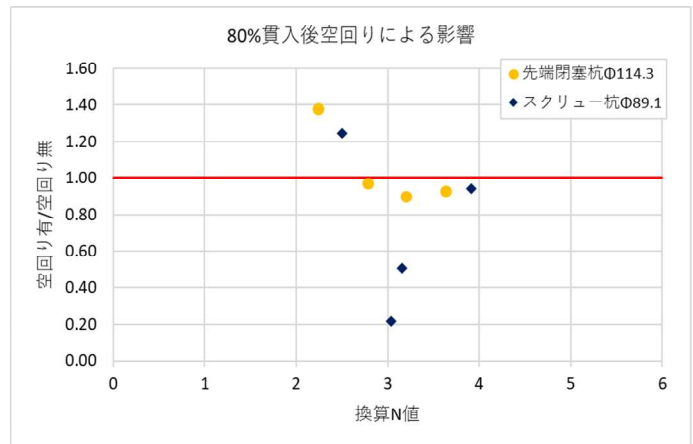


図Ⅲ-2-④-(3)-15 地表面隙間×深さと周面摩擦力(斜め貫入有/斜め貫入無)の関係

- 以上の結果より、斜め貫入による周面摩擦力への影響について、以下の事が分かった。
- ▶ 斜め貫入による周面摩擦力は低減の割合は、地表面隙間と深さに関係する傾向にある。
 - ▶ 地表面隙間×深さの面積が大きくなると、周面摩擦力は低減される傾向にある。
 - ▶ 短期の許容周面摩擦力の安全率を考慮すると、約30%低減が限界と考えられ、地表面隙間×深さの面積が10000mm²を超えると危険であると判断できる。

また、施工不良においては、スクリー杭の回転貫入では、回転の空回りが起こることが予想される。そこで、回転貫入の空回りによる周面摩擦力への影響を調べた。

試験方法は、回転貫入途中で空回りさせ、その後所定深さまで貫入後、引抜試験を実施した。空回りをさせた位置は、杭の所定の貫入深さの80%とし、空回り回数は3回とした。用いた杭は、スクリー杭以外に先端閉塞杭φ114.3とした。図Ⅲ-2-④-(3)-16 に、換算N値と空回りをさせた周面摩擦力とさせない周面摩擦力との割合の関係を示す。換算N値は、地質を問わず杭周面の平均とした。



図Ⅲ-2-④-(3)-16 換算N値と周面摩擦力（空回り有/空回り無）の関係

以上の結果より、回転貫入の空回りによる周面摩擦力への影響について、以下の事が分かった。
 ▶ 空回り貫入による周面摩擦力の低減は、スクリュー杭について、大きいばらつきが発生している。
 ただし、データ数が十分とは言えないと思われる。

1-8 太陽光発電システムの構造安全に係る研究開発（架台の実証試験）

架台の実証試験において、市場流通品の中で比較的シェアが高く、且つ構造形式の網羅性を考慮して一般的な構造形式だけではなく特殊な構造形式も選定して動風圧試験（正圧・負圧）を実施した（図Ⅲ-2-④-(3)-17）。

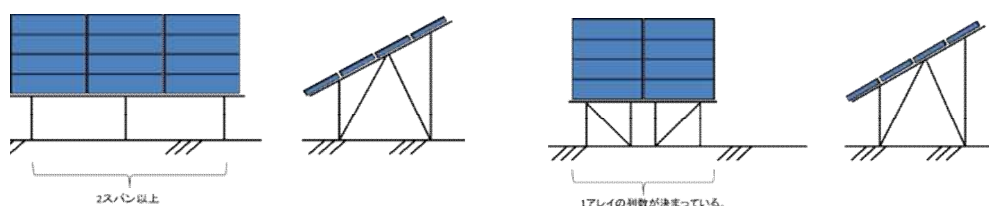
No.	構造形式	構造形式図		材質 段×列	No.	構造形式	構造形式図		材質 段×列
		側面	背面				側面	背面	
1	ピン構造			鋼製 4段2列	6	柱構造			アルミニウム製 +鋼製 4段5列
2	ピン構造			アルミニウム製 4段5列	7	柱構造			アルミニウム製 +鋼製 4段6列
3	方づえ +ピン 構造			鋼製 4段4列	8	ピン構造			アルミニウム製 4段4列
4	ピン構造			鋼製 (単管パイプ) 4段4列	9	ピン構造			鋼製 4段6列
5	柱構造			鋼製 4段5列	10	ピン構造			アルミニウム製 4段5列

図Ⅲ-2-④-(3)-17 動風圧試験 試験体の構造形式

架台の試験体に要求する基本的な設計条件は、設計用基準風速を 34m/s、地表面粗度区分をⅢ、雪の垂直積雪量を 50cm 以下 (20N/m²/cm)、アレイ面傾斜角度は 20° とし、太陽電池モジュールの取り付け仕様は横置きで 4 段で統一する（図Ⅲ-2-④-(3)-18）。架台の列数について、列方向に連結していく架台仕様であれば支点スパンが 2 スパン以上となる列数とし、メーカーにより 1 アレイ当たりの列数が設定されているのであれば最大列数の仕様とした（図Ⅲ-2-④-(3)-19）。

設計用基準風速	34m/s	参考値であり架台メーカーの仕様による
地表面粗度区分	Ⅲ	
垂直積雪量	50 cm以下	参考値であり架台メーカーの仕様による
雪の単位荷重	20N/m ² /cm	一般の地域
アレイ面傾斜角度	20 度	
モジュール段数	4 段	
モジュール向き	横置き	
材質	鋼製 or アルミニウム製	

図Ⅲ-2-④-(3)-18 動風圧試験 試験体の仕様

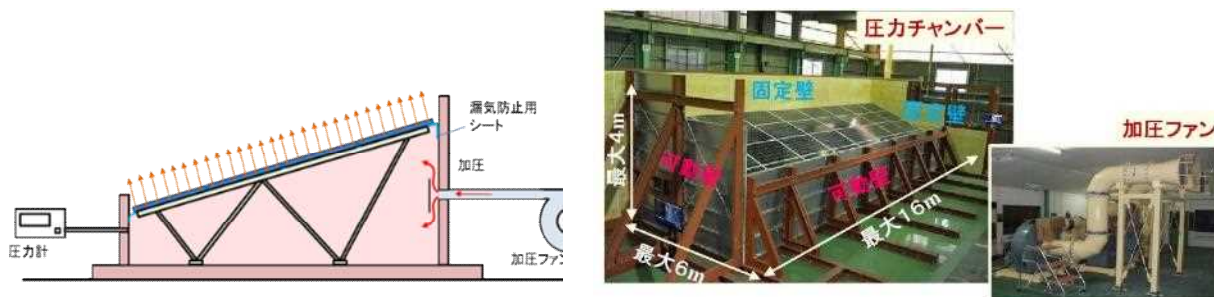


図Ⅲ-2-④-(3)-19 動風圧試験 試験体の列数 (左：連結タイプ、右：独立タイプ)

太陽光発電システムの架台の耐風安全性をはじめとする構造強度に関する耐力評価を行うため、アセンブリ試験が実施できる動風圧試験装置を設計・開発及び製作した (図Ⅲ-2-④-(3)-20)。

本装置は、地上設置型太陽光発電システム (太陽電池モジュール+支持架台) の耐風圧試験用として個別に設計されたものであり、世界最大規模の水平型動風圧試験装置となる。圧力チャンバーの 2 つの壁は可動式になっており、太陽光発電システムの試験体の寸法に合わせて調整することができる。圧力チャンバーの最大有効寸法は幅 16m×奥行 6m×高さ 4mであり、最大 6 段×10 列の太陽電池アレイとその支持架台を含む試験体まで、様々なサイズの試験体に対応することができる。

この装置で試験を行うことにより、設計基準で求められる設計風荷重までの加圧だけでなく、架台や太陽電池モジュールの破壊するまで加圧することができ、設計風荷重に対する構造的裕度も確認することが可能である。

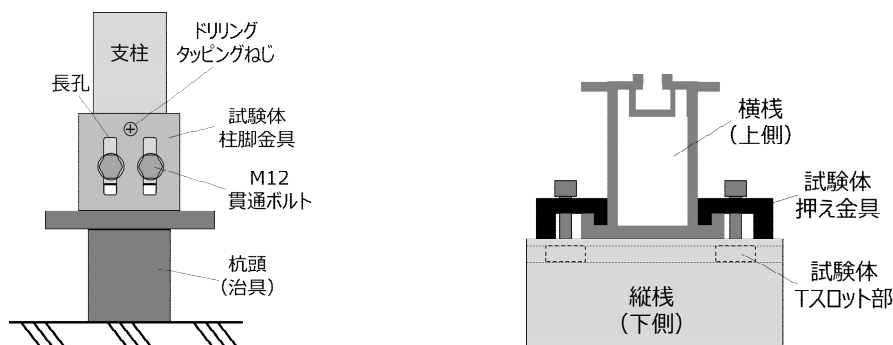


図Ⅲ-2-④-(3)-20 大型の動風圧試験装置 (左：アセンブリ試験概念図 (負圧時)、右：装置全景)

次に部分試験等による安全性確認が必要であるとしているが、試験方法は試験体の形状や使用されている部位等により様々である。また、アセンブリ試験の場合は架台全体の変位や、その変位による力の偏り等が生じるが、部分試験の場合ではそれらの影響を考慮できない場合があり、本来の強度よ

りも高く出ることがある。そのため、部分試験を行う場合は、試験体に作用する力の方向、強さ、部位等を可能な限り再現した方法により負荷を与えて耐力を測定し、その結果を適切な安全率を考慮して評価することが重要である。

今回追加試験として、アセンブリ試験を実施した架台の接合部を用いて部分試験の概要図を図Ⅲ-2-④-(3)-21に示す。



試験体 A：アルミニウム架台 柱脚部

試験体 B：アルミニウム架台 棧接合部

図Ⅲ-2-④-(3)-21 試験体概要図

架台の実証試験で得られた試験結果の概要として、まずは市場に普及している代表的な構造形式の架台を対象に動風圧試験（正圧・負圧）を実施した。架台のアセンブリ試験結果より接合部の破壊が起点となることが多く接合している部材間の偏芯や摩擦を利用した接合部での破壊が顕著であった。

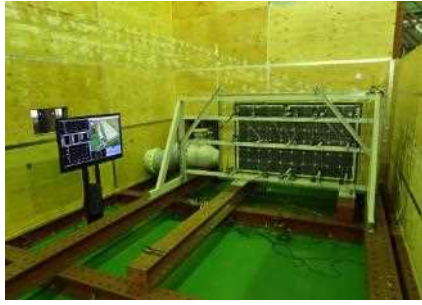
また、架台の部分試験では、架台特有の接合部である T 型溝を用いた接合部の引張試験と薄板部材の座屈試験を実施した。接合部の試験では、アセンブリ試験の結果よりも高い耐力を確認。評価方法については現在検討中である。薄板部材の座屈試験ではアセンブリ試験の座屈情勢の再現に成功。座屈荷重の評価については現在検討中である。本試験の結果は、改訂版設計ガイドラインの添付に試験事例として反映した。

1-9 太陽光発電システムの構造安全に係る研究開発（モジュールの実証試験）

太陽電池モジュールにおいて、多くのメーカーから許容耐力や限界耐力などのデータが提供されていないため、許容応力度設計が困難である。そのために設計時の架台耐力をより明確にするため、小型の動風圧試験装置を導入し、各種太陽電池モジュールの許容耐力を把握した。

架台の設計に用いられる JIS C 8955 では、許容応力度設計の要求を規定しており、太陽電池モジュールを支持する架台等はこれに従って設計される。しかし、太陽電池モジュールに対しても許容応力度設計が求められるが、多くのメーカーは太陽電池モジュールの構造強度に関する明確なデータ（許容耐力や限界耐力など）を提供していないのが現状である。そのため、小型の動風圧試験装置を開発・製作して必要な設計データを把握する。

試験方法として小型の動風圧試験装置に固定した治具（縦棧）に試験体となる太陽電池モジュールをボルトにより固定し、本装置内の圧力を加圧、または減圧することで試験体に荷重を加えた。荷重は試験体が破壊するまで続け、変位計により各荷重の変位量を測定した（図Ⅲ-2-④-(3)-22）。



図Ⅲ-2-④-(3)-22 小型の動風圧試験装置（左：装置全景、右：変位計の取付状況）

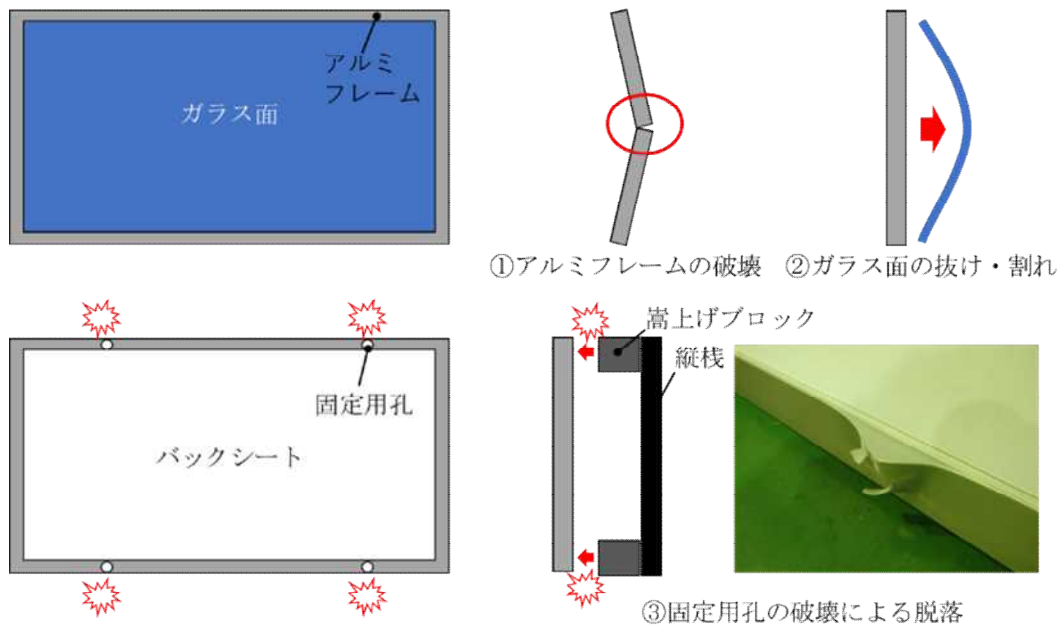
太陽電池モジュールの試験体選定として、市場流通品を基本としてサイズや厚み、固定方法といった太陽電池モジュール耐力に影響があると思われる要素に留意し、選定した（図Ⅲ-2-④-(3)-23）。

No.	長さ (mm)	幅 (mm)	厚み (mm)	固定 方法	メーカー保証耐力 (Pa)		備考
					正圧	負圧	
1	1960	992	40	M8 ボルト	2400	-2400	
2	1664	998	6	押え金具	2400	-2400	フレームレス
3	1650	992	35	M8 ボルト	2400	-2400	
4	1638	826	40	M8 ボルト	2400	-2400	
5	1662	990	46	M8 ボルト	5400	-2400	
6	1652	994	46	M8 ボルト	2400	-2400	
7	1650	991	40	M8 ボルト	2400	-2400	
8	1257	977	35	M8 ボルト	2400	-2400	

図Ⅲ-2-④-(3)-23 太陽電池モジュール 試験体一覧

試験の結果として、破壊傾向は大きく分けて次の 3 つの傾向に分類分けができた（図Ⅲ-2-④-(3)-24）。各試験体の測定した結果の内の最低値を試験結果とし、図Ⅲ-2-④-(3)-25 に結果の一覧を示す。

- ① アルミフレームの破壊
- ② ガラス面の抜け・割れ
- ③ アルミフレームの固定用孔の破壊による脱落



図Ⅲ-2-④-(3)-24 太陽電池モジュールの破壊形態

No.	正圧				負圧			
	メーカー保証耐力 (Pa)	破壊荷重 (Pa)	安全率 $\frac{\text{破壊荷重}}{\text{メーカー保証耐力}}$	破壊形態	メーカー保証耐力 (Pa)	破壊荷重 (Pa)	安全率 $\frac{\text{破壊荷重}}{\text{メーカー保証耐力}}$	破壊形態
1	2400	7750	3.2	①	-2400	-6000	2.5	③
2	2400	6000	2.5	②	-2400	-4750	2.0	②
3	2400	7750	3.2	①	-2400	-6500	2.7	②
4	2400	6750	2.8	①	-2400	-9000	3.8	②
5	5400	6000	1.1	①	-2400	-6000	2.5	②
6	2400	7000	2.9	①	-2400	-8000	3.3	②
7	2400	12000	5.0	①	-2400	-5250	2.2	③
8	2400	7250	3.0	①	-2400	-6500	2.7	①

図Ⅲ-2-④-(3)-25 試験結果一覧

太陽電池モジュールの単体試験として、国内、国外メーカーより選出した面積、厚みの異なるモジュールにて動風圧試験（正圧・負圧）を実施。破壊傾向としては、ガラス面がフレームから脱落、もしくはフレームの座屈や固定用の孔のせん断破壊が起きた。

本試験の結果は、改訂版設計ガイドラインの添付に参考技術資料として反映した。

1-10 太陽光発電システムに関する耐食性評価・腐食対策技術の開発

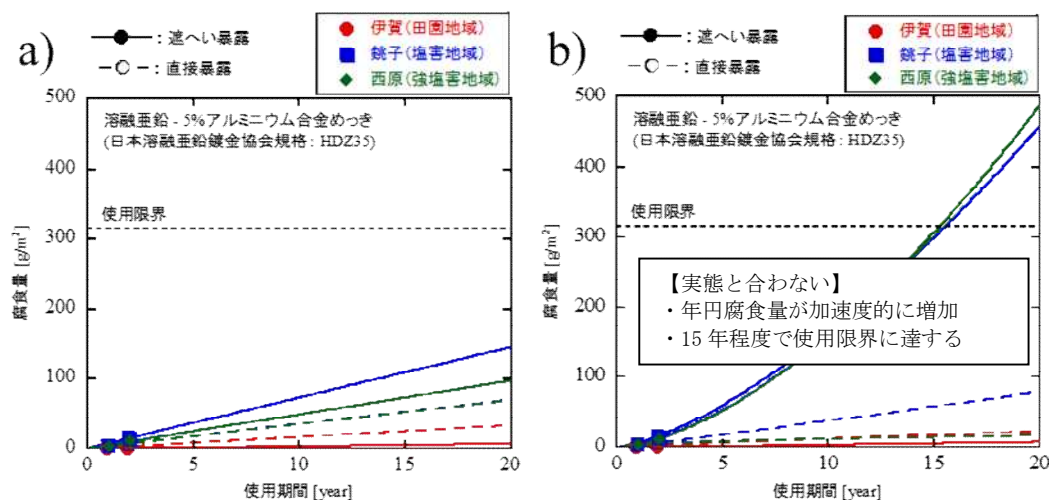
太陽光発電システム用架台の環境中での耐食性評価のため、遮へい暴露試験を実施し、各種鋼材の耐用年数を試算した。沿岸など腐食性物質が多い環境では、耐用年数が極端に短くなり、20年程度となる表面処理があることがわかった。また、鋼製基礎杭を模擬した土壌暴露試験を実施し、土壌中では大気中以上の腐食が発生すること、めっきの効果がほとんどないことがわかった。

太陽電池架台の材料は、主に各種表面処理を施した鋼材または、アルミニウム合金である。太陽電池架台の耐食性評価には、NEDO プロジェクト「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト／太陽光発電システム効率向上技術の開発／高耐久軽量低コスト架台開発と最適基礎構造適用研究」から継続している遮へい暴露試験が有効であることがわかっている。しかし、遮へい暴露試

験は最低でも 5 年を必要し、正確な評価までに多大な時間を要することから、今までに得られた比較的短い 2 年間のデータから耐食性を評価する方法の検討を行った。

暴露試験データからの耐食性評価方法は、腐食減量を推定する各種方法を用い、2 年間のデータから腐食量を推定し、得られた腐食量の妥当性を検討することで決定した。妥当性を検討するに当たり、一般に腐食速度は暴露期間が長くなるにつれて減少すること、遮へい暴露試験では飛来塩分があれば、直接暴露試験より腐食減量が大きくなり、飛来塩分がなければ、直接暴露試験より腐食減量が極端に小さくなることの 2 点を主な検討項目とした。図Ⅲ-2-④-(3)-26 に同じ暴露試験結果から推定方法を変えて描いた推定曲線を示す。図Ⅲ-2-④-(3)-26 a) が今回採用した方法で描かれた推定曲線あり、図Ⅲ-2-④-(3)-26 b) は妥当性がないと判断した方法で描かれた推定曲線である。a) と b) を比較すると b) は非常に腐食の進行が速く、加速度的に腐食すると推定された。

ここから暴露試験データが十分に得られないまま、腐食量を推定すると、材料の耐食性を読み誤る可能性が高いことがわかった。そこで、今回、使用した腐食量の推定方法を設計ガイドラインへ反映し、可能な限り短期間で正確な耐食性評価が実施できるようにした。また、表Ⅲ-2-④-(3)-1 a) に示した表面処理鋼材について、図Ⅲ-2-④-(3)-26 a) の推定方法で得られた腐食量から使用できる限界期間を表Ⅲ-2-④-(3)-1 b), c) に示した。ここから遮へい暴露試験では飛来塩分の存在可否で大きく結果が異なることがわかり、一般的な大気暴露試験結果と一致した。このことから、この推定方法の妥当性があると判断した。



図Ⅲ-2-④-(3)-26 同じ暴露試験データから異なる推定方法を用いた際に得られる推定曲線の違い

表Ⅲ-2-④-(3)-1 a) 試験片一覧と b) 直接暴露試験結果から推定された耐用年数、c) 遮へい暴露試験結果から推定された耐用年数

a)	試験片 No.	表面処理名	規格種類の記号	規格上のめっき付着量 [g/m ²]	b) 直接暴露試験 [year]					
					試験片 No.	1	2	3	4	5
	1	熔融亜鉛めっき	JIS H 8641 HDZ55	550 (片面)	伊賀(田園地域)	100以上	100以上	58.31	100以上	26.55
	2	熔融亜鉛-5%アルミニウム合金めっき	日本熔融亜鉛鍍金協会規格 HZA35	350 (片面)	銚子(塩害地域)	81.12	98.25	37.64	45.86	17.64
	3	熔融亜鉛-アルミニウム-マグネシウム合金めっき鋼板	JIS G 3323 SGMH400 K27	275 (両面)	西原(強塩害地域)	82.47	91.45	36.76	63.14	13.31
	4	熔融亜鉛-アルミニウム-マグネシウム合金めっき鋼板	JIS G 3323 SGMH400 K27	275 (両面)						
	5	熔融55%アルミニウム-亜鉛合金めっき鋼板	JIS G 3321 SGLCCAZ150	150 (両面)						

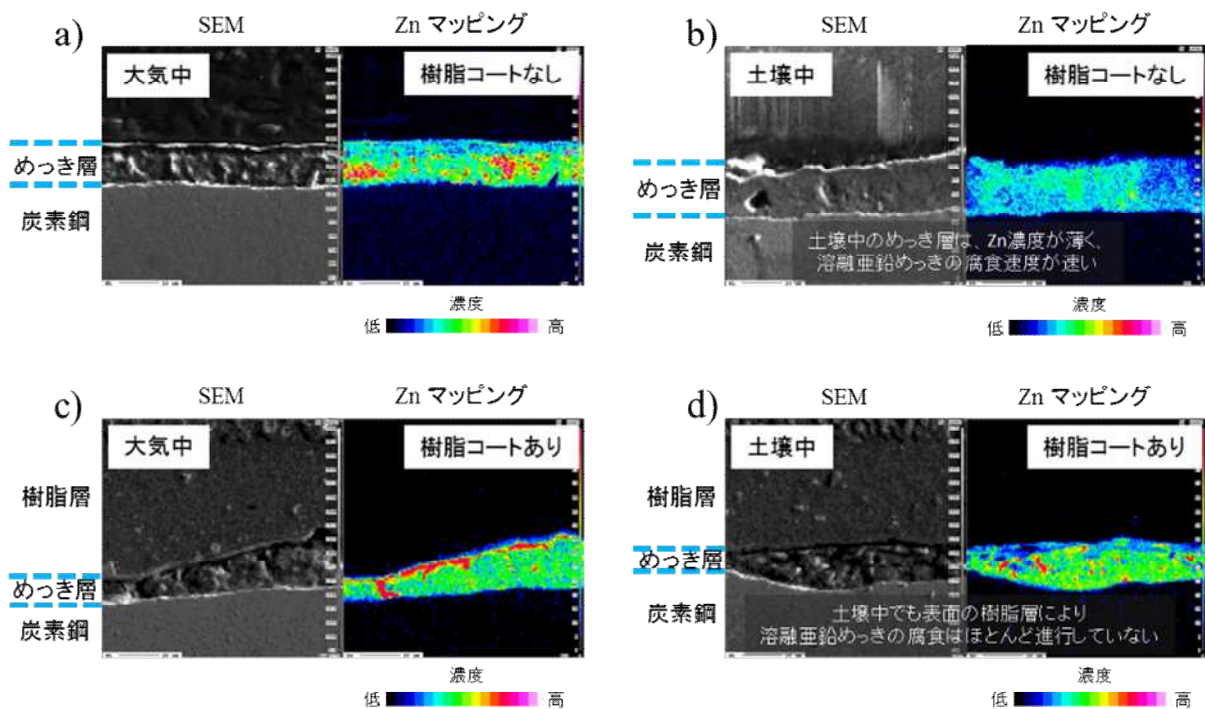
c)	試験片 No.	遮へい暴露試験 [year]				
		1	2	3	4	5
	伊賀(田園地域)	100以上	100以上	100以上	100以上	20.49
	銚子(塩害地域)	43.37	46.80	23.47	26.16	7.62
	西原(強塩害地域)	71.16	65.13	25.95	54.44	9.62

基礎杭の材料は、溶融亜鉛めっき（JIS H 8641）を施した鋼材が大半を占める。また、それら鋼製杭は土壌に直接、打込まれており杭頭が突出している。一般に土壌腐食に対して溶融亜鉛めっきは大気中ほど効果が無いことで知られており、また、地際部を含む浅層土壌中は雨水や結露水の滞留や乾湿の繰返しが発生し、大気（酸素）の供給もされやすいため、高い腐食性環境である。そのため、現在、多く使われている鋼製杭の耐食性は、それほど高くないものと予想された。また、これらの腐食対策として実績のある方法は腐食しろの確保のみであった。

そこで長期的に鋼製杭を利用するために必要な腐食しろを調査するため、当該環境での腐食速度を算出した。また、当該環境で耐食性を発揮する表面処理を調査するため、各種表面処理を施した一般構造用炭素鋼鋼管（JIS G 3444）を浅層土壌中での暴露試験を実施し、1年後回収した鋼管の大気中断面と土壌中断面を電子線マイクロアナライザーで観察した。土壌腐食は様々な腐食因子があり、複雑に絡みあって発生しているため、その腐食量はばらつきが大きく腐食速度の算出は困難であったが、地表面からの深度が約 1.2 m までの範囲での最大腐食速度は片面 約 0.03 mm/year であった。

そのため、供用年数を 30 年間とした腐食しろは片面 約 1 mm と算出された。また、図Ⅲ-2-④-(3)-27 に表面処理を施した一般構造用炭素鋼鋼管の断面観察結果の一例を示した。図Ⅲ-2-④-(3)-27 a)と b)は、表面処理が溶融亜鉛めっきのみであり、a)が大気中で、b)が土壌中で暴露されていた断面である。これらを比較すると、土壌中では大気中と比較してめっき層内の亜鉛濃度が低下しており、めっき層の溶解が進行しているものと思われた。また、図Ⅲ-2-④-(3)-27 c)と d)は、表面処理として、溶融亜鉛めっきの上に樹脂コーティング（ポリエステル、t=0.1mm）を施しており、c)が大気中で、d)が土壌中で暴露されていた断面である。これらを比較すると、土壌中でも大気中と同程度の亜鉛濃度を示し、図 5-2 b)と d)から、樹脂コートにより亜鉛の溶解は抑制されていることがわかった。

これらの得られた情報は設計ガイドラインに反映し、土壌に触れる鋼材には、片面 1 mm を指標に腐食しろを設定することとした。また、金属が土壌に触れないようにすれば、腐食は大幅に抑制できることから、鋼製杭の表面処理にはめっきではなく、樹脂コーティングなどを用いることを推奨した。



図Ⅲ-2-④-(3)-27 表面処理を施した一般構造用炭素鋼鋼管を浅層土壌中で1年間暴露後の断面観察結果

ここまでの結果で、すでに使用中の鋼製杭は土壌腐食の発生が懸念される。そこで、浅層土壌中における土壌腐食の腐食要因の解明を、電気化学的手法を中心に用いて、継続している。また、得られた知見から選択できる腐食対策技術について、その有効性の検討を今後も継続していく予定である。

1-11 改訂版 設計ガイドラインの策定

杭、架台および太陽電池モジュールの実証試験にて取得した実証試験データに基づき、地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン 2017 年版の改訂を行った。

改訂にあたっては、太陽光発電システムの用途や設置場所に適切と考えられる必要十分な基準の検討を行い、安全性を確保しつつ、経済的な設計が可能となるガイドラインの策定を目的とし、昨今の市場情勢を鑑み、アルミニウム製架台の構造設計例を追加作成するとともに、加えて補足的な技術資料も追加した。

主な変更及び追加した内容を以下に示す。

- ・造成、排水計画 【追加】
- ・条例等による環境影響評価の要求確認 【追加】
- ・地盤調査ポイント数の目安 【変更】
- ・傾斜地での風速増加の考慮 【追加】
- ・積雪後の降雨による積雪荷重 【追加】
- ・使用材料の規定 【追加】

- ・架台設計 【変更・追加】
 - 応力算定方法
 - 部材設計の考慮事項
 - 許容応力度算定
 - 接合部設計での考慮事項
 - 部材応力度の検定方法

- ・基礎の設計 【変更・追加】
 - 杭基礎設計における水平抵抗力および水平変位の考慮
 - 杭状補強

- ・腐食・防食 【変更・追加】
 - 腐食形態と防食方針
 - 大気中（架台）の腐食と防食
 - 地中部（鋼杭）の腐食と防食
 - 管理・点検・メンテナンス

〔技術資料 A〕 傾斜地に設置される太陽光発電システムの風荷重の割り増しについて

〔技術資料 B〕 地上設置型太陽電池アレイの積雪荷重算定方法について

〔技術資料 C〕 杭基礎上に設置する架台のモデル化について

〔技術資料 D〕 地上設置型太陽光発電システム用架台の耐風性能試験

〔技術資料 E〕 地上設置型太陽光発電システム用架台の接合部単体試験

〔技術資料 F〕 太陽電池モジュールの耐風性能試験

〔技術資料 G1〕 杭基礎支持力の実証実験

〔技術資料 G2〕 施工不良による周面摩擦力への影響

〔技術資料 G3〕 風の脈動による周面摩擦力への影響

〔技術資料 G4〕 杭状補強工法の杭載荷試験

- 〔技術資料 H〕 雨掛かりのない環境の腐食試験とその耐用年数試算
- 〔技術資料 I〕 地際を含む浅層土壌中の腐食試験と腐食対策
- 〔技術資料 J〕 耐食性を評価する腐食試験の代表例
- 〔付録 A〕 地上設置型太陽光発電システムの構造設計例（鋼製架台）
- 〔付録 B〕 地上設置型太陽光発電システムの構造設計例（アルミニウム合金製架台）

改訂にあたっては、太陽光発電システムの用途や設置場所に適切と考えられる必要十分な基準の検討を行い、安全性を確保しつつ、経済的な設計が可能となるガイドラインの策定を目的とし、昨今の市場情勢を鑑み、アルミニウム製架台の構造設計例を追加作成するとともに、加えて補足的な技術資料も追加し、地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン 2019 年度版に反映させた。

2. 実用化・事業化見通し

本事業により得られる成果等を広く周知を図るための活動を行うため、「太陽光発電システム設計・運用セミナー」を全国 10 ヶ所で開催した。周知活動としては、関係機関、専門家により本事業の成果である「地上用設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン」および「地上設置型太陽光発電システムの構造設計例」ならびに関連する情報等のセミナーを実施したことにより、利用者の理解が深まり広く普及されることが期待できる。

3. 波及効果

電気設備の技術基準の解釈第 46 条第 2 項の解説に参考文献として「地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン 2017 年版」が引用された。（第 12 回新エネルギー発電設備 事故対応・構造強度 WG 資料 1-2）

4. 今後の展開

再生可能エネルギーの主力電源化に向けて、太陽光発電は大規模な開発できるだけでなく、個人を含めた需要家に近接したところで自家消費や地産地消を行う分散型電源としても、非常用電源としても利用可能である。一方、発電コストがまだ高く、出力が不安定などの安定供給上の課題があることから、更なる技術革新が必要である。

固定価格買取制度に伴い、太陽光発電の導入量を拡大させたが、小出力発電所が多数を占め、構造安全性に懸念のある設備も少なからず導入されている。そのため、太陽光発電システムとしての信頼性を向上させる事が必要と考える。

一方、太陽光発電システムは様々な環境に設置されるようになっているが、その安全確保のための技術や知見等は、現時点では十分とは言えない状況である。昨今、太陽電池発電システムの強風による飛散や積雪による倒壊、土砂崩れ等による太陽光発電システムの損壊が散見されており、（厳しい設置環境 日本）設置環境が多様化する太陽光発電システムの信頼性や安全性に関する社会的関心も高まってきている。

今後、長期安定電源化を目指す取り組みとして、太陽光発電システムとしての安全性や信頼性向上を目指すため、課題を以下とする。

地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドラインの継続的な更新と拡充

本事業では、太陽光発電システムの安全性向上を目的として、杭や架台および太陽電池モジュール単体の実証試験を実施し、その実証試験より取得したデータに基づき、地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドラインを策定したが、昨今の市場動向や新たな技術や知見等を反映させるためにも継続的な更新が必要である。

また、小出力発電所を中心に構造安全性に対する懸念が示されているが、その実態については把握されていないため、広く実態調査したうえで、強度不足の基礎や架台に対する補強技術の開発とそれ

らに関するガイドラインの策定が必要となる。

太陽光発電システムの施工ガイドラインの整備

太陽光発電システムの施工に関する標準化された情報が盛り込まれたガイドラインは、未だ整備されていない。基礎や架台の構造設計において十分な安全性が確保されていても、施工が不適切であればその性能を確保できないため、施工管理に関するガイドラインの策定が喫緊の課題であるとする。

多様化する設置環境に対応した太陽光発電システムのガイドラインの整備

新たな用途開発が進む設置環境において、太陽光発電システム自身と周辺環境の安全確保のために考慮する項目を調査し、電気安全、構造安全に関する設計施工、普及促進のためのガイドライン策定が必要であるとする。

(4) 太陽光発電システムの災害被害の把握と火災防止のための BPD 回路故障調査
 [2016 年～2017 年度] (特定非営利活動法人太陽光発電所ネットワーク)

1. 成果詳細 (火災防止のための BPD 故障対策ガイドラインの作成)

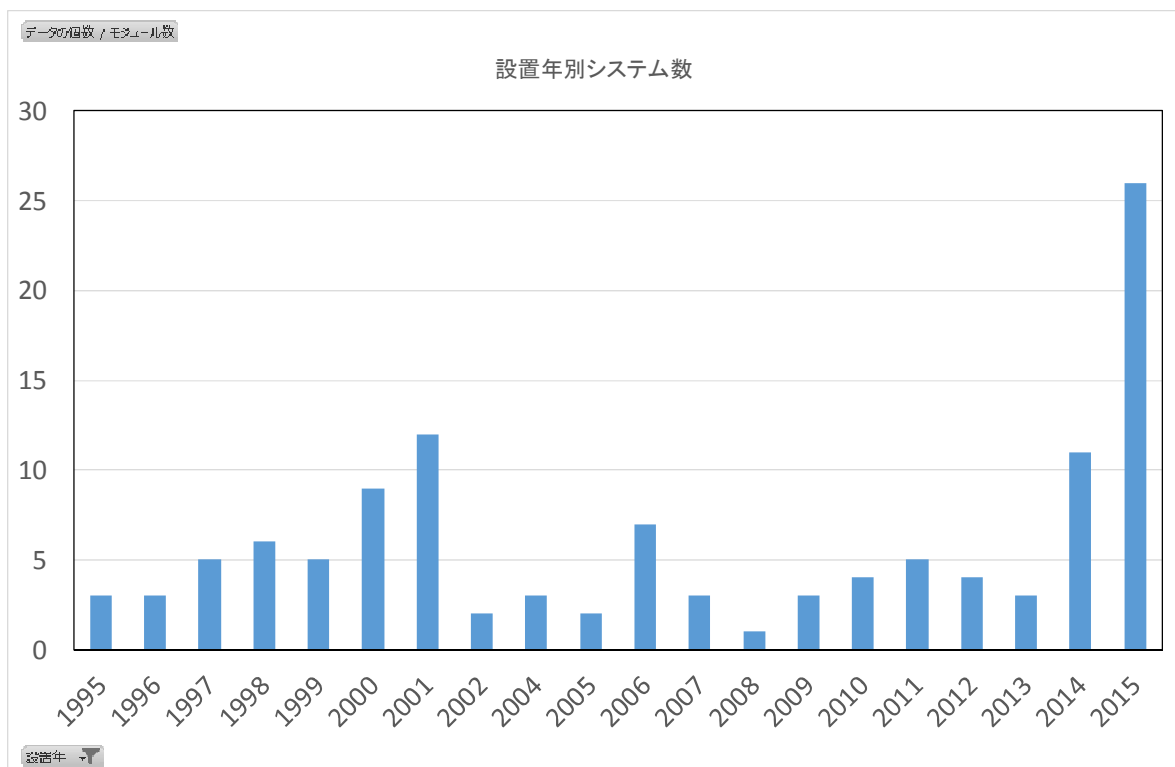
1.1 調査結果、統計的なまとめ

火災発生の要因の一つとされているバイパスダイオード (以下 BPD) に関する故障状況の調査を行った。調査を実施したシステム・モジュール、BPD 回路故障の発見数は以下のとおり。

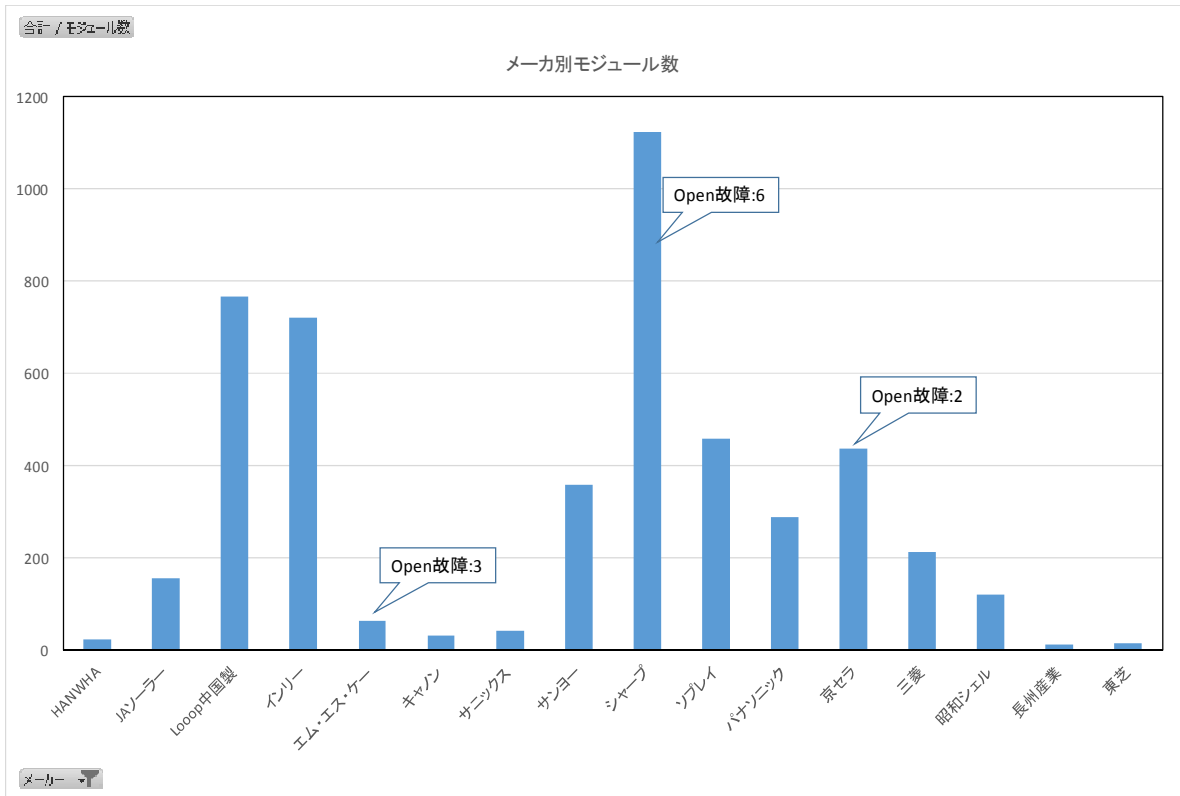
表Ⅲ-2-④-(4)-1 BPD 回路故障調査結果

	2017 年 8 月 30 日現在	備考
調査数	160 システム (約 4749 モジュール)	
オープン故障	8 システム (14 モジュール)	
ショート故障	5 システム	モジュールは未特定
オープン故障発見率	5.0% (システム数割合) 約 0.29% (モジュール数割合)	

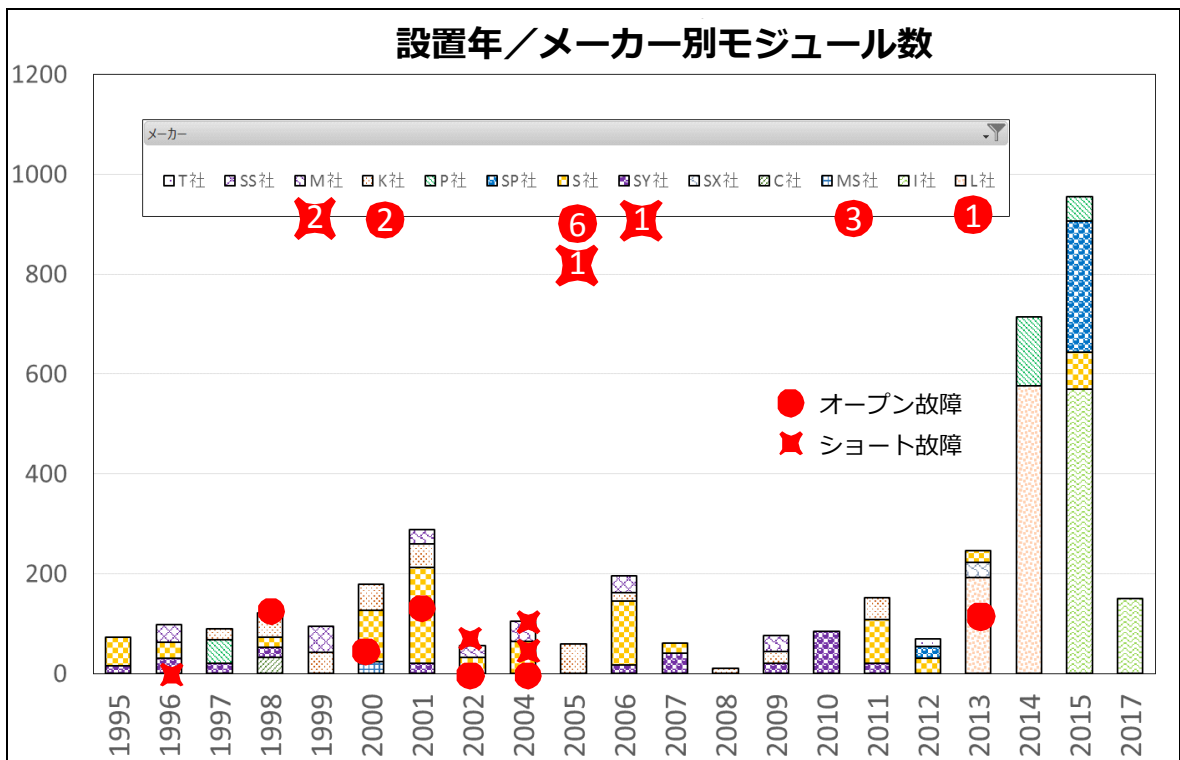
設置年代別調査システム数、メーカー別調査モジュール数、設置年代メーカー別調査モジュール数故障状況を重ねた図を以下に示す。



図Ⅲ-2-④-(4)-1 設置年代別調査システム数



図Ⅲ-2-④-(4)-2 メーカー別調査モジュール数と Open 故障モジュール数



図Ⅲ-2-④-(4)-3 設置年代メーカー別調査モジュール数と故障状況

【考察】

- ・母数の多さから 1 社が目立つが、他社も一定数検出されている
- ・2004 年以前の設置に故障が集中 (すべて pn 接合ダイオード)

1.2 故障状況の詳細

故障を発見したシステムの故障状況の詳細を次に示す。

表Ⅲ-2-④-(4)--2 故障システム一覧

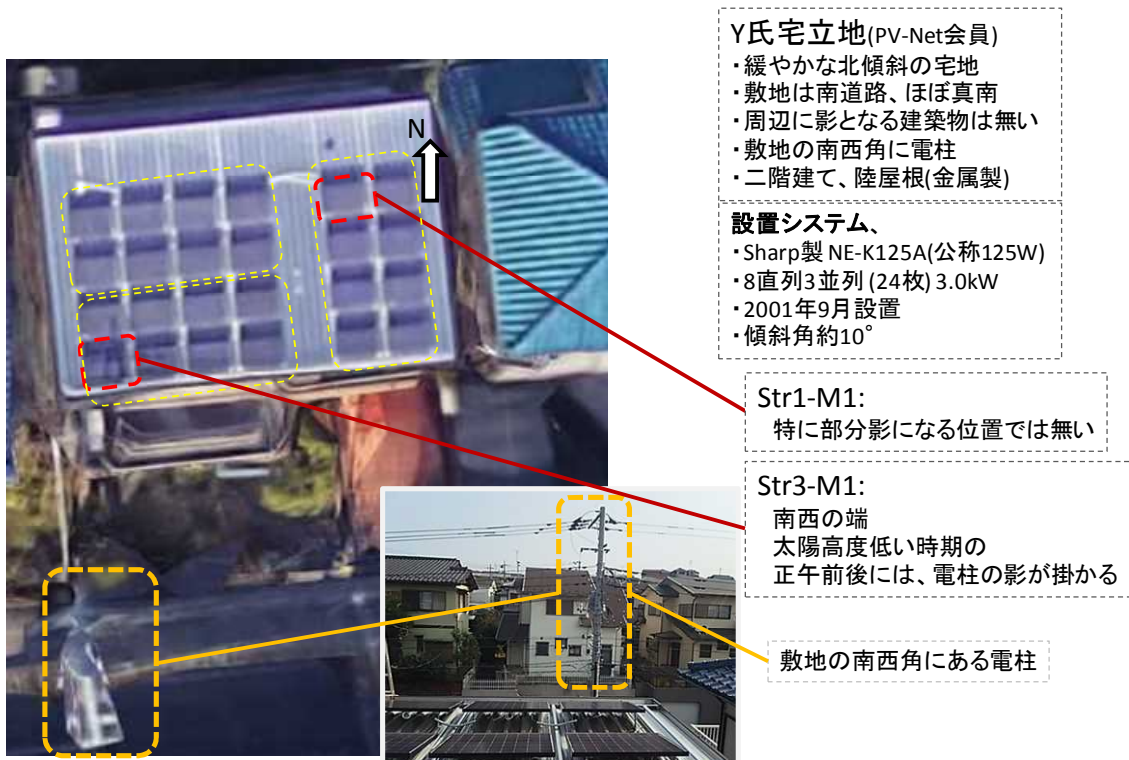
No.	設置場所	メーカー	パネル型式	kW	影	セルタイプ	設置年 & 交換年	パネル数	BPD数	故障モード		評価
										オープン	ショート	
1	埼玉県 上尾市	サンヨー	CCP- A836- F12	3.25	無	単	1996年 2月	30	60		✓	1996年製でVf/BPD=0.4Vはショートではないか。4/4再調査。結果、BPDはモジュール1枚に2個、故にショートと勘違い。1枚ごとの調査で実際にショート故障を1件発見
2	埼玉県 鳩山町	京セラ	R421-1	3.48	無	多	1997年 9月	24	72		✓	3系統にショート疑いあり。発電低下著しい
3	埼玉県 坂戸市	京セラ	R421-1	3.19	有	多	1998年 10月	22	66	✓		2系統ともBPDオープンの判定。再調査の結果、3枚のパネル、3カ所のBPDがオープンを確認
4	神奈川県 横浜市	エム・エ ス・ケー	MSP-49	3.28	—	多	2000年 11月	40	240	✓		ストリング#1、#3、#4でオープン故障検出(※後述する奇数列モジュールと同型。足場を組まないと、詳細調査はできないため、まだ未確定)
5	神奈川県 横浜市	シャープ	NE- 128AH	2.04 8	有	多	2001年 8月	16	48	✓		ストリング#2でオープン故障検出
6	神奈川県 横浜市	シャープ	NE- K125AC	3	—	多	2001年 9月	24	72	✓		ストリング#1および#3でオープン故障を検出
7	埼玉県 伊奈町	三菱	PV- MR101A	3.02 4	無	多	2002年 2月	40	120		✓	Vf/BPD=0.475Vで中途半端な数値
8	神奈川県 川崎市	シャープ	ND- 145BC	4.06	—	多	2002年 3月	32	96	✓		ストリング#1、#2、#3でオープン故障検出
9	岐阜県 多治見市	三菱	PV- MR130C	5.36	—	多	2004年 1月	40	120		✓	開放電圧測定を行った結果、BPDのショートモード故障の可能性
10	滋賀県 大津市	シャープ	NE- 132AN	4.5	無	多	2004年 5月 (2012年 7月 交換)	40	120	✓	✓	ストリング#2でオープン故障を検出。#4、#5のVf値が低くショート故障の可能性
11	栃木県 佐野市	Loop	LP- 250M- 96H	12 × 4	有	単	2013年 6月	192	615	✓		4系統中1系統でBPDのオープンあり。再調査の結果、日置製のBPDチェッカーで当初、3回オープンと判定したが、調査を進めるうちにオープンが再現せず

1.3 故障状況の詳細調査

故障を発見したシステムに関して二次調査として詳細な調査を行った。うち 2 例についてその調査結果を示す。

【ケース 1】 神奈川 シャープ製モジュール 2001 年設置 Open 故障モジュール×2

①設置状況

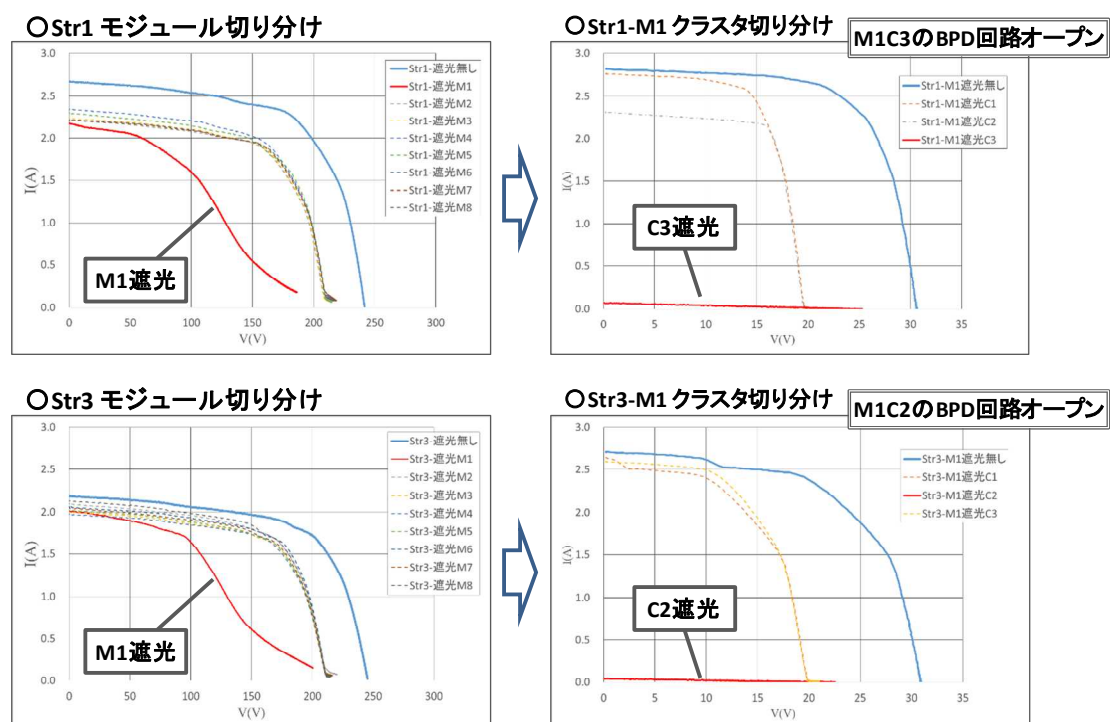


図III-2-④-(4)-4 設置状況

②経緯

- ・2/18 BPD チェッカーによる調査で Str1, 3に“Open 故障” 発見
- ・3/19 BPD 回路故障位置特定の詳細調査を実施
- ・Str1, 3にそれぞれ1ヶ所のB 天候：晴れ（目視上は日射安定） 13:00～15:00
- ・モジュール、クラスタをゴムシートで遮光しながら、I-V 計測を実施
- ・BPD 回路オープンクラスタを発見

③詳細調査方法、モジュールの切り分け



図Ⅲ-2-④-(4)-6 モジュール/クラスタ切り分け時の I-V 特性

④結果

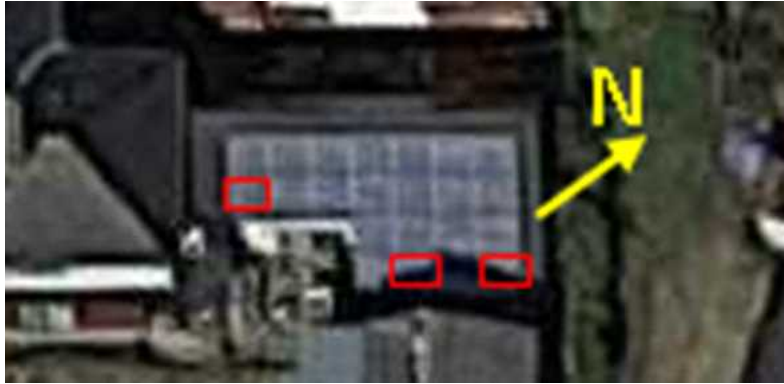
モジュール、クラスタの遮光し、I-V 特性を計測することで、BPD オープン故障のモジュールが特定された。

【ケース 2】 埼玉 京セラ製モジュール 1998 年設置 Open 故障モジュール×2

①経緯

- 2017/4/19 BPD チェッカーでの調査で、2 系統とも BPD 回路オープン検出
- 2017/5/2 詳細調査
- 2 系統の計 3 モジュールで BPD 回路 Open を発見

●異常モジュールの位置 朝、夕に部分影になる位置に符号



異常モジュールの
ジャンクションボックス
の内部
BPD部分のシートに亀裂

図Ⅲ-2-④-(4)-7 詳細調査により特定したモジュールの位置とジャンクションボックス内の状況

②結果

- ・故障発見したモジュールの設置位置は、朝夕に部分影になる位置にある
- ・故障モジュールのジャンクションボックス内はかなりの高温になった形跡が認められる

1.4 統計的考察

調査結果より、オープン故障のモジュール割合は 0.29%である。2017 年の国内累計設置は約 60GW であり、住宅用が約 8 割とすると、住宅用の累計設置量は 48GW となる。また、1 モジュールが 250W とすると、住宅用設置累計モジュール数は 192MW 枚。少なくとも 50%が稼働中として、96MW 枚が稼働中と推定される。

オープン故障のモジュール割合は 0.29%であるため、現在稼働中の住宅用 PV システムでのオープン故障モジュール数は、「96MW 枚×0.0029 = 約 400k 枚=約 40 万枚」になると推定される。そのうち 1/100 が高温になると想定すると、約 4,000 枚のモジュールが高温になり、火災等につながる可能性があると考えられる。

ただし、2004 年度以降設置モジュールに関しては、故障数・率が下がっており、2005 年のバイパスダイオードに関する設計の変更（IEC61215：2005）が一定の効果を上げていると考えることもできる。

しかしながら稼働年数が少ないために、故障数・率が低い可能性もあり、継続した BPD 回路チェックによる実態把握が必要である。

1件/1万件でも、
発火・焼損事故が起
きればリコール対象

<予想発生頻度>					
レベル5: 極高 頻発する/Frequent 10 ⁻⁴ 超		3	1	2	3
レベル4: 高 しばしば発生する/Probable 10 ⁻⁵ 以下~10 ⁻⁶ 超		2	3	1	2
レベル3: 中 時々発生する/Occasional 10 ⁻⁶ 以下~10 ⁻⁷ 超		1	2	3	1
レベル2: 低 起こりそうにない/Remote 10 ⁻⁸ 以下~10 ⁻⁹ 超			1	2	3
レベル1: 極低 まず起こりえない/Improbable 10 ⁻⁹ 以下~10 ⁻¹⁰ 超				1	2
レベル0 考えられない/Incredible 10 ⁻¹⁰ 以下					

A領域(レッドゾーン):
社会的に許容されない
リスク領域

B領域(イエローゾーン):
合理的理由があれば
社会的に許容される
可能性あるリスク領域

C領域(ホワイトゾーン):
社会的に許容される
リスク領域

レベル0	レベルI: 小	レベルII: 中	レベルIII: 大	レベルIV: 極大	<予想発生危害程度>
無傷 None なし	軽微 Negligible 軽傷 製品発煙	中程度 Marginal 通院加療 製品発火・焼損	重大 Critical 重傷・入院治療 火災	致命的 Catastrophic 死亡 火災・建物焼損	

図Ⅲ-2-④-(4)-8 リコールの基準「消費生活用製品のリコールハンドブック 2016」より

1.5 BPD 回路故障の推定原因・要因と提案

今回の調査では、故障数が少なく、また故障モジュールの詳細調査、故障原因の特定までは到っていないため、故障要因は不明のままである。

ただし、ジャンクションボックス内を調査した、埼玉県坂戸市の事例では、オープン故障モジュールが朝夕の部分影になる位置と符合しており、部分影によるバイパス回路への電流が多く流れ、ダイオード回路の温度上昇を経由してオープン故障に到った可能性は高い。少なくとも、部分影がオープン故障に関連しているといえる。

住宅用は特に都市部で、その設置状況、住宅事情から部分影となるケースは非常に多いため、特に都市部、住宅密集地域でのモジュールの BPD 回路オープン故障の発生が高めになる可能性はある。今後、特に都市部の住宅用システムの BPD 回路調査が求められる。

1.6 奇数列モジュールの BPD 回路検査

今回の調査で、セルの奇数列モジュールでのシステムも調査を行った。現状の BPD チェッカーを使用する調査方法では、このようなセル奇数列モジュールは回路オープンのチェックが事実上困難であることが明らかとなった。

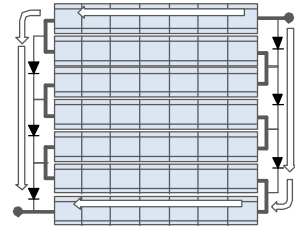
確実に故障を発見する方法としては、発電状態にある時にセル列ごとに遮光しつつ I-V 特性を測定し、その結果からの判定方法しかない。しかしモジュール設置場所に登り、さらに正確なセル列の遮光が必要であり、非常に困難な方法である。

- ・ “東京都日野市住宅でのBPD回路異常”は、再度の調査の結果から、**異常と断定できない。** → 恐らく正常
- ・ BPDチェッカーで“Open”判定の原因
 - ・ セル列が奇数のモジュールで、必ずセルがチェック回路に直列に入るため。(夜間でも、BPDのみの直列回路を形成できない)
 - ・ 直列に入るセルの状況により、計測が不安定になる
 - ・ 計測電流(100mA)以上発電 → [過電流]で計測エラー
 - ・ 計測電流(100mA)以下の発電 → [正常]と判定
 - ・ 発電していない → 高抵抗 → [オープン故障]と判定
 - ・ → いずれも、BPD回路の検証にはならない
- ・ **奇数セル列モジュールは、外部からチェック出来ない**
 - ・ 今後：結果の不安定さ、高いVf値から奇数列かを判別

・異常判定の出たstringの再チェック結果
 正常/オープン故障/過電流エラーが不安定に出る。 Vf値が高く出る。

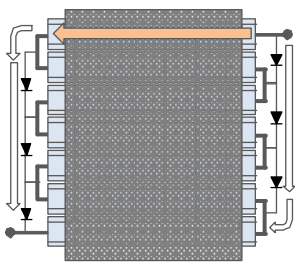
Date	Data	Judge	Error	MeasVf	MeasVo	Measisc	string
2017/2/5 17:57	69	オープン故障検出(NGI)	なし	-	0.21	-0.003	PV2
2017/2/5 17:58	71	-	過電流検出エラー	-	0.21	-	PV2
2017/2/5 17:59	72	BPD検出	なし	38.87	0.21	-0.002	PV2
2017/2/5 17:59	73	-	過電流検出エラー	-	0.23	-	PV2

・MSK製 MSP-49SP-F
 ・8直3string 2000/10設置



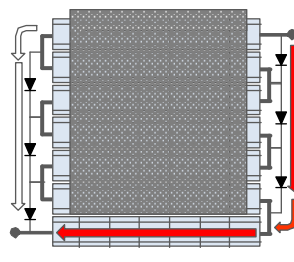
・奇数セル列モジュールは、必ずセルが直列に入る。BPD回路のみにならない

図Ⅲ-2-④-(4)-9 セル奇数列モジュールのBPD回路故障チェック

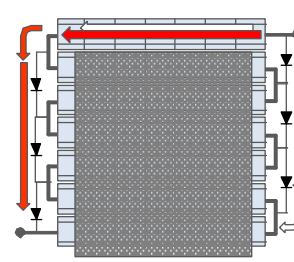


全面遮光すると、BPD回路が形成できない
 ? stringでIV計測しても必ず“抵抗性”を示す
 → BPD回路のチェックが出来ない

→必ずどこかのセル列を電流が流れなければならない
 ?必ず発熱する



最後列のセル列以外を遮光
 → **右側BPD回路**と最後列セル列を電流が流れる
 ? IV特性で判定できる



最前列のセル列以外を遮光
 → **左側BPD回路**と最前列セル列を電流が流れる
 ? IV特性で判定できる



・BPD回路のオープンチェックには、モジュール毎に**最低2回は遮光でIV計測**をしなければならない

図Ⅲ-2-④-(4)-10 セル奇数列モジュールのBPD回路チェックの方法

奇数列モジュールは、住宅用屋根一体型での採用が多いが、その場合住宅の屋根部材との間隔が少なく、さらに閉鎖された状態で熱がこもる状況にあることから、高温になり、火災に至る可能性が高いことが容易に推測される。

- ・ オープン故障が発生しても事実上発見できない
- ・ 屋根部材との間隔が狭い
- ・ モジュール裏が閉鎖されている

またこうした状況から、セル奇数列モジュールに関しては以下の対策などが求められる。

- ・ BPD 回路が必ず形成されるように、BPD を挿入する
- ・ 設置に際して、屋根構造材との間隔を一定距離以上空ける
- ・ 屋根構造材との間を金属にて隔離する

1.7 検査装置及び検査についての留意点

本調査にあたり、多くの住宅用 PV システムのオーナーに協力いただいたが、同時に調査の難しさも浮き彫りになった。今後、調査を実施するにあたっては以下の点に十分な留意が必要である。

・ 設置状況が千差万別であり、事前の調査・情報収集／確認・準備が必要。その工数・期間を確保する必要がある

- ・ 古いシステムだけでなく、システム設置の状態を確認できる資料・情報が補完されていない可能性も高い。システム構成が確認できる書類、配線図の不備、接続箱の型が様々なため一様な測定ができない
- ・ 原則、夜間測定のためパネルの状況が把握しづらい
- ・ 接続箱の設置場所が高所のシステムも多く、高所作業、感電など安全への配慮が必要
- ・ 故障モジュールの特定は、原則昼間の発電中となり、BPD 調査自身と合わせて 2 回現地に赴く必要がある
- ・ 保証期間中は、メーカー施工 ID 保持者しか、機器操作が認められないケースもあり、システムオーナーの調査への同意を取れない可能性がある

また今回、日本カーネル社の BDC15310 を主として用いたが、日置電機製のバイパスダイオードテスト FT4310 も試用した。FT4310 は昼間の発電中でも BPD 回路チェックができるという特徴が謳われている。実際、昼間の発電中に BPD 回路チェックが可能であれば、調査数の確保や異常時の対応（I-V 特性の測定）などに大きなメリットがある。

しかし、今回の調査で FT4310 を使用した栃木県佐野市のケースでは、日本カーネル製のチェッカーでオープンと判定され、再調査時に FT4310 で測定した結果、当初 3 回はオープンと判定しながらも、その後オープン故障が再現しないという現象が発生した。

原因は、推定ではあるが、FT4310 は大電流（発電中の I_{sc} 以上の）を流すため、BPD のオープン回路部分がアークなどにより、接続されてしまったのではないかと思われる。

故障が再現しない状態に戻ってしまう可能性があることから、FT4310 のように I_{sc} 以上の電流を流して発電中の BPD 回路チェックを可能にするチェッカーについては、いま一度、判定の確実さを精査した上での調査への使用が必須である。

2. 成果詳細（災害時の被害状況および現場対応状況の実態調査と安全確保体制のガイドライン作成）

2.1 調査概要

4 月 16 日未明に発生した熊本地震の激震地だった益城町中心に、4 月 27 日、28 日、6 月 24 日、25 日にかけて計 2 回の調査を行った。益城町で獲得したデータのサンプル数は 97 件（一次：22 件、二次：75 件）。この 97 件を益城町の被害 PV システム調査データとして集計する。

太陽光発電システムの所有者が在住し、なおかつ調査協力が得られる場合には、調査票の質問事項について、インタビュー調査が可能となった。この調査を「インタビュー調査」と呼ぶことにする。さらには、調査員がパネルの外観やパワーコンディショナ（以下 PCS）の動作を確認することによって、パネル被害の状況を判断した。これを「外観調査」と呼ぶこととする。以上から、フィールド調査は、「インタビュー調査」と「外観調査」によって構成される。

アンケートに基づくフィールド調査では、インタビューやヒアリングが調査の基本であるが、避難を余儀なくされている震災直後での PV システムの被害状況確認においては、PV システムの所有者が不

在であるケースが多く、インタビューだけでは十分なデータ収集が困難であった。より多くの PV システムの被害データを集める目的から、調査員が PV システムの被害状況を外から確認する外観調査を取り入れ、インタビュー調査と組み合わせて、被害 PV システム調査のフィールドデータとして採集する方法を用いた。

益城町における一次調査でのインタビュー調査は 9 件、二次調査のそれは 32 件。計 41 件のインタビュー調査のデータ数を得ることができた。加えて、一次調査の外観調査数は 13 件で、二次調査のそれは 43 件。計 56 件が益城町での外観調査の数となる。益城町での二度のフィールド調査で、インタビュー調査を行えた割合は 42%であった。

表Ⅲ-2-④-(4)-3 益城町フィールド調査

	インタビュー調査	外観調査	インタビュー調査の割合
一次調査	9	13	—
二次調査	32	43	
小計	41	56	
合計	97		42%

外観調査では、建物の被害とパネル被害について、目視で確認・評価を行った。パネルの被害に関しては、「被害なし」「損傷は軽い」「損傷は著しい」の 3 段階評価から一つを選ぶことになる。

2.2. 太陽光発電の被害状況に関するデータ

①PV システム平均設置年数

フィールド調査件数 97 件中、インタビュー調査によって確認できた 24 標本の PV システム設置年数のデータを抽出。その平均設置年数は 8.7 年であった。

表Ⅲ-2-④-(4)-4 PV システム平均設置年数

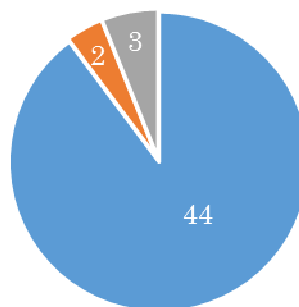
調査件数	24 件
平均設置年数	8.7 年

②パネルの被害状況

インタビュー調査と外観調査から採取されたフィールド調査の標本数 97 件から、パネルの被害調査データを所有する標本 49 件を抽出。それらの標本を被害状況によって分類し、下記図表と円グラフにまとめた。

表Ⅲ-2-④-(4)-5 フィールド調査に占めるパネルの被害状況

評価	件数	割合
被害なし	44	90%
損傷は軽い	2	4%
損傷は著しい	3	6%
合計	49	100%



49 件の標本数は益城町でのフィールド調査全体の 51%弱である。つまり本調査において、PV システムに関する被害状況が把握できたのは、全体の約半数であった。

次に、インタビュー調査で得られた標本数 41 件に限定して、パネルの被害状況に関するデータを所有する標本を抽出した。標本数は 29 件だった。

表Ⅲ-2-④-(4)-6 インタビュー調査に占めるパネルの被害状況

評価	件数	割合
被害なし	26	90%
損傷は軽い	1	3%
損傷は著しい	2	7%
合計	29	100%

インタビュー調査の標本数 29 件の 90%、フィールド調査の標本 49 件の 90%が「パネルの被害なし」と答えている。この調査結果から、PV 設置住宅での震災によるパネル被害の割合は 10%程度である推察できる。

③パネル被害と建物・屋根被害と関係

パネルの被害状況（49 件）と建物・屋根の被害状況（66 件）との相関関係を調べた。両方のデータがそろっていたのは 43 件。その結果を以下に示す。

表Ⅲ-2-④-(4)-7 パネル被害と建物・屋根の被害の関係

	建物被害なし	建物損傷は軽い	建物損傷は著しい	合計
パネル被害なし	20 (47%)	15 (35%)	3 (7%)	38 (88%)
パネル損傷は軽い	0	1 (2%)	1 (2%)	2 (5%)
パネル損傷は著しい	0	1 (2%)	2 (5%)	3 (7%)
合計	20 (47%)	17 (39%)	6 (14%)	43

上記の表から、パネルの被害と建物の被害が相関していることが理解できる。同時に、建物の被害が著しいにも関わらずパネルの被害がないと報告されているケースが 3 件あることや、建物の損傷は軽いのがパネルの被害が著しいと報告されているケースが 1 件あることがわかった。

⑤パネル被害状況と、家屋の築年数および PV システム設置年数との関係

41 件のインタビュー調査では、家屋の築年数と PV システムの設置年数についても確認している。家屋の築年数のデータを持つ標本数は 26 件、PV システムの設置年数のデータを持つ標本数は 14 件であった。

表Ⅲ-2-④-(4)-8 家屋の築年数のデータに占めるパネルの被害

評価	件数
被害なし	25
損傷は軽い	1
損傷は著しい	0
合計	26

表Ⅲ-2-④-(4)-9 PV 設置年数データに占めるパネルの被害

評価	件数
被害なし	13
損傷は軽い	1
損傷は著しい	0
合計	14

次にパネルの被害状況と家屋築年数の散布図を作成した（図Ⅲ-2-④-(4)-12）。横軸は家屋の築年数、縦軸はパネルの被害状況（1. 被害なし 2. 損傷は軽い 3. 損傷が著しい）を示す。この散布図から、1件の例外を除いて、パネル被害と家屋築年数の相関は認められなかった。

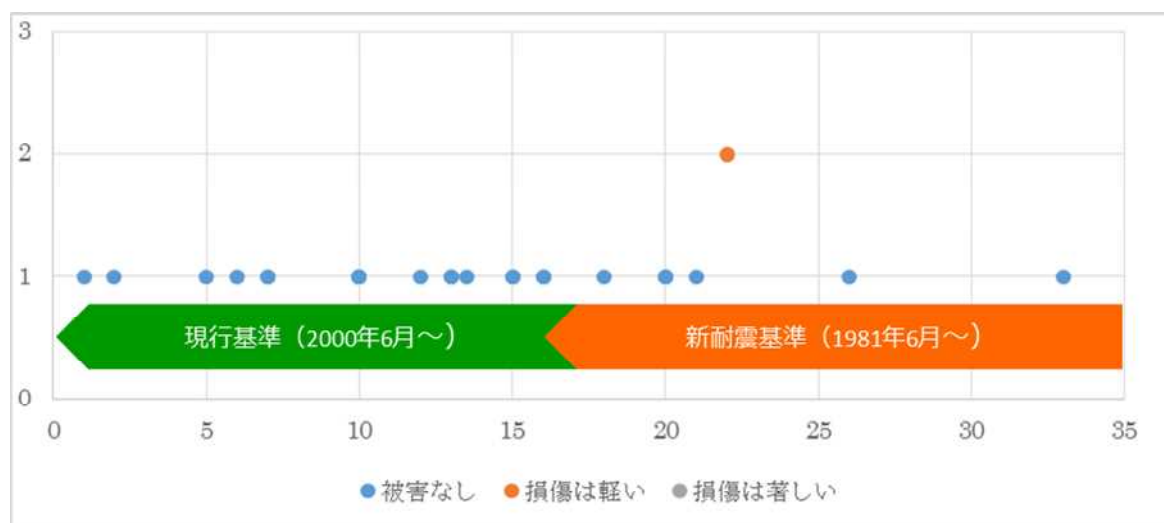
パネルの被害状況と PV システムの設置年数の散布図について作成した（図Ⅲ-2-④-(4)-13）。横軸は PV 設置年数、縦軸はパネルの被害状況（1. 被害なし 2. 損傷は軽い 3. 損傷が著しい）。この図から1件の例外を除き、パネル被害と PV システム設置年の関連性は認められなかった。

1件の例外ケースとは、木山地区でインタビュー調査を実施した築22年の家屋である。2015年に後付けで PV システムを設置したが、今回の地震によって1階部分の損壊と、太陽熱温水器が動いてしまったことによるパネルのフレームの変形が確認された。

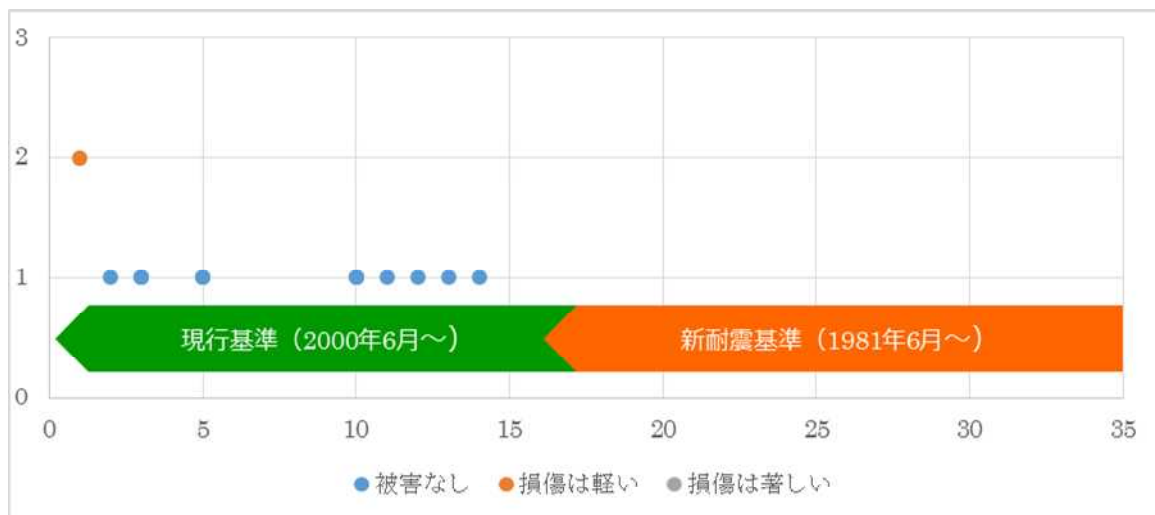
22年という築年数は、1981年以降の「新耐震基準」に合致しているが、阪神・淡路大震災を受けて木造の耐震基準が2000年に大きく改正された「現行基準」を満たしていない。実際、益城町中心部の被害では、1981年以降に建てられた1196棟のうち、180棟・約15%の建物が大破・倒壊・崩壊している。本調査では、旧耐震・新耐震基準で建てられた2000年以前の建物であってもパネル被害のないケースは珍しくなかったが、新耐震基準で屋根・建物被害を免れた建物は皆無であった（図Ⅲ-2-④-(4)-14参照）。



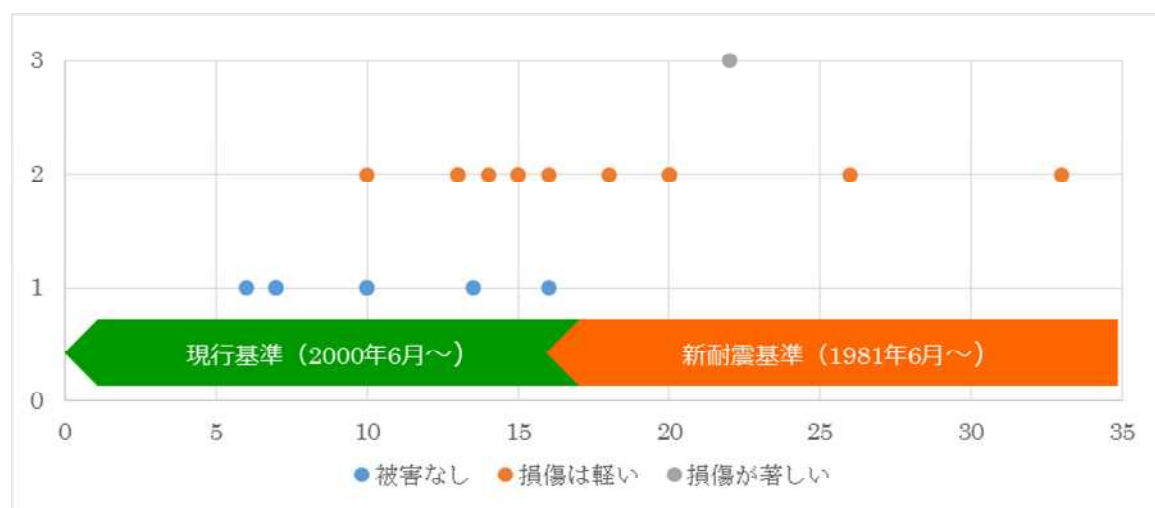
図Ⅲ-2-④-(4)-11 （左）1階部分は激しく損傷 （右）温水器がずれたことでパネルに歪み



図Ⅲ-2-④-(4)-12 パネル被害と家屋築年数の関連性



図Ⅲ-2-④-(4)-13 パネル被害と PV システム設置年数の関連性



図Ⅲ-2-④-(4)-14 屋根・建物被害（木造）と家屋築年数の関連性

2.2 PV システムの設置に不向きな建物と、必要な耐震基準

熊本地震での建物被害の特徴として目立ったのが、2 階部分や屋根には損傷がないが、1 階部分を押し潰すように損壊しているケースである。今回の地震で一般にも知られるようになった設計用語に「直下率」がある。1 階と 2 階の柱や壁の位置が合致している割合を意味し、この割合が高いほど、揺れに強い。耐震性の高さを示す重要な指標となっている。この直下率の高さは、PV システムの耐久性・安全性にも直結する。

1 階の多くの部分を駐車スペースとし、壁や柱が少ない直下率の低い構造（ピロティ形式）の住宅で、このような倒壊が多く見られた。その一方で、壁面の多い箱型陸屋根の建屋では、建物も PV システムもほとんど損傷がなかった。とはいえ一般的には、南側は開口部を大きく取るため、壁が少なくなることが多い。そのうえ、パネルを取り付けるのは主に南面である。もともと直下率の低い建物に、重量のかかる PV システムを載せた場合、耐震性に悪い影響をもたらす可能性は十分にある。



図Ⅲ-2-④-(4)-15 直下率の低さやPVによる屋根の重さが原因で、一階部分が倒壊したと思われるケース

また、建築基準法では2階建て以下かつ延床面積500m²以下などの木造住宅では、構造安全を確保するための「必要壁量」が設けられている。必要壁量は、屋根の重さによって定められた係数に、床面積を乗じることで算出される。必要壁量が建築基準法の基準を満たせば耐震等級1。耐震等級2や3はそれよりもレベルが高い。耐震等級1の1.5倍の地震にも耐えられる耐震等級3の建物については、大きな被害のあった益城町中心部においても、大部分が無被害だった。

ところが、PVシステムを設置した場合には屋根の重量が増すため、耐震等級が落ちる可能性がある。つまり、古い耐震基準で建てられている建物や、建築基準法の最低基準で作られた建物であれば、後からパネルを載せることでの倒壊のリスクは格段に高くなる。

金属板、スレートなど軽い屋根の建物		
等級 1	等級 2	等級 3
 15 29	 18 45	 22 54
瓦葺きなど重い屋根の建物		
等級 1	等級 2	等級 3
 21 33	 25 58	 30 69

図Ⅲ-2-④-(4)-16 地震係数表。数値は地震に対して必要な壁の量（床面積あたり cm/m²）

損傷ランク	V(破壊) 倒壊	IV(大破) 全壊	Ⅲ(中破) 大規模半壊	Ⅱ(小破) 半壊	I(軽微) 一部損壊	無被害
損傷比率 <small>※1</small> 旧耐震基準 ~1981年6月 1981年6月 ~2000年5月 2000年 6月~ 新耐震基準 うち 耐震 等級 3	214 棟 (28.2%)	133 棟 (17.5%)		373 棟 (49.1%)		39 棟 (5.1%)
	76 棟 (8.7%)	85 棟 (9.7%)		537 棟 (61.2%)		179 棟 (20.4%)
	7 棟 (2.2%) <small>※2</small>	12 棟 (3.8%)		104 棟 (32.6%)		196 棟 (61.4%)
	0 棟 (0%)	0 棟 (0%)	0 棟 (0%)	2 棟 (12.5%)		14 棟 (87.5%)
損傷イメージ <small>※3</small> 概念図						

図Ⅲ-2-④-(4)-17 熊本地震における木造住宅の建築時期別の損傷比率
 (出展：一般社団法人くまもと型住宅生産者連合会「耐震等級3のススメ」)

今後の PV システムの導入に向けては、既存住宅への ZEH 化など、すでにある住宅ストックへの PV 設置が拡がることが予想される。同時に、大きな地震に備えた耐震性能との両立は不可欠であり、PV システムを設置する際にも、現状の最高レベルの耐震基準を確保することを基本に考えたい。

2.3 パネルおよび建物の損壊における火災安全について

パネルの被害状況と建物・屋根の被害状況との関係から明らかとなったのは、配線、接続箱、PCS が損傷することによる危険性である。「建物の損傷は著しい」が「パネル被害なし」および「パネル損傷は軽い」と報告されているケースでは、建物の倒壊や PCS の脱落により、内部の直流配線が損傷したまま発電が行われることも想定され、火災や感電事故等の PV システムに起因する二次災害を誘発する恐れがある。写真のように、接続箱や PCS が壁から脱落している事象が数多く見られた。室内に設置されている場合、1 階部分が倒壊すると配線の状態を確認することは難しい。二次災害を防ぐためには、家屋倒壊のケースや、避難時のブレーカの切りやすさ、在宅避難時の自立運転の使いやすさなど

を鑑みて、接続箱・PCS の設置箇所に関する指針を明確にする必要性が求められる。

一方で、1 階がほぼ全壊しているように見え、接続箱や PCS をつなぐ配線の状況を確認できない住宅のなかには、電柱からの引き込み線が切断されていたり、接続箱に入力しているケーブルが取り外された上、適切に処理されていた例があったケースも見られた。

接続箱や PCS に適切な処置が施されていた例では、居住者と旧知、近所の電気工事関係者が関与していたケースが確認できた。益城町の場合、人口が約 3 万人と小さく、電気工事関係者を含む地域のネットワークが機能する規模だったことも、一定の災害対応ができていた理由の一つであろう。規模が大きく、人口が密集する町や都市で、同じような災害が発生した場合、PV システム起因の二次災害が起きる可能性は否定できない。海外では、火災や感電への対策として、直流電流を遮断する手法に注目が集まっているが、こうした技術的アプローチと、前述のようなコミュニティによる自助・共助的なアプローチ、両面での対策が重要になってくるだろう。



図Ⅲ-2-④-(4)-18 (左) 接続箱の配線は処理されていた (右) PV-Net にて処置を実施



(下) 分電盤のブレーカは切ってあったが、パネルから PCS までの電流は流れていた

3. 成果の実用化・事業化に向けた取り組み及び見通し

(ア) バイパスダイオード (BPD) 故障調査

事業終了後は、産総研の研究テーマ「太陽電池モジュール内バイパス回路の長期耐久性の検証／太陽電池モジュール内バイパス回路の耐久性に関する試験・研究」内で、BPD のフィールド調査を継続実施し、プロジェクト全体（太陽光発電システムの安全確保のための実証）によるガイドライン作成のための情報提供を行った。また故障判定の課題も露見したため、検査装置メーカーへのフィードバックを実施した。

2019 年 1 月には、消費者庁・消費者安全調査委員会より、調査報告書「住宅用太陽光発電システムから発生した火災事故等」が発表されたが、同委員会の調査段階において、BPD 調査の内容・結果等をふまえた情報提供を行った。

本実証により、当団体が会員組織を活かした実フィールドを有しており、その有効性が O&M 事業者や検査装置メーカーなどに広く認識されるようになった。現在は、アーク放電や BPD 故障を遠隔で検知可能な監視装置の実証試験を、メーカー数社と共同で取り組んでいる。

また調査では、BPD の故障以外にもさまざまな不具合や施工不良が判明した。前述の消費者事故調報告でも、約 7 割の PV 設置者が保守点検を行っていないという実態が明らかとなっている。一方で、住宅用 PV のメンテナンスは高所作業を伴うなど、危険性が高いにも関わらず規模が小さく、事業者からは敬遠されるなどの状況も起きている。住宅用 PV の設置はすでに 230 万戸を超えており、再エネの主力電源化を目指すためには、このような発電所が適切にメンテナンスされ、長期に発電性能を維持し続けなければならない。こうした社会的ニーズを鑑みて、住宅用 PV 専門のメンテナンス事業を試験的に開始している。

(イ) PV システムに係る災害時の被害状況と現場対応状況の実態調査

本調査では家屋被害とパネル被害の相関もさることながら、家屋の倒壊による火災・感電の危険性についても大きな課題として捉えてきた。災害現場の実態や声を受け、北米などでは規制面から普及が進んでおり、パネル単位での発電停止が可能なマイクロインバーターの本格導入を、業界団体や PCS メーカーなどに対して呼びかけたが、コスト高になるという理由から、国内で採用の動きがみられることはなかった。ところが 2019 年に入り、マイクロインバーターを備えた少数のパネルで構成する PV システムが、複数のメーカーよりリリースされている。

従来の太陽光発電システムは FIT 制度のもと、いかに多くの容量・枚数を設置するかが重要視されてきたが、FIT 価格の下落と卒 FIT の到来によって、太陽光発電のトレンドは自家消費型へとシフトしつつある。この自家消費ニーズに着目し、また低電圧でも動作するというマイクロインバーターの特性を活かす発想から生まれたのが、使う分だけの太陽光パネルを設置する低コスト・コンパクト型の PV システムである。

新築住宅の建設が頭打ちになるなかで、こうしたコンパクト型の PV システムは、屋根が狭い、建物が古いなどの理由から PV の設置をあきらめていた家庭の課題を解決するものとなる。当然、安全面でも期待が大きいことから、取り扱いメーカーおよびマイクロインバーターメーカーとの協働のもと、太陽光発電の新たな提案・選択肢の 1 つとして、コンパクト型 PV システム取り扱いの試行をスタートした。今後、大量に発生するリユースパネルとマイクロインバーターを組み合わせるといった可能性についても模索している。

⑤ZEB 実現に向けた太陽光発電システム技術開発

(1) 壁面設置太陽光発電システム適用高出力化技術・建築機能性評価技術の開発

[2018 年度] (株式会社カネカ)

1. 成果詳細

1. 1 研究開発項目の成果

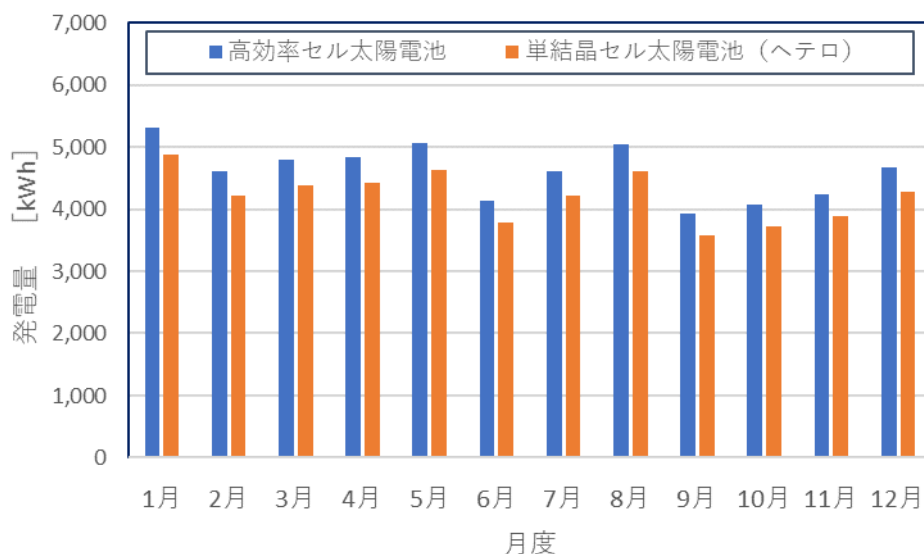
(1) 高効率セルによるモジュール効率向上

①目標

壁面設置面積当たり発電量向上として、高効率セルの壁面用太陽電池モジュール適用によりモジュール変換効率+10%を目指す。

②達成状況

高効率セルを活用したモジュール設計において、セルの充填率向上、セル間接続配線のシリーズ抵抗低減による高出力化を実現する配線構造を決定し、変換効率 21%の太陽電池セルを適用する事によって、モジュール効率 15.9%~18.9%を得られることを確認した。今後、高効率セルの性能向上に関する取組によって、変換効率 23%の太陽電池セルを適用すればモジュール効率として 21%を期待できる。今回設計した 24 種類のモジュールの実装を想定した実建築物の発電量シミュレーションを図Ⅲ-2-⑤-(1)-1 に示す。ヘテロ接合型単結晶セルを用いた場合の年間発電量推定が 50.6kWh であるのに対して、今回の高効率セルを用いた場合には 55.3kWh と、9.3%の年間発電量の向上が見込まれる。



図Ⅲ-2-⑤-(1)-1

今回は高意匠の既築建築物への実装を想定し、多種のモジュール寸法に対する検討のためモジュール効率の最適化は困難であったが、モジュール寸法の標準化の重要性が確認された。今後、1200mm又は900mmを基準寸法とした設計により、モジュール効率22%達成への見通しを得られた。目標+10%の見通しは得られたといえる。

ベンチマーク試験として図Ⅲ-2-⑤-(1)-2に示すとおり、垂直設置モックアップ架台を作成し、太陽電池モジュールを設置し、実出力の評価を実施した。



図Ⅲ-2-⑤-(1)-2

本垂直設置モックアップは建築物の壁部に多く採用されているプレキャストボード（PC板）を活用した。PC板にはあらかじめ太陽電池モジュールが埋め込めるように加工し、作業性向上と意匠性向上の双方の確認も兼ねて実施した。本モックアップでの初期的な発電データとしてはモジュール変換効率19%に準拠した屋外出力特性が確認されている。

③目標に対する課題と解決方針

目標であるモジュール変換効率+10%の向上に対して、見通しは得られた。一方で今後の課題としては高効率セルの収率向上、性能向上があげられる。現在、生産設備の改良や生産時の各処方を改善しており、セル変換効率を当初目標の24%に高めるべく進捗中である。

また、ベンチマーク試験としての垂直設置モックアップ架台は、今後、通常のヘテロ接合型太陽電池モジュールとの詳細な出力特性比較を実施し、壁面設置面積当たりの発電量向上を確認する予定である。

④成果の意義

屋上面積が限られている建築物にてZEB実現を達成するには高いハードルがある。屋上のみ太陽光発電システムを搭載してもZEB化には至らぬケースがある。本状況を打破するためには壁面設置太陽光発電システムは有効な手段となる。但し、従来の太陽電池を壁面設置するのみでは、発電量不足が想定される。そのために本開発による発電量向上は有意義な成果となる。また、建築物には性能以外にも外観や意匠性を求められる。特に壁面部は意匠を大きく左右する要素となる。今回開発したモジュールでは図Ⅲ-2-⑤-(1)-3のとおり、裏面電極の配線構造による影響が意匠に表れていない。



図Ⅲ-2-⑤-(1)-3

本太陽電池モジュールは既設建築物のファサードに設置する外観として適合している。また、新設の建築物に採用するにふさわしい外観と意匠性を有している。今後の新設建築物のZEB化や既設建築物のZEB改修において、おおいに貢献できる技術開発といえる。

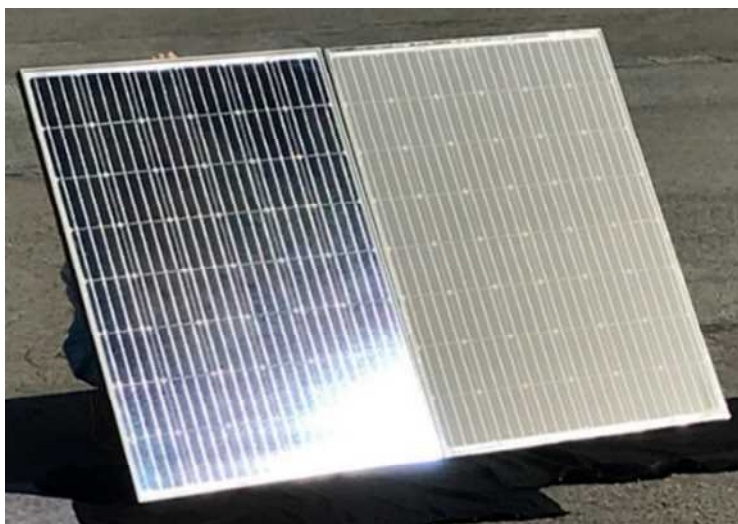
(2) 角度特性改善（広角化）による壁面発電量向上

① 目標

壁面設置面積当たり発電量向上として、壁面斜入射時の太陽光を効果的に太陽電池モジュール内に収集するための光閉じ込め効果にて+10%を目指す。

② 達成状況

強化ガラスの表面構造を防眩加工しカバーガラスとした防眩型結晶系太陽電池モジュールを製作し、広角化技術の検証を実施した。図Ⅲ-2-⑤-(1)-4 のとおり、代表的な防眩型結晶系太陽電池を示す。図中の左側は従来の結晶系太陽電池であり太陽光の直接反射が顕著であるのに対して、右側の防眩型結晶系太陽電池では太陽光の直接反射が減少していることが目視できる。



図Ⅲ-2-⑤-(1)-4

各種建築部材と従来結晶系太陽電池（従来結晶系 MD）、防眩型結晶系太陽電池（防眩型結晶系 MD）の 60 度光入射角での光沢度を比較した結果を表Ⅲ-2-⑤-(1)-1 に示す。

表Ⅲ-2-⑤-(1)-1

		60度光沢度
陶器瓦		7.2
金属瓦		2.0
スレート瓦		2.5
防眩型結晶系MD	セル上	3.0
	タブ線上	7.4
従来結晶系MD (ARコート)	セル上	21.6
	タブ線上	67.5

防眩型結晶系 MD の光沢度は各種建築部材と同等の光沢度を有しており、従来結晶 MD に対してセル部で 7 分の 1 以下、タブ線上で 9 分の 1 以下となっていることが確認された。高入射角での光入射に対して角度特性が改善された結果であり、その改善水準は、金属瓦の 2 分の 3 以下、陶器瓦の 2 分の 1 以下であることから、既にも実証済みであるフロートガラス薄膜太陽電池モジュールと同水準の広角化が強化ガラスでも確認されたことになる。すなわち、フロートガラス薄膜太陽電池モジュールで実

証した「直達光の 60 度以上の斜入射における 10%程度出力電流増」を見込む結果であり、モジュール効率向上としては実証実績で+3%以上、最適化試算で+10%を見込むことができ、本目標は達成できたといえる。

③目標に対する課題と解決方針

高角度特性改善（広角化）による壁面発電量向上では、目標の+10%を達成できた。今後は図Ⅲ-2-⑤-(1)-5 で示したモックアップ架台を用いて屋外環境下で定量的に実証評価を実施していく計画である。

④成果の意義

前述の通り、建築物の ZEB 化において壁面設置太陽電池は重要なシステムであり、本開発は ZEB 化技術に多いに寄与する。また、防眩加工による太陽光の直接反射軽減は光害問題を軽減することができる。建築物では過去に熱線反射ガラスによる反射光が生じた事例もあり、本広角化太陽電池は本事例に対する解決策としても寄与できる。

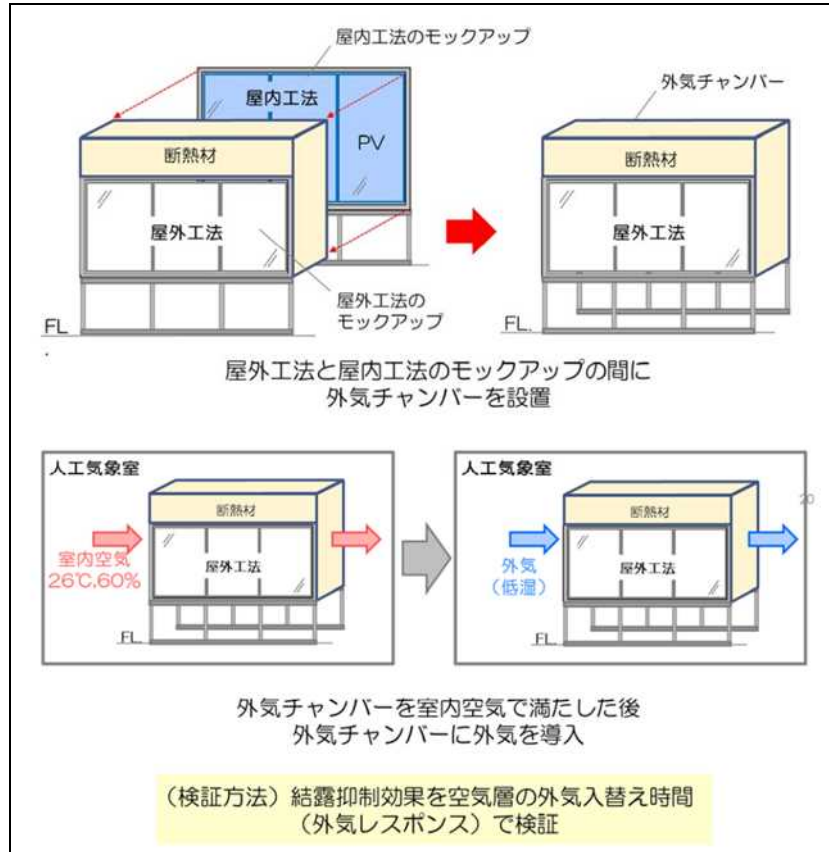
(3) モックアップ実装評価、断熱・耐結露等建築機能性評価

①目標

建築物の実装には耐荷重及び耐風圧、気密、水密、結露対策等の適合が必要であり、太陽電池の建築機能の評価方法の検証と開発を目標とする。

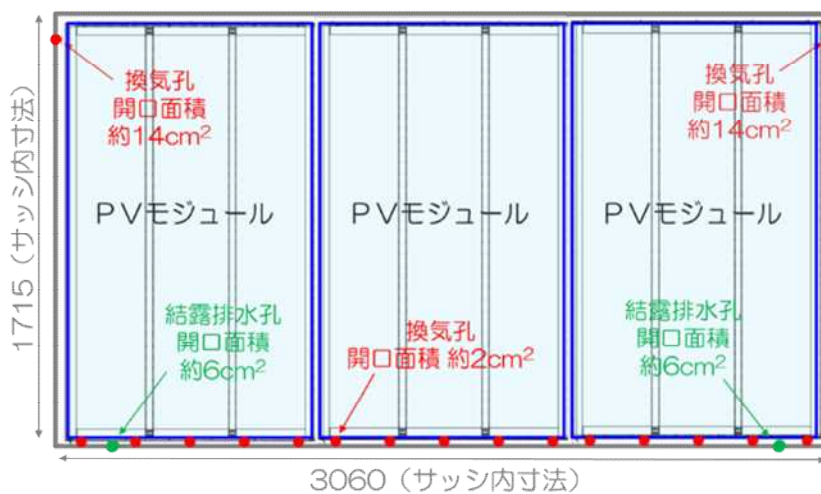
②達成状況

建築物の ZEB 実現に向けた太陽光発電システムの開発には建築物との実装における問題点の抽出と課題解決が必要である。今回の検討事項では屋外ガラスの内側に太陽電池モジュールを実装する場合に生じる結露問題検討を中心に実証試験を実施した。図Ⅲ-2-⑤-(1)-5 に示した通り、建築物と同等寸法のモックアップを作製し、人工気象室にて結露発生状況並びに耐結露対策の効果の検証を実施した。

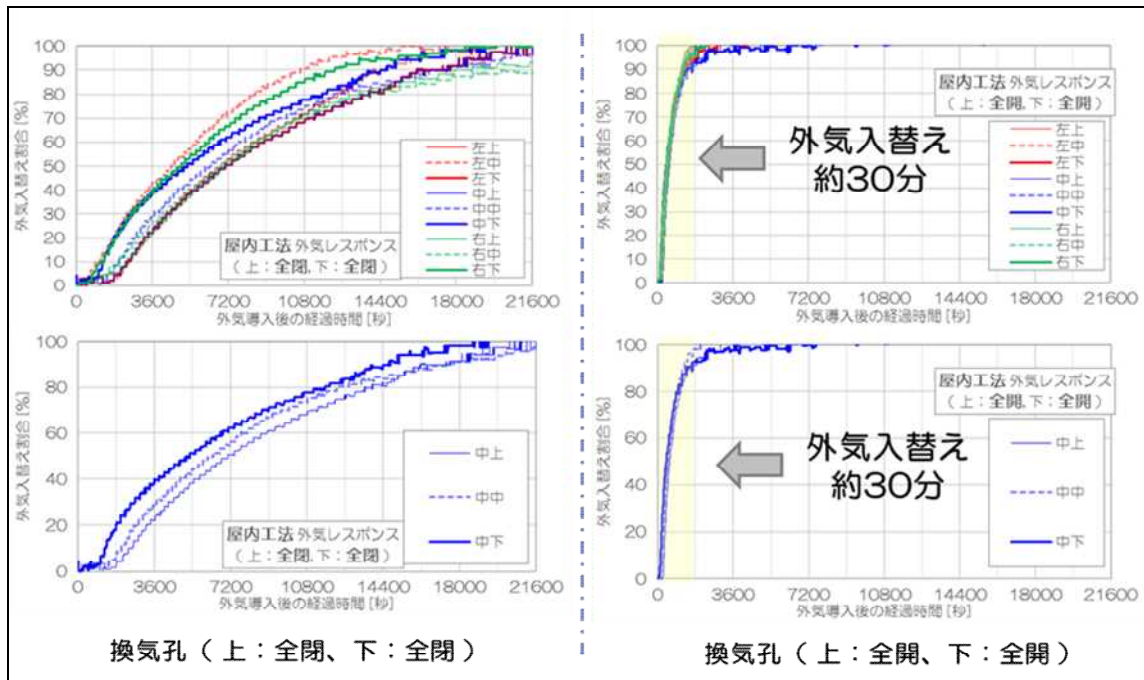


図Ⅲ-2-⑤-(1)-5

各種工法を想定し、図Ⅲ-2-⑤-(1)-6に示した通り、換気孔を設けたモックアップサンプルにて、外気レスポンスの比較評価を実施した。図Ⅲ-2-⑤-(1)-7で示した通り、換気孔の上部と下部を全部閉じた状況においては、空気層内の空気が外気と入れ替わる時間は3時間以上であるのに対し、同孔の上部と下部を全部開けた状況においては、同時間は約30分で短い時間であった。以上の検証結果から、換気孔による結露抑制効果を確認できた。



図Ⅲ-2-⑤-(1)-6



図Ⅲ-2-⑤-(1)-7

実施適用した場合に湿気ストレスを想定すると、屋上部での搭載では太陽電池モジュールの裏面（屋内側）は屋外であり、仮に雨水の侵入が空気層にあったとしても、外気が乾燥していれば侵入した水分は屋外への迅速な排出が期待できる。また、居室階では太陽電池モジュールの屋内側は居室のため雨水の侵入懸念はないが、仮に屋内の湿気が一時的に空気層に侵入したとしても同様の効果は期待できる。

その他の実装課題である熱性能、機械強度については、太陽電池パネルを実装したモックアップでの試験にて、主材の強化ガラスに準拠する特性を確認できている。

③目標に対する課題と解決方針

開発段階のために乖離ある導入コストの低減であり、量産コストの見極めと削減を重点化して検討していく予定である。

④成果の意義

本開発にて建築物のファサードに搭載する課題は整理できた。また、主課題である結露に対する対策の有効性も確認できている。本結果にて建築工事側の懸念事項に対するデータを取得できたことは非常に有意義であり、ZEB 化普及の障壁払拭に貢献できると推察する。


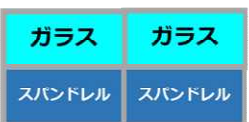


2. 成果の実用化・事業化に向けた取り組み及び見通しについて

(1) 研究開発の成果

本事業で得た成果を元に ZEB 実現に向けた適用ケース毎の ZEB 寄与率を表Ⅲ-2-⑤-(1)-2 の通り、整理した。ここで、ZEB 寄与率は、下式の通り、建築物の一次エネルギー消費量に対する PV 創エネ量の比率を表す。

$$\text{ZEB 寄与率} = \text{「PV 創エネ量」} \div \text{「建築物の一次エネルギー消費量」}$$

表Ⅲ-2-⑤-(1)-2

ZEB寄与率(建築物一次エネルギー消費量におけるPV発電量の比率、屋上と東西南面にPVを設置、PVDOG10年平均発電量)								
建築仕様	10F事務所	5F事務所	10Fホテル	5F病院	5Fスーパー	3F学校	10Fマンション	
屋上面積(m ²)	2,000	1,500	960	960	4,800	600	840	
壁面積(m ²)	5,800	2,400	5,168	2,248	4,320	1,200	1,332	
一次エネルギー消費(MWh)	8,056	3,021	6,000	3,933	16,333	700	4,083	
ファサードデザイン		11.6%	18.1%	10.7%	10.3%	9.0%	33.9%	7.5%
		13.9%	20.6%	13.4%	12.2%	9.9%	39.4%	8.5%
		14.5%	21.2%	14.1%	12.6%	10.1%	40.8%	8.8%
		16.0%	22.8%	15.9%	13.8%	10.6%	44.3%	9.4%

本表では建築設計による省エネと合わせて100%以上でZEB達成となる。50%の省エネが実現したZEB readyの建築物に対しては、ZEB寄与率25%の太陽光発電システムを実装すればNearly ZEBを、ZEB寄与率50%の太陽光発電システムを実装すればZEBを達成する事が可能となる。今回の発電向上効果によって広範囲のケースでZEB達成の見通しを得ることができた。ただし、建築物は多様であり、種類によってZEB達成の難易度に大きな格差が存在する。今後は、それら多様性に対して標準化をはじめとした対応策の確立が重要であり、技術開発を進める予定である。

(2) 事業化に向けた取り組み及び見通し

本事業で得られた成果に関して、建築物のZEB化を推進する事業採算性の高い壁面設置型太陽光発電システムのロードマップを表Ⅲ-2-⑤-(1)-3にて示す。

表Ⅲ-2-⑤-(1)-3

設置形態	商品	市場導入
屋上部	両面受光ガラス封止MD	2019年
開口部	薄膜シースルー	2019年
	高効率結晶系シースルー	2019年
	断熱型ガラス商品化	2019年
スパンドレル部	バックコンタクト太陽電池	2021年
	シングリング太陽電池	2020年
壁部	低反射カラー太陽電池	2019年
	結晶防眩太陽電池	2019年

2019 年以降には、本事業で開発された技術にて大成建設技術センターZEB 棟等に適用し、実発電量の実証検証と実建築物への実装を実施し成果の普及に努める計画である。

今後は本製品の量産化や市場導入に向けた検討を実施していく。時期及び規模に関しては、表Ⅲ-2-⑤-(1)-4 の通りであり、2020～21 年度にかけて生産体制構築と生産を実施し、2021 年度より販売を実施。市場動向を見極めつつ、増産の判断を実施していく方針である。

表Ⅲ-2-⑤-(1)-4

	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度
企業化検証	→				
設備投資	→	→	→		
生産立ち上げ (パイロット生産含む)		←	→		
上市		→	→	→	→
増設・増産				→	→

市場規模は建築物の壁面ポテンシャル 750GW に対して、初期市場としては 1% の 750MW が対象市場のポテンシャルと想定している。本市場の売上規模は 1,500 億円と推察する。新技術製品の生産能力を考慮すると販売開始時の 2021 年度ではシェア 1～2% の 7.5～15MW、15～30 億円の売上獲得を見込んでいる。その後、増産体制に応じ、シェア並びに売上を拡大させ、同時にコストダウンを実施し、現状の建築物向けの太陽電池パネルの材工設計価格 180 千円/m² から想定される発電コストに対して、4.2 円/kWh の削減を達成させる。

その結果、市場の 10～20% シェアを獲得し、100～300 億円の売り上げを目指す見通しである。

3. 成果発表の件数

各研究開発項目の成果発表件数を表Ⅲ-3-1に示す。

表Ⅲ-3-1. 成果発表の件数

	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	計
特許(国内)	1	2	8	8	2	21
論文		2	3	8	18	31
研究発表・講演		5	13	42	62	122
新聞・雑誌等への掲載			3	4	3	10
展示会への出展		2	8	6	4	20

2019年8月末現在