

太陽電池ストリングのインピーダンス測定による
オンサイト不具合箇所推定技術の構築

2018年3月

高島 工

太陽電池ストリングのインピーダンス測定による
オンサイト不具合箇所推定技術の構築

高島 工

システム情報工学研究科
筑波大学

2018年3月

論文要旨

太陽光発電システムの導入が加速的に進んでいる。設備の増加に従って保守点検作業への要求も高まっている。しかしながら、従来の保守点検技術では作業の効率化や作業機会の制約など課題も多く指摘されてきた。そこで、オンサイトでアレイ面に上がらずに不具合箇所推定が可能となる技術を構築することを目的として本研究を実施した。従来の保守点検技術を補完するものとして、太陽電池ストリングのインピーダンス測定に注目して技術を構築するものである。

本論文の第1章では過去の不具合調査事例からオンサイト不具合特定の対象とすべき事象としてストリングのインピーダンスに変化を生じる不具合をピックアップした。また、各種オンサイト点検技術を比較し、アレイ面に上がらずに太陽電池ストリング中の不具合箇所を特定する能動的な性能診断手法が必要であることを示した。

第2章ではストリングの電氣的挙動を模擬するものとして多結晶シリコン太陽電池モジュールからなる太陽電池ストリングをシミュレーションするモデルを構築した。モジュールをクラスタレベルでモデル化し、クラスタ単位での不具合を表現できるものとした。

第3章では能動的な性能診断手法の一つとして対地静電容量計測法を取り上げた。対地静電容量計測法は太陽電池ストリングを伝送線路とみなし、線路の対地静電容量を比較することにより断線位置を推定するものである。実アレイでの実験により、対地静電容量計測法が日射強度の影響を受けないこと、対地静電容量がモジュール枚数に比例して増加すること、比較法および挟み撃ち法により断線位置推定が可能であることを示した。モジュール間断線の位置推定の誤差はストリング端部付近で最大で0.4枚程度であったが、モジュール内断線が生じている場合にはストリングの対地静電容量が増加することから、推定誤差は1枚程度と拡大することを示した。

第4章ではタイムドメインリフレクトメトリ法を太陽電池ストリングに適用する信号印加法について述べた。タイムドメインリフレクトメトリ法も伝送線路の不具合箇所を標定する技術であるが、断線に加えインピーダンス変化も検出できることが特徴である。信号印加法においても日射強度の影響がほぼないこと、クラスタ断線では信号伝搬経路が変わること、PVストリング部およびケーブル部の信号伝搬速度がそれぞれ 2.6×10^8 [m/s]、 2.0×10^8 [m/s]であることを実験的に確認した。実ストリングによる実験で、TDR手法によりモジュール間およびモジュール内の断線が検出できること、およびストリングの抵抗増についても波形変化が検出できることを確認した。また、不具合位置検出アルゴリズムを検討し、応答波形を微分した波形を評価することで 10 [Ω]の抵抗増を伴う不具合位置の検出が可能であることを示した。

第5章では、現状のオンサイト点検技術と対地静電容量計測法、信号印加法を比較し、本論文の提案手法をオンサイト不具合箇所推定に適用する際のメリット、デメリットを整理した。1ストリングに少なくとも2か所の不具合が生じている場合、特にその不具合がモジュールの劣化等に由来するものであれば、さらに3か所目以降の不具合箇所が存在する可能性が高く、モジュールの全交換を検討すべきであると考えられる。本技術のオンサ

イトでの適用場面を想定すると、本技術では最初のひとつかふたつの不具合箇所を確実に検出できことに有用性があると言える。

本研究で構築した不具合箇所推定技術は、日射強度の影響を受けにくいことや接続箱からのインピーダンス測定によって不具合箇所の特定を可能にするなど従来の保守技術にはない特徴を持っている。本論文で提示した能動的性能診断手法は太陽光発電システムのオンサイト保守点検に新たな技術分野を切り拓くものといえる。

目次

図目次

表目次

第1章	序章	1
1.1	社会的背景	1
1.2	不具合発生状況事例	1
1.2.1	「産総研メガソーラタウン」詳細調査	2
1.2.2	太陽電池モジュール不具合事例の文献調査	8
1.3	現行のオンサイト性能評価手法、不具合検出手法の長所、短所	9
1.3.1	現行の故障診断手法	9
1.3.2	オンサイト不具合検出のニーズ	11
1.4	本研究の目的	12
1.5	論文構成	13
1.6	1章のまとめ	13
	第1章参考文献	14
第2章	数値シミュレーションモデル	15
2.1	全体構成	15
2.2	PVストリング部	15
2.3	ケーブル部	16
2.4	信号発生部	16
2.5	終端抵抗部	17
2.6	パラメータの設定	17
2.7	シミュレーションモデルの妥当性の検証	17
2.8	2章のまとめ	19
	第2章参考文献	20
第3章	対地静電容量計測法による断線位置推定技術の開発	21
3.1	対地静電容量計測法の原理	21
3.2	PVストリングへの対地静電容量計測法の適用	22
3.3	屋内基礎実験	23
3.4	屋外実証実験	25
3.4.1	日射強度の影響	25
3.4.2	健全相と故障相の比較によるモジュール間断線位置の特定	26
3.4.3	故障相のみによるモジュール間断線位置の特定	28
3.4.4	モジュール内断線の検出	30
3.4.5	アモルファス系太陽電池への適用	34

3.5	3章のまとめ	35
	第3章参考文献	37
第4章	信号印加法による抵抗値変化位置推定技術の開発	38
4.1	タイムドメインリフレクトメトリ法の原理	38
4.1.1	応答信号波形の特徴	38
4.1.2	格子線図による反射電圧解析	40
4.2	予備実験	42
4.2.1	日射強度の影響	42
4.2.2	信号伝搬経路	44
4.2.3	信号伝搬速度	47
4.2.4	印加信号電圧	49
4.3	不具合箇所推定実験	51
4.3.1	推定目標の設定	51
4.3.2	実験装置	51
4.3.3	モジュール間断線検出実験	53
4.3.4	モジュール間抵抗挿入実験	54
4.3.5	不具合位置検出アルゴリズム	55
4.3.6	加工モジュール入れ替え実験	60
4.4	4章のまとめ	62
	第4章参考文献	64
第5章	オンサイト不具合箇所推定技術の構築	65
5.1	不具合箇所推定技術の位置付け	65
5.2	インピーダンス測定による不具合箇所推定の適用範囲	66
第6章	結言	68
6.1	本研究の成果	68
6.2	今後の課題	69
	謝辞	70
	著者論文リスト	71

図目次

図 1.1	太陽光発電の国内導入量とシステム価格の推移	1
図 1.2	工場出荷出力値と 10 年運用後出力値の比較	4
図 1.3	モジュールガラス割れ	4
図 1.4	インタコネクタ不具合、セル割れ	5
図 1.5	バイパスダイオード焼損	5
図 1.6	焼損痕	5
図 1.7	太陽電池モジュール不具合発生箇所	6
図 1.8	8 年間運用された 21 メーカーの太陽電池モジュールの不具合内容	8
図 1.9	20 年運用された太陽電池モジュールの変不具合発生頻度	9
図 1.10	オンサイト不具合検出手法の流れ	12
図 2.1	シミュレーションモデル全体構成	15
図 2.2	PV スtringシミュレーションモデル	16
図 2.3	PV モジュールシミュレーションモデル	16
図 2.4	ケーブル部シミュレーションモデル	16
図 2.5	電流－電圧特性シミュレーションモデル	18
図 2.6	シミュレーションによる電流－電圧特性曲線と実測値の比較	18
図 3.1	伝送線路における対地静電容量の概念図	21
図 3.2	String等価回路	22
図 3.3	室内対地静電容量計測実験	23
図 3.4	断線状態と対地静電容量の関係	24
図 3.5	室内実験における断線位置推定結果	24
図 3.6	屋外実験に用いた PV アレイ	25
図 3.7	PV String配線模式図	26
図 3.8	モジュール間断線時の対地静電容量	27
図 3.9	健全相と故障相の対地静電容量値の比較による断線位置推定結果	28
図 3.10	故障相のみでの対地静電容量測定 の概念	28
図 3.11	故障相の対地静電容量のみによる断線位置推定結果	29
図 3.12	インタコネクタ加工モジュール	31
図 3.13	正極からみた断線位置と対地静電容量の関係	31
図 3.14	負極からみた断線位置と対地静電容量の関係	32
図 3.15	アモルファス系モジュールの断線位置推定結果	35
図 4.1	タイムドメインリフレクトメトリ法概念図	38
図 4.2	不整合点での反射波形模式図 (ステップ信号印加時)	39
図 4.3	ステップ応答波形およびインパルス応答波形例 (太陽電池ケーブル)	40
図 4.4	反射解析モデル	40

図 4.5	格子線図による反射電圧解析	41
図 4.6	TDR 測定回路構成概念図	43
図 4.7	日射強度変化時の TDR 波形	43
図 4.8	1.0 [kW/m ²]時の電圧データで規格化した TDR 波形	44
図 4.9	信号経路確認用加工モジュール	45
図 4.10	NM における観測波形 (正極印加、負極印加、波形比較)	46
図 4.11	BD3 における観測波形 (正極印加、負極印加、波形比較)	46
図 4.12	FM1 における観測波形 (正極印加、負極印加、波形比較)	46
図 4.13	各モジュールの信号通過の比較	46
図 4.14	信号経路の推定結果	47
図 4.15	信号伝搬速度評価実験模式図	48
図 4.16	印加電圧をパラメータとしたときの応答波形シミュレーション	50
図 4.17	印加電圧をパラメータとしたときの実ストリングにおける応答波形	50
図 4.18	抵抗挿入時の電流-電圧特性と電力-電圧特性	51
図 4.19	屋外実験に使用した太陽電池ストリング	52
図 4.20	ストリング配線模式図 (FG : 信号発生器、OSC : オシロスコープ)	52
図 4.21	モジュール間断線時の TDR 波形	53
図 4.22	モジュール間断線の TDR シミュレーション波形	54
図 4.23	モジュール間抵抗 (47 [Ω]) 挿入時の TDR 波形	55
図 4.24	モジュール間抵抗 (10 [Ω]) 挿入時の TDR 波形	55
図 4.25	差分微分波形	57
図 4.26	しきい値をパラメータとした波形変化検出時刻	58
図 4.27	断線ストリングと抵抗挿入ストリングの波形変化検出時刻の比較	59
図 4.28	数値シミュレーションにおける 5 [Ω]抵抗挿入時の差分微分波形	59
図 4.29	モジュール間またはモジュール内断線があるストリングの TDR 応答波形	60
図 4.30	モジュール間またはモジュール内断線の TDR シミュレーション波形	61
図 4.31	断線モジュールの対地静電容量を増加させたときの TDR シミュレーション	61
図 4.32	モジュール間またはモジュール内に 47Ω 抵抗を含むストリングの TDR 応答 波形	62
図 5.1	PV ストリング不具合箇所推定の流れ	66

表目次

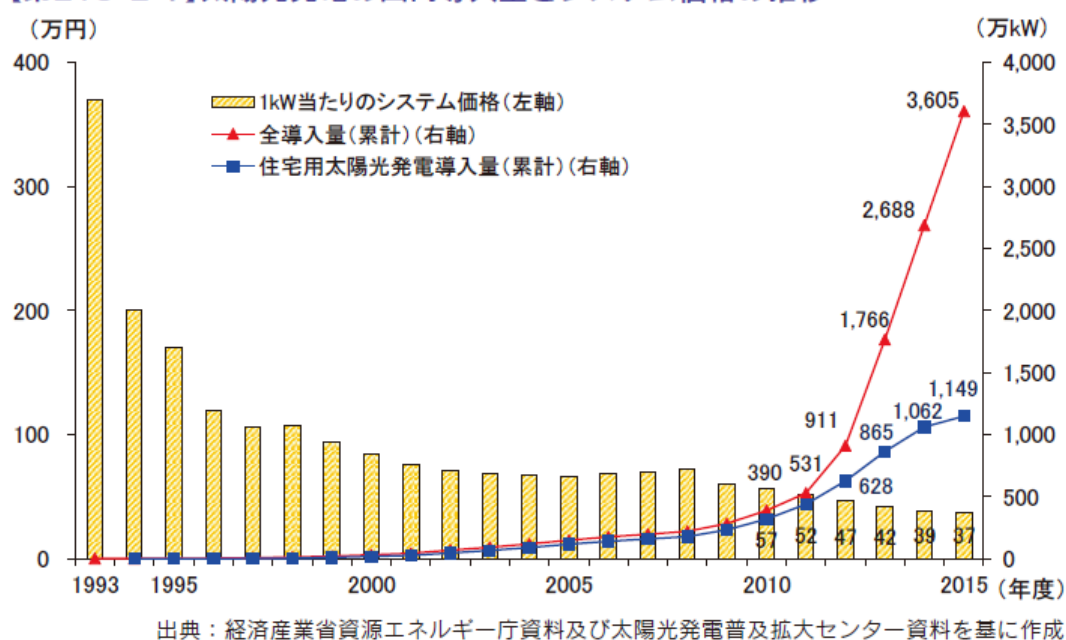
表 1.1	「産総研メガソーラタウン」太陽電池仕様	2
表 1.2	評価対象太陽電池.....	3
表 1.3	不具合イベントの発電性能への影響（平均値）	7
表 1.4	不具合イベントと発現が予想される現象、検出方法	7
表 1.5	20年運用された太陽電池モジュールの電気的パラメータの変化[7].....	9
表 1.6	オンサイト不具合検出技術の比較.....	10
表 1.7	現行のオンサイト保守点検	11
表 1.8	オンサイト保守点検の段階区分	12
表 2.1	太陽電池モジュールパラメータ	17
表 2.2	線路パラメータ	17
表 3.1	日射強度の対地静電容量への影響.....	26
表 3.2	モジュール内断線位置推定結果	34
表 4.1	各種インピーダンス不整合とステップ応答波形、インパルス応答波形	39
表 4.2	太陽電池ケーブルにおける信号伝搬速度評価.....	48
表 4.3	モジュール内信号伝搬速度の推定.....	49
表 4.4	印加電圧と収束値の関係	51
表 4.5	モジュール間またはモジュール内断線があるストリングの対地静電容量....	60
表 5.1	オンサイト不具合検出技術の比較（改）	65
表 5.2	対地静電容量計測法と信号印加法の比較	66

第1章 序章

1. 1 社会的背景

2011年の東日本大震災と原発事故、さらに2012年の固定価格買取制度の導入以来、再生可能エネルギー、とりわけ太陽光発電システムの導入が飛躍的に増加している（図1.1）[1]。同時に、太陽光発電システムの信頼性に関心が集まっている。しかし、長期間運用された太陽電池の信頼性に関する情報は少なく、性能変化や不具合発生の実態は不明な点が多い。また、ユーザーやメンテナンス業者からはオンサイトでの発電性能の評価手法や不具合検出技術の確立が求められている。

【第213-2-7】太陽光発電の国内導入量とシステム価格の推移



出典：エネルギー白書 2017[1]

図 1.1 太陽光発電の国内導入量とシステム価格の推移

1. 2 不具合発生状況事例

前記の社会的要請に応えるため、本研究ではオンサイトでの発電性能の評価手法や不具合検出技術の構築を目指す。特に不具合検出技術の構築にあたっては、現状の太陽光発電システムでどのような不具合が発生しているか把握することが重要である。太陽光発電、とりわけ太陽電池モジュールに発生する不具合についてはすでに過去からの調査事例があるが、個々の不具合の発生頻度に焦点を当てたものが多く、太陽電池モジュールの実際の

運用環境の影響を考慮しつつ複数の検査手段を用いた総合的な不具合調査事例は見当たらない。

1. 2. 1 「産総研メガソーラタウン」詳細調査

実運用環境の把握が可能で、かつ複数の検査手段による調査が可能な太陽光発電システムとして産総研つくばセンターに設置された「産総研メガソーラタウン」システムがある[2][3][4]。「産総研メガソーラタウン」は2004年に設置されたシステムであり、住宅用太陽光発電システム4kWを基本単位とした210システムが構内系統に連系して運転している。「産総研メガソーラタウン」には2004年当時に販売されていた7社8型式の太陽電池モジュールが採用されており、総数は約5600枚である。すべてのモジュールに工場出荷時の電流－電圧特性値の記録（工場出荷値）が具備されている。表1.1に「産総研メガソーラタウン」に導入された太陽電池の仕様を示す。

表 1.1 「産総研メガソーラタウン」太陽電池仕様

メーカー	セル型式	略号*	銘板値				
			Pmax [W]	Ipm [A]	Vpm [V]	Isc [A]	Voc [V]
A	sc-Si	As	132	4.93	26.8	5.53	33.5
F	sc-Si	Fs	180	5.05	35.6	5.68	44.6
C	sc-Si	Cs	180	3.33	54.0	3.65	66.4
A	mc-Si	Am	150	7.32	20.5	8.09	25.4
B	mc-Si	Bm	167	7.20	23.2	8.00	28.9
D	mc-Si	Dm	126	6.56	19.2	7.12	24.1
E	mc-Si	Em	158	6.82	23.2	7.58	28.9
L	a-Si	La	100	0.93	108.0	1.17	141.0

sc-Si (single crystalline silicon) : 単結晶シリコン太陽電池

mc-Si (multi crystalline silicon) : 多結晶シリコン太陽電池

a-Si (amorphous silicon) : アモルファスシリコン太陽電池

*メーカー名（匿名）にセル型式(s:sc-Si, m:mc-Si, a:a-Si)を示す英字を添付し略号とした

「産総研メガソーラタウン」が設置から10年を迎えることを機に、10年間実運用された太陽電池の状態を把握するために「MST10」と名付けられた全数調査が行われている[5]。MST10では以下の検査が実施された。

屋外検査

目視検査

発熱検査（赤外線カメラ使用）

内部回路検査（線路探査器使用）

バイパス回路検査（線路探査器使用）

ストリング開放電圧測定（電圧計使用）

ブロッキングダイオード検査（ダイオード検査器使用）

絶縁抵抗測定（絶縁抵抗計使用）

ストリング電流－電圧測定（ストリング I-V 測定、I-V カーブトレーサ使用）

室内検査

モジュール電流－電圧測定（モジュール I-V 測定、ソーラシミュレータ使用）

エレクトロルミネッセンス観察（エレクトロルミネッセンス測定器使用）

表 1.2 に MST10 で評価対象とした太陽電池を示す。Cs で示される太陽電池はソーラシミュレータの光照射速度が太陽電池の応答速度と合致せず高精度な測定が難しいことから今回の評価では除外した。また、Ls で示される太陽電池はソーラシミュレータの分光感度分布が太陽電池の分光感度特性と合致せず高精度な測定が難しいことから今回の評価では除外した。最終的に、設置された 5591 枚の太陽電池のうち、5082 枚を評価対象とした。

表 1.2 評価対象太陽電池

略号	設置時 (2004 年)	交換* (2004 年-2014 年)	屋外検査	室内測定	評価対象
			(2012 年-2014 年)	(2012 年-2014 年)	
			BPC	IV, EL	
<i>As</i>	672	2	664	670	670
<i>Fs</i>	1272	43	1272	1272	1269
<i>Cs</i>	288	1	285	283	- **
<i>Am</i>	1080	40	1044	1051	1050
<i>Bm</i>	936	6	933	924	920
<i>Dm</i>	832	5	832	827	826
<i>Em</i>	351	15	351	347	347
<i>La</i>	160	4	-	155	- **
total	5591	116	5381	5529	5082

* 製造メーカーによる交換 103 枚。表面ガラス割れ 10 枚。BPC 関連のトラブル 3 枚。

図 1.2 に工場出荷出力値と銘板出力値の出力比および工場出荷出力値と 10 年運用後の出力比を示す。工場出荷時において、いずれのモジュールも銘板値から数%高い出力を持っていることが明らかである。10 年運用後の最大出力値の分布が二山になり、平均出力低下が 6%程度のグループ（Bm、Dm、Em）と平均出力低下が 10%以上のグループ（As、Fs、Am）に二分されている。低出力側に分布が広がっていることは、平均値を大きく下回るモジュールが存在することを示している。

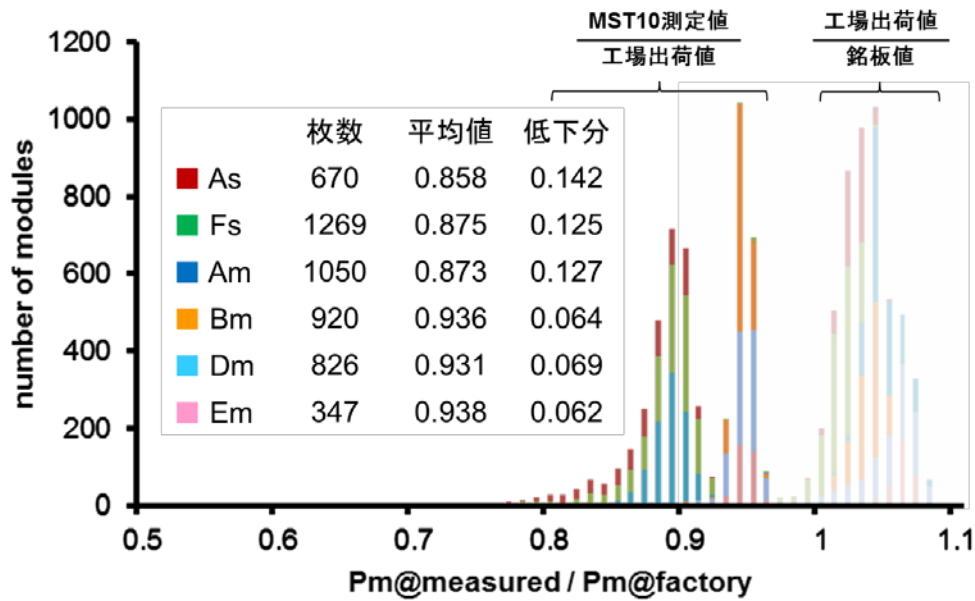


図 1.2 工場出荷出力値と 10 年運用後出力値の比較

MST10 で確認された主たる不具合事例として、モジュール表面のガラス割れ（図 1.3）、太陽電池セルを接続するインタコネクタの不具合およびセル割れ（図 1.4）、被影セルの電流迂回路となるバイパス回路（BPC）の不具合が挙げられる（図 1.5）。ガラス割れはモジュール内への水分の侵入を許し絶縁性能の低下につながるるとともに、モジュールの機械的強度を低下させる原因となる。インタコネクタ不具合はモジュール化工程でのハンダ付け不良が主原因であると推測され、インタコネクタ接続部が高抵抗化するものである。EL 観察によりセル割れが確認されるが、セル割れに起因する太陽電池表面のスネイトレイルが確認されている。BPC 不具合はバイパスダイオードの製造不良（接合不良）やバスバー接続部の接合不良が原因と推測され、被影時の通電ストレスにより不具合部が拡大するものと思われる。オンサイトでは BPC 不具合によるモジュール焼損（図 1.6）が複数確認されている。

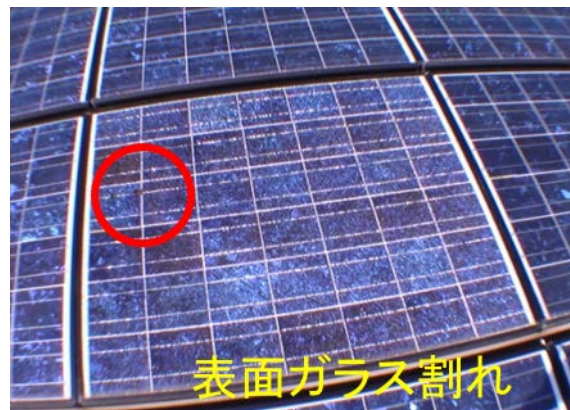


図 1.3 モジュールガラス割れ

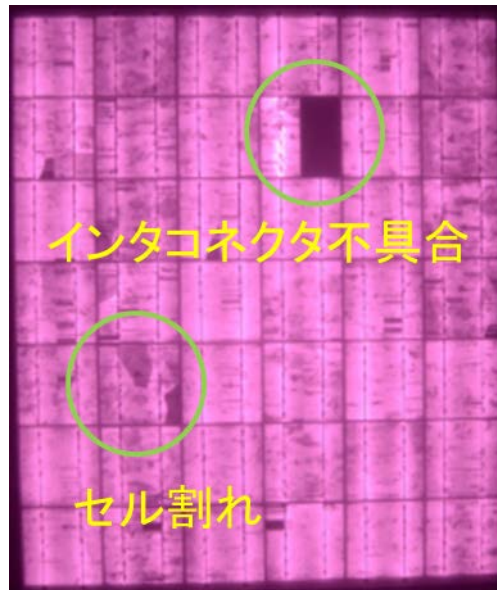


図 1.4 インタコネクタ不具合、セル割れ



図 1.5 バイパスダイオード焼損

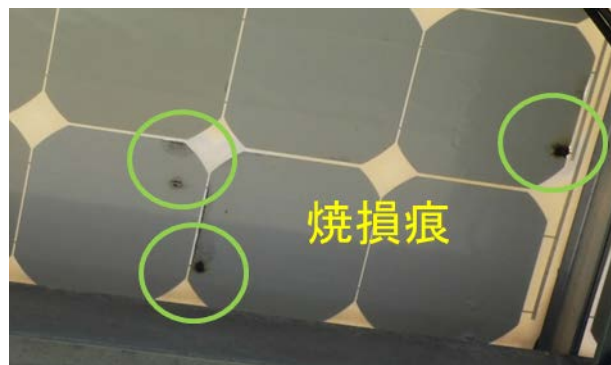


図 1.6 焼損痕

これら不具合の発生箇所をまとめると図 1.7 となる。

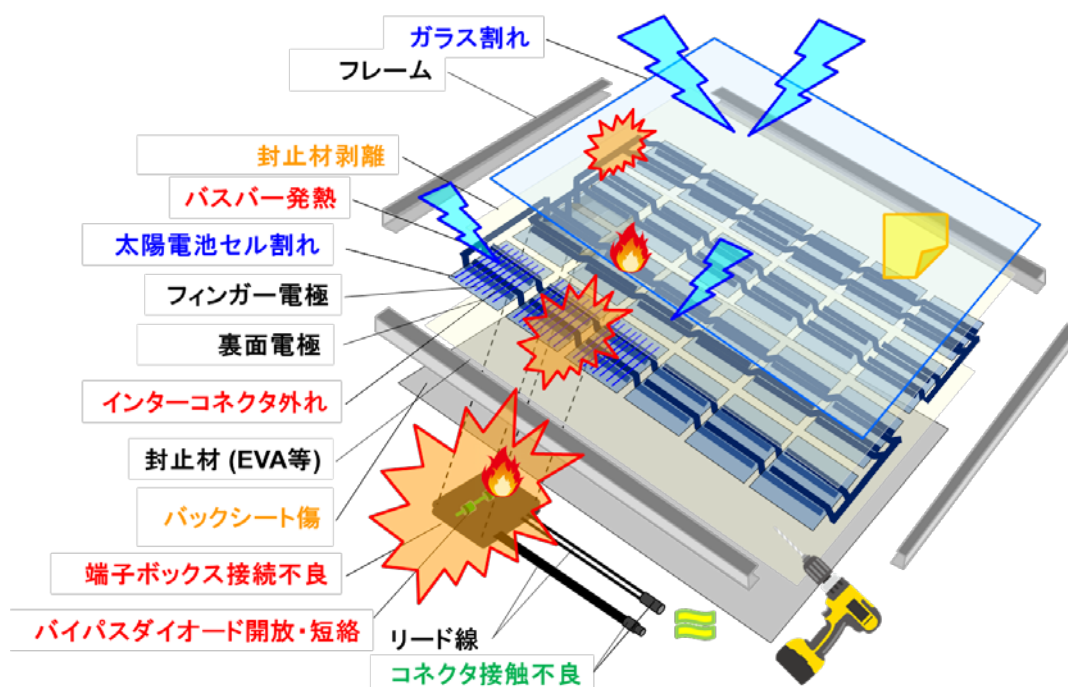


図 1.7 太陽電池モジュール不具合発生箇所

前記の各不具合イベントが太陽電池の電気的特性に与える影響を表 1.3 に整理した。前記のイベントに加え、インタコネクタやバスバーの断線により、クラスタ（バイパスダイオード単位で区分されるモジュール内の構成単位）毎の出力が低下しているものと、モジュール裏面の端子箱の接続ケーブルの嵌合部の締め付け不良により高抵抗を示すものも整理項目に加えた。

表 1.3 不具合イベントの発電性能への影響（平均値）

略号	パラメータ	イベント なし	ガラス 割れ	クラスタ 不通	インコネ 接続	セル割れ	ケーブル 接続	BPC 不健全
Bm	Pm/Pm0	0.937	0.780		0.914	0.928		
	FF[-]	0.720	0.637		0.696	0.714		
Em	Pm/Pm0	0.939	0.912			0.924		
	FF[-]	0.725	0.710			0.711		
Dm	Pm/Pm0	0.940	0.877	0.416	0.930	0.932		0.943
	FF[-]	0.720	0.674	0.569	0.712	0.708		0.704
As	Pm/Pm0	0.892	0.265		0.847	0.866		
	FF[-]	0.707	0.337		0.670	0.685		
Fs	Pm/Pm0	0.893	0.879	0.589	0.830	0.880	0.877	0.888
	FF[-]	0.700	0.691	0.697	0.650	0.689	0.689	0.699
Am	Pm/Pm0	0.886	0.477	0.518	0.701	0.877		0.888
	FF[-]	0.697	0.503	0.498	0.566	0.689		0.698

これら不具合イベントに起因すると思われる危険性やその検出方法について、表 1.4 に整理した。

表 1.4 不具合イベントと発現が予想される現象、検出方法

不具合イベント	状況、危険性	検出方法
ガラス割れ	絶縁性能低下、機械的強度低下	目視、絶縁抵抗測定
BPC 不健全 (BPD 開放故障)	被影時の局所発熱による火災 通電により高抵抗部が発熱	線路探査、発熱観察
クラスタ不通	クラスタ単位での出力電圧低下	発熱観察
セル割れ	モジュール出力の低下	EL 観察
インタコネクタ接続不良	導通部の発熱、クラスタ不通	発熱観察、抵抗値検査
ケーブル接続不良	端子箱ケーブル嵌合部の発熱	発熱観察、抵抗値検査

不具合イベントなしモジュールの性能低下要因は、モジュール構成部材の光透過率の低下や EL 等で観察されないセルクラックやインタコネクタのマイクロクラックによるものと考えられる。

ガラス割れは外的な原因によるものとインタコネクタ接合部の異常発熱によるものである。ガラス割れは目視により発見可能である。クラスタ落ちが発生したモジュールは動作時にクラスタごとの発熱状況が異なるため、赤外線カメラによる観察で発見可能である。BPC 不健全はモジュール特性値への影響が少なく、特性値評価からは検出はできない。セル割れは割れ部位の面積や割れの状況の発電性能への影響を整理する必要があるが、本研

究では対象としない。

一方、接続不良やケーブル接続不良は不具合部位の直列抵抗値の増大を伴うため、電気的特性の評価で検出が可能である。直列抵抗増大部位は発電時に発熱観察を行うことで検出できるが、曇天時や夜間は検出が難しい。そこで、本研究ではオンサイトで太陽電池ストリングの直列抵抗増大部位を検出する技術の開発を行うことを目的とする。

1. 2. 2 太陽電池モジュール不具合事例の文献調査

太陽電池の不具合事例は、長期運転されたシステムの報告などから見つけることができる。IEA-PVPS タスク 13 のレポートによると、8年間運用されたシステムの事例ではインタコネクタの不具合やガラス割れ、端子箱やケーブルの不具合が多いとされている[6]。

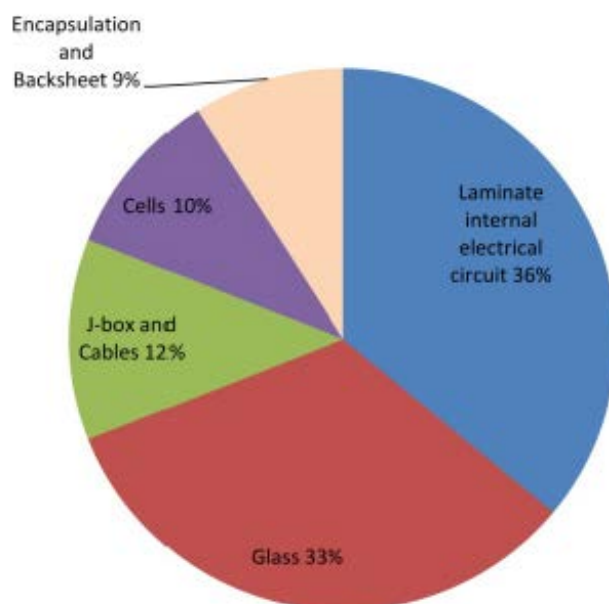


図 1.8 8年間運用された 21 メーカーの太陽電池モジュールの不具合内容[6]

20年運用された太陽電池モジュール 70 枚を詳細に目視検査し、変色等の面積割合を指標とした不具合発生頻度の報告もある (図 1.9) [7]。70 枚のモジュールの平均出力低下は 4.1%で、性能低下の要因は主に I_{sc} の 3.4%低下と直列抵抗の 5.6%増加によるものであった (表 1.5)。太陽電池の性能低下率の報告は多数あるが (例えば[8][9][10])、劣化に寄与するパラメータまで言及するものは NREL ワークショップ等の資料に限られる (例えば [11])。

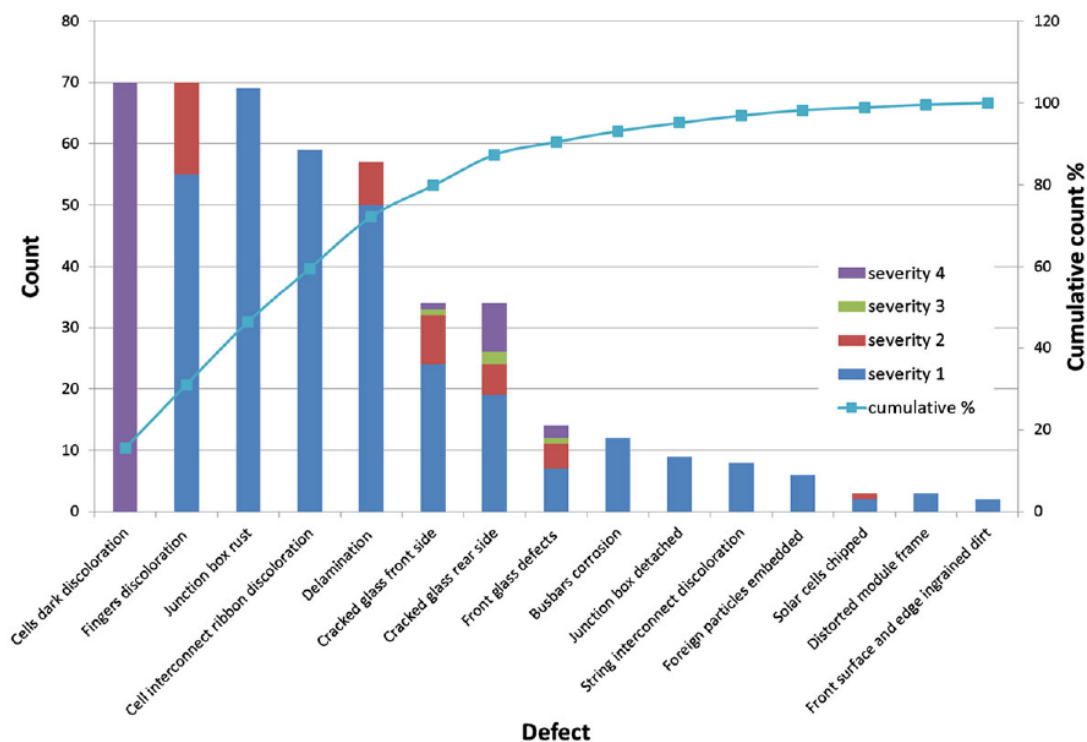


図 1.9 20 年運用された太陽電池モジュールの変不具合発生頻度[7]

表 1.5 20 年運用された太陽電池モジュールの電気的パラメータの変化[7]

El. parameters	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	P_{max} (W)	FF (%)
Absolute change	-0.079	-0.51	-1.82	0.57
Change %	-2.6	-2.4	-4.1	0.8

1. 3 現行のオンサイト性能評価手法、不具合検出手法の長所、短所

1. 3. 1 現行の故障診断手法

現行のオンサイト不具合検出技術を比較したものを表 1.6 に示す。それぞれの技術に長所、短所が見られるが、現地対応時に屋根やアレイ面に上がらずに不具合位置まで検出できる技術は現状では見当たらない。そのため、本研究では屋根やアレイ面に上がらずに不具合位置を特定できる技術を開発することを目的とする。

表 1.6 オンサイト不具合検出技術の比較

検査技術	検査内容	検出可能不具合	長所	短所
電圧測定	開放電圧測定	ストリング接続不備 ストリング電圧異常	接続箱で測定	電圧以外の情報なし 温度依存あり
MPPT 動作点測定	MPPT 動作電圧、動作電流測定	運転時の動作点不一致	接続箱で測定	日射依存あり
対地電圧測定	正/負極-グランド間電圧測定	地絡	接続箱で測定	測定に個人差あり
絶縁抵抗測定	絶縁抵抗測定	地絡、漏電	接続箱で測定	絶縁抵抗値以外の情報なし
ストリング I-V カーブ測定	ストリング I-V カーブ測定	出力低下 I-V カーブ形状評価	接続箱で測定	原因箇所の特定不可 日射依存あり
目視	ガラス割れ、変色、配線確認	漏電、異常発熱、配線ミス	個々の不具合を直接確認	モジュールに接近する必要あり
発熱観察	モジュール表面・裏面の発熱観察	ホットスポット バイパス回路異常	発熱箇所を明示	モジュールに接近する必要あり 日射依存あり
配線路探索	信号源からの信号	インタコネクタ断線 バイパス回路不導通	不導通箇所を直接確認	モジュールに接近する必要あり 日射依存あり

不具合検出手法の先行研究は以下に大別できる[12][13]。

- (1) 直接差分測定 : Direct Difference Measurement (DDM)
環境条件とPVシステムのパラメータから推定値を求め、実測値と比較するもの。しきい値を設定することにより、不具合を検出する。
- (2) 隣接ストリング比較手法 : Adjacent String Comparison Measurement Techniques (ACMTs)
隣接するストリングの測定値を参照値として、測定値同士の比較により不具合を検出するもの。
- (3) エネルギーロス分析 : Power, Energy Loss Analysis (PELA) Techniques
過去の測定値と現状の測定値を比較し、損失割合から不具合を判定するもの。
- (4) 機械学習手法 : Machine-Learning Techniques (MLTs) by Learning I-V Data
入力パラメータと出力パラメータの関係性を学習して不具合検出のしきい値を設定するもの。
- (5) モジュール温度測定 : Heat Exchange and Temperature-Based Models (HETMs)
モジュールの異常発熱により不具合を検出するもの。
- (6) 外部注入法 : External Injection Method (EIM)

信号発生器やLCRメータ等外部機器を用いて、ストリングの信号応答等により不具合を検出するもの。

(1)から(4)に列記した不具合検出手法が主にシステム出力の測定値を評価するものであるのに対し、(5)(6)はモジュールやストリングの状態を観察するものであるといえる。本論文で取り扱う対地静電容量測定法や信号印加法は(6)のEIMとして分類される。

1. 3. 2 オンサイト不具合検出のニーズ

太陽光発電システムの安全性の維持および経済性の確保には早期に不具合を検出し除去する必要がある。現状の太陽電池アレイ（直流部分）のオンサイト保守点検作業の対応区分は表 1.7 のように整理できる。第 1 次対応で出力低下や断線等の不具合の存在は確認できるが、不具合位置の特定は不可能である。一方、第 2 次対応では不具合の種類、不具合モジュールの特定まで可能であるが、アレイ面（屋根面）に上がる必要があるため、住宅用システムの場合には高所作業車の準備や足場の設置が必要となり、点検の準備に時間や費用がかかる恐れがある。また、赤外線カメラによる発熱観察は、日射強度によって発熱状況が変化するため、観察条件によっては判定結果が変わる恐れがある。大規模システムでは検査すべき太陽電池モジュールが多数となり、作業効率の低下も懸念される。

表 1.7 現行のオンサイト保守点検

対応段階(実施者)	方法
第 0 次(所有者)	発電量データの記録・監視、推定発電量との比較
第 1 次対応 (保守点検業者)	[住宅・非住宅]屋根・アレイ面に上がらずに、汎用テスターや I-V カーブトレーサなどで、接続箱からストリング内の不具合モジュールの有無を判定する
第 2 次対応 (保守点検業者/ システム提供者)	[住宅]屋根に上がって、赤外線カメラや線路探査器などで太陽電池モジュールの詳細な調査・点検を実施する [非住宅]アレイ面上（または裏面）から、赤外線カメラや線路探査器などで太陽電池モジュールの詳細な調査・点検を実施する

そこで、本論文では従来の第 1 次対応と第 2 次対応の間となる対応手法を提案する。アレイ面作業である第 2 次対応の前に不具合箇所の特정이できていれば、第 2 次対応作業の効率化が図れるとともに、必要な交換資材の準備も可能となるためである。

ここで、第 0 次対応である発電量データの記録、監視、推定発電量との比較はあくまでも発電状態の観察であることを鑑みて、受動的な性能診断手法と呼ぶことにする。前項で先行研究として挙げた直接差分測定、隣接ストリング比較手法、エネルギーロス分析、機械学習手法は受動的な性能診断手法にあたる。受動的な性能診断手法で太陽光発電システムに不具合が存在することを確認した後に、パワーコンディショナにより、直流側の不具合か、交流側の不具合かの切り分けを行う。直流側すなわち太陽電池アレイ側に不具合があると

診断された場合アレイ側の診断を行うことになる。第1次対応におけるアレイ側の診断によって不具合が存在するストリングの特定までは可能である。しかし、前述の通り、第1次対応では不具合箇所の特定はできない。そこで、計測者側から太陽電池アレイになんらかの働きかけをしてその挙動により太陽電池アレイの状態を確認する手法を開発するものとし、この手法を能動的性能診断手法と呼ぶことにする。能動的性能診断手法はアレイ面に上がらずに接続箱からの操作で不具合箇所の特定を可能とするものである。オンサイト不具合検出手法として受動的性能診断手法から能動的性能診断手法までの流れを図 1.10 に示す。

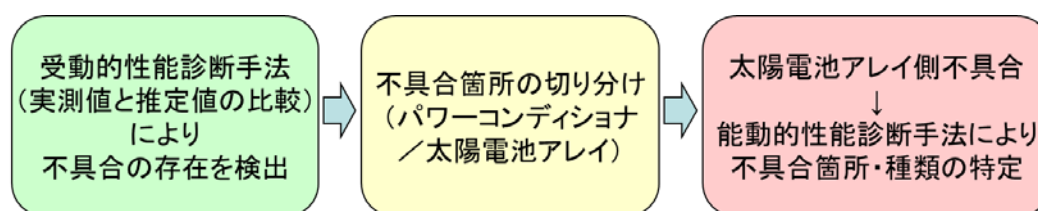


図 1.10 オンサイト不具合検出手法の流れ

表 1.7 で第2次対応として記載した作業を第3次対応とし、第2次対応として新たに能動的性能診断手法を挿入した保守点検手順を表 1.8 に示す。本論文では第2次対応に挙げた能動的性能診断手法を構築するものである。

表 1.8 オンサイト保守点検の段階区分

対応段階(実施者)	方法
第0次(所有者)	発電量データの記録・監視(受動的性能診断手法)
第1次対応 (保守点検業者)	屋根に上がらずに、汎用テスターやI-Vカーブトレーサなどでストリング内の不具合モジュールの有無を判定する
第2次対応 (保守点検業者)	屋根に上がらずに、能動的性能診断手法により不具合モジュールや発電性能低下モジュールの有無・位置を判定する
第3次対応 (保守点検業者/システム提供者)	屋根に上がって、赤外線カメラや線路探査器などで太陽電池モジュールの詳細な調査・点検を実施する

1.4 本研究の目的

太陽光発電システムの健全な普及には、システムの最適な設計施工技術だけでなく、運用中の適切な保守点検技術が必要である。従来のオンサイト保守点検技術では太陽電池ストリング中の不具合の位置の特定はアレイ上での目視や赤外線カメラ等による観察作業に頼らざるを得ず、準備に要する時間、費用、高所作業に伴うリスク、点検機会の制限、点検結果の誤差等、改善すべき点が多々あった。そこで、本研究では前記問題点の改善に向

け、特にインピーダンス変化を伴う不具合モジュールの検出を目的とした能動的性能診断手法を構築することを目的とする。

1. 5 論文構成

本論文の構成は以下の通りである。

第1章では、現状の太陽光発電システムの導入量を紹介するとともに、過去の不具合調査事例を紹介する。各種オンサイト点検技術を比較し、能動的性能診断手法の位置付けを提案する。

第2章では、太陽電池ストリングをシミュレーションするモデルを説明する。現在最も多く普及が進んでいる結晶シリコン太陽電池を採用したモデルとし、シミュレーションモデルの妥当性を検証する。

第3章では、能動的性能診断手法の一つとして対地静電容量計測法を取り上げる。屋内基礎実験での原理検証、屋外実証実験での日射強度の影響評価、健全相と故障相の比較による断線位置特定手法、故障相のみの場合の断線位置特定手法、およびそれぞれの断線位置推定精度について述べる。

第4章では、もう一つの能動的性能診断手法としてタイムドメインリフレクトメトリ法を太陽電池ストリングに適用する信号印加法について説明する。予備実験にて日射強度の影響評価、信号伝搬経路、信号伝搬速度を評価した。実ストリングによる実験で、TDR手法によりモジュール間、モジュール内の断線が検出できること、およびストリングの抵抗増についても検出できることを確認した。また、不具合位置検出アルゴリズムを検討し、応答波形を微分した波形を評価することで不具合位置の検出が可能であることを示した。

第5章では、現状のオンサイト点検技術と対地静電容量計測法、信号印加法を比較し、本論文の提案手法をオンサイト不具合箇所推定に適用する際のメリット、デメリットを整理した。

第6章ではこれらの研究結果を総括するとともに、残された課題を整理する。

1. 6 1章のまとめ

1章では、序章として2012年の固定価格買取制度導入以来、太陽光発電システムの導入が飛躍的に進んでいることを示した。

10年間実運用された太陽電池モジュールの詳細調査から、出力低下量は定格値ベースで1~12%、モジュール化プロセスに起因する不具合が頻出していることを確認した。

現状のオンサイト不具合検出技術の比較や長所、短所の整理を行った。さらにオンサイト不具合検出の流れを整理し、能動的性能診断手法の位置付けを提案した。

現状のオンサイト保守点検技術の改善に向けて、能動的性能診断手法の構築を本研究の目的とした。

第 1 章参考文献

- [1] 「平成 28 年度エネルギーに関する年次報告」(エネルギー白書 2017)
- [2] 大谷謙仁、高島工、加藤和彦, 国内初メガワット級太陽光発電設備について, 太陽／風力エネルギー講演論文集(2004), p.9, 2004
- [3] Kenji Otani, Kazuhiko Kato, Takumi Takashima, Koichi Sakuta, “The Japan’s Largest Introduction of Photovoltaic Systems Reaches One-Megawatt for the Assessment of the Performance and Reliability of Grid-connected PV Systems”, Proc. of 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2004
- [4] Kenji OTANI, Takumi TAKASHIMA and Kosuke KUROKAWA, “PERFORMANCE AND RELIABILITY OF 1 MW PHOTOVOLTAIC POWER FACILITIES IN AIST”, Proc. of WCPEC-4, 2006
- [5] Takumi Takashima, Kazuaki Ikeda, Kazuhiko Kato, “PERFORMANCE AND FAILURE ANALYSIS OF OVER 5,000 PV MODULES AFTER 10-YEAR OPERATION - Lessons Learned from AIST "Mega-Solartown" –“, Technical Digest of WCPEC-6, pp.4010-4012, 2014/11
- [6] Marc Köntges, Sarah Kurtz, Corinne Packard, Ulrike Jahn, Karl A. Berger, Kazuhiko Kato, Thomas Friesen, Haitao Liu, Mike Van Iseghem, “Review of Failures of Photovoltaic Modules, IEA PVPS Task 13 External final report March 2014”, IEA-PVPS T13-01:2014, 2014
- [7] Alberto Pozza and Tony Sample, “Crystalline silicon PV module degradation after 20years of field exposure studied by electrical tests, electroluminescence, and LBIC”, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2016; 24:368–378, 2016
- [8] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, “Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review”, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2013; 21:12–29, 2013
- [9] Dirk C. Jordan, Sarah R. Kurtz, Kaitlyn VanSant and Jeff Newmiller, “Compendium of photovoltaic degradation rates”, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2016; 24:978–989, 2016
- [10] Manuel Va’zquez and Ignacio Rey-Stolle, “Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies”, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2008; 16:419–433, 2016
- [11] Sarah Kurtz, Proc. of 2017 NREL Photovoltaic Reliability Workshop, 2017/02
- [12] Mohd Nafis Akram and Saeed Lotfifard, “Modeling and Health Monitoring of DC Side of Photovoltaic Array”, IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY, VOL. 6, NO. 4, pp.1245, 2015
- [13] Abbas Chokor, Mounir El Asmar, and Sumanth V. Lokanath, “A Review of Photovoltaic DC Systems Prognostics and Health Management: Challenges and Opportunities”, Proc. of ANNUAL CONFERENCE OF THE PROGNOSTICS AND HEALTH MANAGEMENT SOCIETY 2016, 2016

第2章 数値シミュレーションモデル

本論文では太陽電池ストリング (PV ストリング) を対象とした能動的性能診断手法の構築を目的とする。各種性能診断手法の実験結果の検証に用いるため PV ストリングの挙動を模擬する数値シミュレーションモデルが必要となる。本章では PV ストリングを等価回路で表現した数値シミュレーションモデルを構築し、実験結果の検証に資する。モデル化する太陽電池モジュールは一般に普及が進んでいる結晶シリコン太陽電池とした。

2. 1 全体構成

PV ストリングをストリング部 (PV モジュールが直列接続された部分) とケーブル部 (ストリング端からパワーコンディショナまでの引き込み部分) でモデル化した。さらに不具合診断に用いる信号発生部と終端抵抗部を PV ストリングの前段および後段に接続した。シミュレーションモデルの全体構成を図 2.1 に示す。なお、シミュレーションにはリアテクノロジー社製 LTspice ソフトウェアを使用した[1][2][3][4][5]。

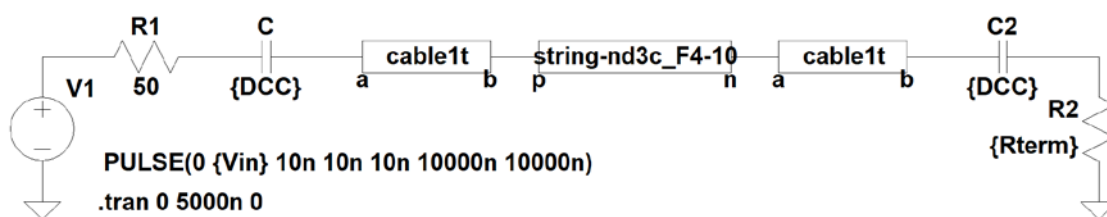


図 2.1 シミュレーションモデル全体構成

2. 2 PV ストリング部

PV ストリングは PV モジュール等価回路の直列接続からなる (図 2.2)。実験では 3 クラスタ (クラスタはバイパスダイオードに並列接続された直列セルのグループ) から構成される多結晶シリコン太陽電池を用いたため、実験機器に合わせシミュレーションモデルの PV モジュールは 3 クラスタから構成されるものとした[6][7][8]。各クラスタはモジュールケーブルを表現する LCR 部とセルを表現する電流源、ダイオード、抵抗からなる (図 2.3)。モジュール間の不具合はモジュール間抵抗値で表現し、モジュール内のインピーダンス変化は直列接続された抵抗によって表現した。

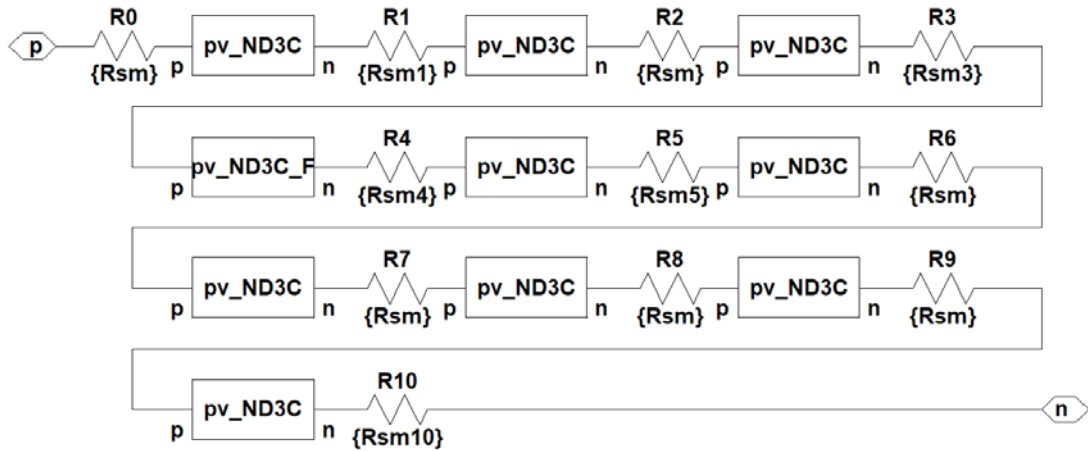


図 2.2 PV スtring シミュレーションモデル

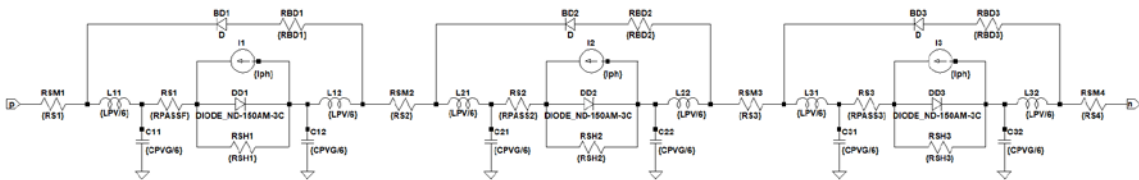


図 2.3 PV モジュールシミュレーションモデル

2. 3 ケーブル部

ケーブル部は LCR 素子を用いた分布定数回路で表現した (図 2.4)。LTspice には信号伝搬遅延を表現するモデル (Tline) が用意されているが信号伝搬遅延を再現するに留まるモデルであるため、本シミュレーションでは用いていない。

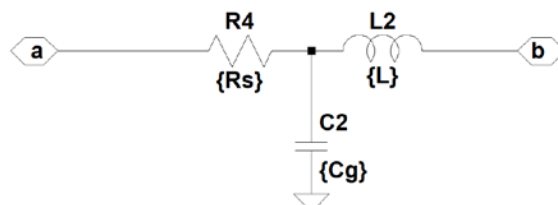


図 2.4 ケーブル部シミュレーションモデル

2. 4 信号発生部

信号発生部は電圧信号発生部と内部抵抗から構成される。PV String からの直流流入を遮断するための DC カットコンデンサも接続する。

2. 5 終端抵抗部

終端の状態は抵抗で表現した。終端抵抗の値によって反射波形の収束が異なることを模擬可能とする。

2. 6 パラメータの設定

シミュレーションで設定した太陽電池モジュールパラメータを表 2.1 に、線路パラメータを表 2.2 に示す。各パラメータは実測および実験で使用した多結晶シリコン太陽電池モジュールの仕様から設定した。信号電圧値や終端抵抗値、不具合を模擬するモジュール間抵抗値、モジュール内抵抗値はシミュレーションごとに設定した。ただし、LTspice の制限により、開放は 1 [MΩ] とし、短絡は 1 [mΩ] とした。

表 2.1 太陽電池モジュールパラメータ

短絡電流	8.09 [A]	直列抵抗	500 [mΩ]	並列抵抗	100 [Ω]
静電容量	400 [pF]	インダクタンス	5 [μH]		

表 2.2 線路パラメータ

線路長	20 [m]	モジュール間抵抗	1 [μΩ]	DC カットコンデンサ	100 [μF]
線路直列抵抗	5.2 [mΩ/m]	線路並列抵抗	68 [Ω/m]	線路インダクタンス	166.7 [nH]
線路対地容量	10 [pF]				

2. 7 シミュレーションモデルの妥当性の検証

シミュレーションモデルの妥当性を検証するため、PV ストリング部とケーブル部のモデルを用いてストリングの電流－電圧特性曲線を描いた。図 2.5 にシミュレーションモデルの構成を、図 2.6 に日射強度変化時 (500 [W/m²]、600 [W/m²]、700 [W/m²]、800 [W/m²]、900 [W/m²]) の実測データをもとにモジュールの短絡電流値を 3.83 [A]、4.66 [A]、5.49 [A]、6.39 [A]、7.23 [A] と変化させたときのシミュレーションによる電流－電圧特性曲線 (I_L で表記) および実測値のプロット (MI_L で表記) を示す。シミュレーションパラメータはモジュールの定格値等を使っていることと、実ストリングは経年劣化および温度上昇の影響によ

り定格から出力特性にずれが生じていることなどから高電圧側で若干の差異がみられるが、実際の PV スtring とほぼ同等の特性曲線が得られることから、構築したシミュレーションモデルが妥当であることを確認した。

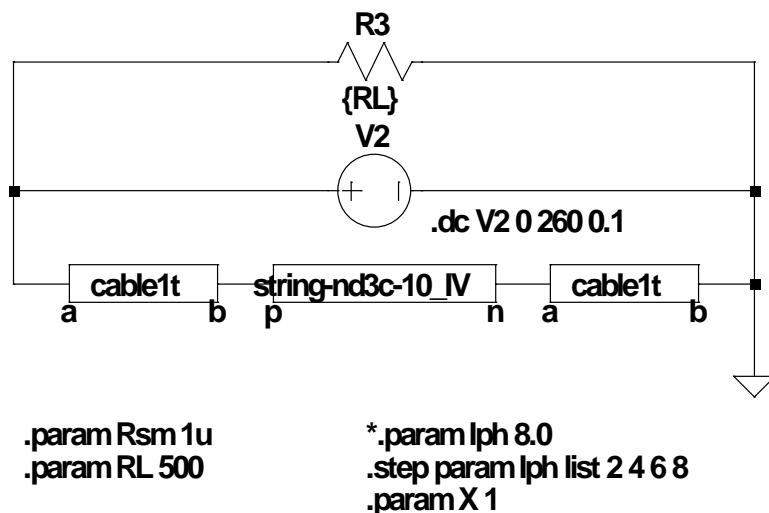


図 2.5 電流－電圧特性シミュレーションモデル

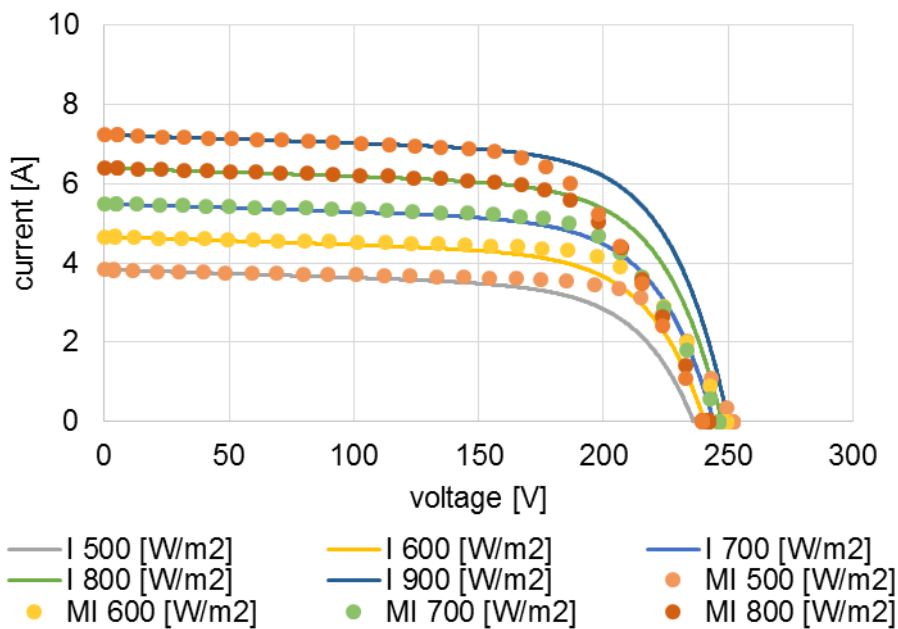


図 2.6 シミュレーションによる電流－電圧特性曲線と実測値の比較

2. 8 2章のまとめ

結晶シリコン太陽電池モジュールから構成される PV ストリングをシミュレーションソフト LTspice 上に構築した。太陽電池モジュールは実際に多く採用されている 3 クラスタ構成とし、クラスタ単位での不具合も模擬可能とした。シミュレーションによる PV ストリングの出力特性は実際のストリングと同等の特性を示したことから、シミュレーションモデルの妥当性が確認できた。

第2章参考文献

- [1] リニアテクノロジー社ウェブサイト、<http://www.linear-tech.co.jp/>
- [2] L. Castaner and S. Silvestre, Modeling of Photovoltaic Systems using PSpice®, John Wiley & Sons Ltd, 2002 年
- [3] 神崎康弘、電気回路シミュレータ LTspice 入門編、CQ 出版社、2009 年
- [4] 遠坂俊昭、電気回路シミュレータ LTspice 実践入門、CQ 出版社、2012 年
- [5] 渋谷道雄、回路シミュレータ LTspice で学ぶ電子回路、株式会社オーム社、2011 年
- [6] 大庭勝實、藤巻忠雄、江田覚、太陽電池モジュールの動的等価回路、電学論 D、Vol.109, 542, 1989 年
- [7] 新原盛太郎、SPICE とデバイス・モデル、CQ 出版社、2005 年
- [8] 堀米毅、定番回路シミュレータ LTspice 部品モデル作成術、CQ 出版社、2013 年

第3章 対地静電容量計測法による断線位置推定技術の開発

第1章で述べたとおり、本研究では能動的性能診断手法の構築を目指す。太陽電池アレイを構成するストリングのうちどのストリングに不具合があるか、までは第1次対応で明らかになっているという前提のもと、ストリング中の不具合箇所の特定を行うものである。

長期間運用された太陽電池の調査事例からも明らかなように、不具合が発生している太陽電池モジュールでは抵抗値等に変化が生じることから、本研究ではインピーダンス変化に着目した不具合検出手法を構築するものとする。インピーダンス変化を検出する手法として、本章では対地静電容量計測法を用いた太陽電池ストリングの不具合箇所検出法の構築、次章では信号印加時の応答波形を観察するタイムドメインリフレクトメトリ法を用いた太陽電池ストリングの不具合箇所検出法の構築を述べる。

3. 1 対地静電容量計測法の原理

静電容量計測法とは電力ケーブルにおける断線箇所の検出に用いられる手法である[1][2]。一般に、電力ケーブルのような伝送線路の静電容量成分は線路長に比例して増加する（図3.1）。

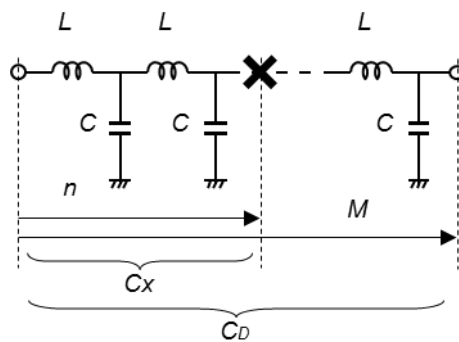


図 3.1 伝送線路における対地静電容量の概念図

図3.1において、 L , C は線路が持つ単位長さあたりのインダクタンスおよびキャパシタンスである。線路の一端から長さ x の位置において断線故障が発生したときの一端から故障点までの対地静電容量を C_x とする。一方、同一構成の線路において、全長 D にわたって不具合がない状態での対地静電容量を C_D とする。このとき、各線路長 x , D と各対地静電容量には以下の関係が成り立つ。

よって、式(3.1)のように健全相と故障相との静電容量の比から断線箇所までの距離 x [m] を求めることができる。

$$x = \frac{C_x}{C_D} D \quad (3.1)$$

3. 2 PV ストリングへの対地静電容量計測法の適用

通常、PV ストリングには接地工事が施されている。対地静電容量計測法を太陽電池ストリングの測定に適用する場合、LCR メータを用いてストリングの一端（近端）と大地間の静電容量を測定する。このとき、ストリング他端（遠端）は開放状態とする。この結線方法を採用することにより、太陽電池出力が LCR メータに印加されることを回避でき、LCR メータの破損を防ぐことができる。PV モジュールは、直列抵抗 R_s [Ω]、並列抵抗 R_p [Ω]、太陽電池の pn 接合における接合容量 C_d [F] の直並列接続で表せる[3]。このときストリングは図 3.2 に示すような回路となる。ここで、 L [H]：線路インダクタンス、 C_g [F]：対地静電容量である。

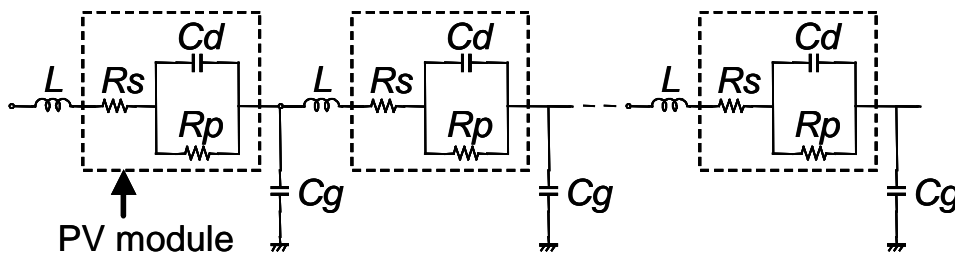


図 3.2 ストリング等価回路

明状態では PV モジュールは発電状態にあるため、太陽電池内の pn 接合における障壁が低くなり、接合容量 C_d が無視できる。このとき PV ストリングは抵抗のみの回路となる⁽⁴⁾。従って、PV ストリングは電力ケーブルのような伝送線路とみなせる。ただし、太陽電池は光起電力効果により電力を発生することが単なる伝送線路とは大きく異なる点である。しかしながら、I-V 特性計測が太陽電池の出力そのものを計測し日射強度やセル温度等の環境条件によって出力が変動する手法であることとは異なり、対地静電容量を計測することは太陽電池ストリングの回路状態を計測する手法とみなせるため、太陽電池が発電状態であっても対地静電容量計測法が適応可能である。

PV ストリングが同一形式の PV モジュールの直列接続からなり、このストリングを分布定数回路とみなすと、 i 枚のモジュールから構成されるストリングが持つ対地静電容量 C_g 、 i は 1 枚の PV モジュールが持つ対地静電容量 $C_{g,i}$ に比例すると考えられる。すなわち、

$$1 : C_g = i : C_{g,i} \quad (3.2)$$

断線故障のない健全ストリング中の全モジュール枚数を M 、この健全相全体が持つ対地静電容量を C_{all} とする。また、ストリングの m 枚目に断線故障がある場合、この故障相の対地静電容量を C_{fail} とすると、式(3.2)よりこれらの関係は次式で示される。

$$m : C_{fail} = M : C_{all} \quad (3.3)$$

式(3)より、断線故障までのモジュール枚数 m は次式で求められる。

$$m = \frac{C_{fail}}{C_{all}} M \quad (3.4)$$

3. 3 屋内基礎実験

実アレイでの屋外実験に先立ち、室内実験によって静電容量計測法による断線検出の有効性を検討した。図 3.3 に実験システムの概要を示す。本実験では、断線故障を PV モジュール間のコネクタを任意に開放することで模擬し、各断線状態(C0-C1、C0-C2、C0-C3、C0-C4、C0-C5)の対地静電容量を LCR メータ (エヌエフ回路設計ブロック製 ZM2355) によって測定した。室内のストリングは接地が施されていないために、隣接する PV モジュールのフレームを接地線で接続し、模擬的な接地極を作製した。PV モジュールは A 社製多結晶 Si モジュール (p-Si A, Pmax=130 [W]) と B 社製多結晶 Si モジュール (p-Si B, Pmax=80W) の 2 種類を用いた。ストリング中のモジュール枚数は 5 枚である。4 端子対測定による LCR メータの測定条件は、入力電圧 1 [V]、測定周波数 100 [kHz] である。これらのパラメータは予備実験における測定値の安定性から決定した。日射条件は実内の蛍光灯と窓からの散乱光による擬似的な明状態 (50 [W/m²]以下) である。

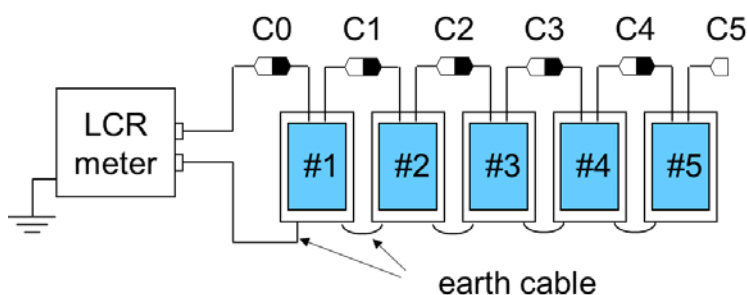


図 3.3 室内対地静電容量計測実験

図 3.4 に室内実験における各断線状態による対地静電容量の測定結果を示す。この図より、対地静電容量は断線箇所までの PV モジュール枚数に比例して増加していることがわかる。また、使用した PV モジュールにより対地静電容量の増加量が異なるのは、構造や大きさ・材料の違いにより静電容量が異なるためと考えられる。裏面材がアルミ箔か PET かによって対地静電容量は大きく変わる、との報告もある⁽⁴⁾。

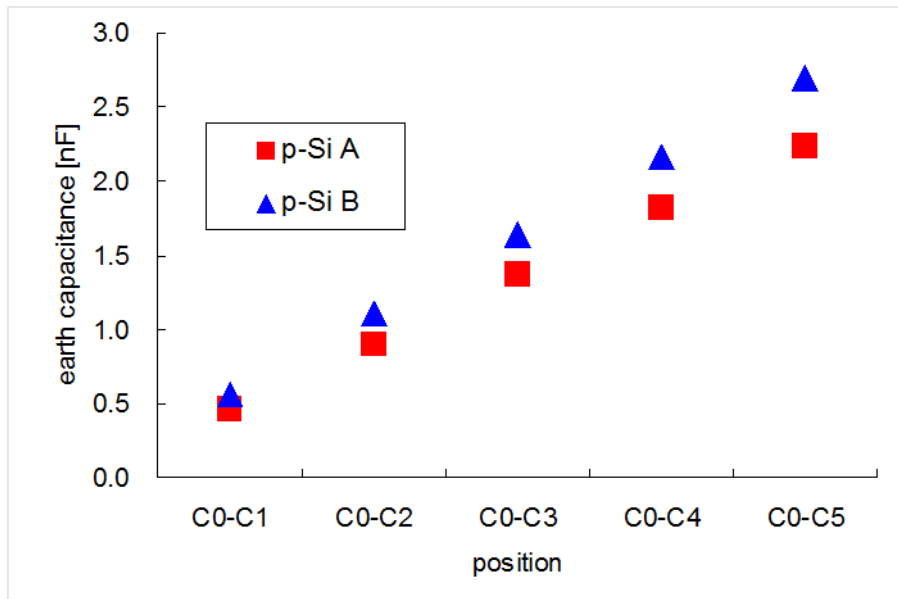


図 3.4 断線状態と対地静電容量の関係

図 3.5 は、図 3.4 の測定結果を用いて式(3.4)より断線箇所までの PV モジュール枚数を算出したものである。このとき、健全相の対地静電容量として、ストリングが全て接続された状態である C0-C5 の実測値を使用した。算出した PV モジュール枚数の推定誤差は全て 0.1 枚以内となった。この結果から、対地静電容量の比較により断線箇所に対応した PV モジュール枚数が算出でき、本手法が断線箇所の推定に有効であるといえる。

なお、上記実験は正極側からの対地静電容量測定値を使用した。負極側からの測定においても対地静電容量は断線箇所までの PV モジュール枚数に比例して増加することを確認している。

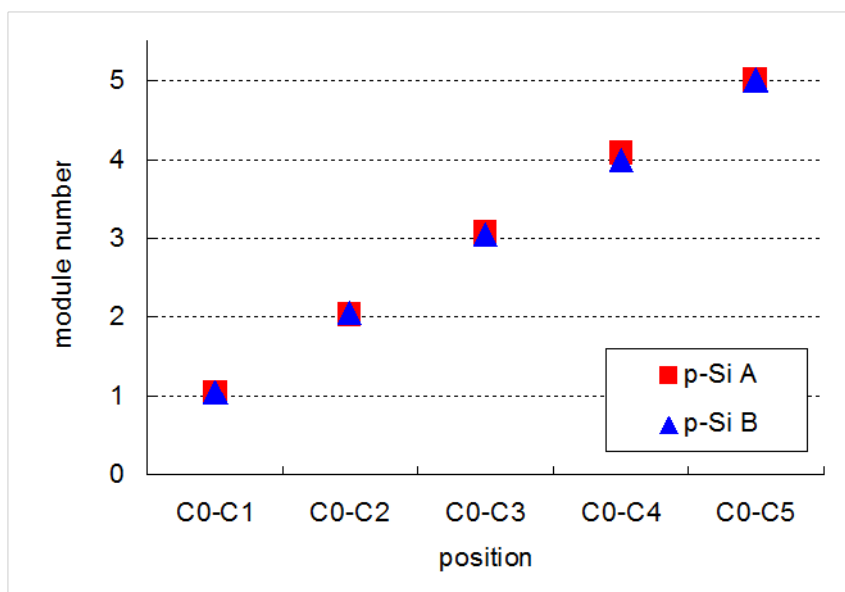


図 3.5 室内実験における断線位置推定結果

3. 4 屋外実証実験

3. 4. 1 日射強度の影響

静電容量計測法による断線検出手法が実際に稼動しているアレイでも適用可能であるか、屋外実験で検討を行った。オンサイト測定では環境条件によって測定結果が変化する可能性があるため、まず日射強度によって対地静電容量が変化するか確認実験を行った。実験に使用したアレイを図 3.6 に示す。このアレイは A 社製多結晶 Si モジュール($P_{max}=150W$)20 枚からなり、10 枚 1 ストリングで 2 ストリング(ストリング A、ストリング B)から構成される。測定においては、LCR メータの正極端子をストリングの正極に、LCR メータの負極端子を接続箱のアース端子に接続し、ストリングの負極は開放とした。なお、LCR メータの測定パラメータは室内実験と同一である (1 [V]、100 [kHz])。また、各モジュールのフレームは金属架台を通して接地されている。

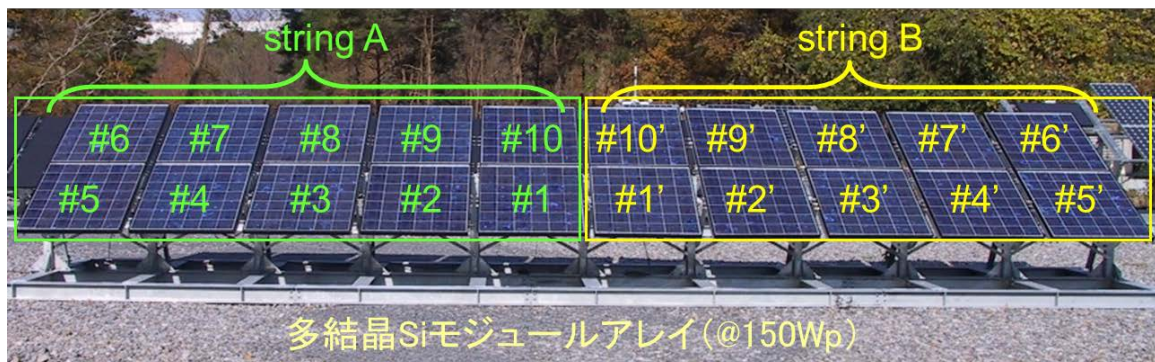


図 3.6 屋外実験に用いた PV アレイ

図 3.7 にストリング A の配線模式図を示す。測定においては、図に示す C# (#は位置を示す番号) のコネクタを順次開放してコネクタ外れを模擬した。ここで、C0 (C10) はストリング正極側末端 (負極側末端) のモジュールのコネクタ位置を示し、Tp (Tn) はストリング正極側 (負極側) リード線の末端位置を示す。ストリング B についても同様である。

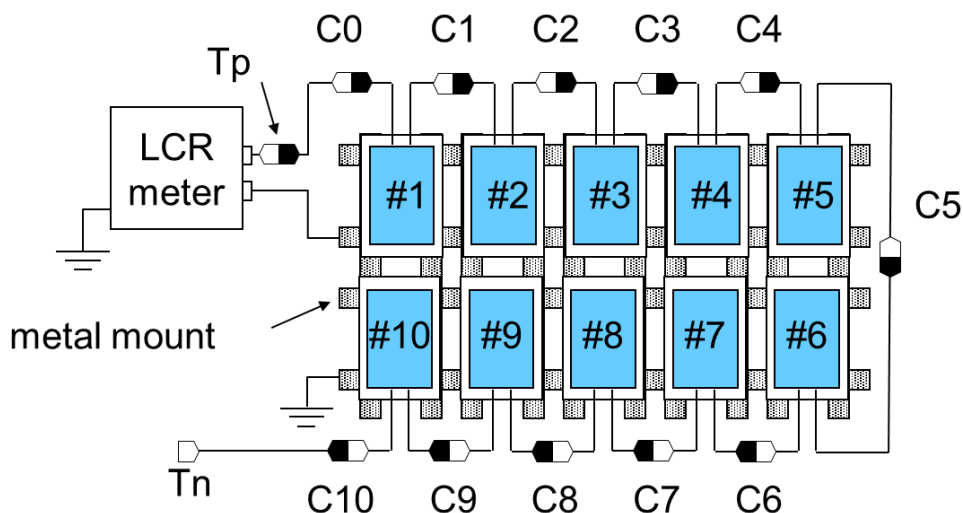


図 3.7 PV スtring配線模式図

表 3.1 に、高日射 (800 [W/m²]) および低日射 (240 [W/m²]) 時に、String A においてモジュール間のコネクタを順次開放し、コネクタ外れによる断線故障を模擬した時の対地静電容量を示す。正極側 String 末端 Tp から開放したコネクタまでの区間を Tp-C# (#は位置を示す番号、例：C2 を開放したときは Tp-C2) で示している。高日射時と低日射時で対地静電容量計測値に差異がないことから、PV String に適用した対地静電容量計測法が日射強度の影響を受けないことがわかる[4]。この結果は、前章に述べた通り、この測定方法が太陽電池出力を測定しているのではなく、String の回路状態を測定していることを示すものである。なお、太陽電池モジュール温度は太陽電池出力に影響を及ぼすが、この測定方法は太陽電池出力には影響されないため、本実験においてはモジュール温度の計測は行っていない。

表 3.1 日射強度の対地静電容量への影響

irradiance [W/m ²]	earth capacitance [nF]				
	Tp-C2	Tp-C4	Tp-C6	Tp-C8	Tp-Tn
800	1.0	1.8	2.7	3.5	4.5
240	1.0	1.8	2.7	3.5	4.5

3. 4. 2 健全相と故障相の比較によるモジュール間断線位置の特定

複数の PV String からなる PV アレイについて、String 内に不具合が存在しない String (健全相) と不具合が存在する String (故障相) があるとする。例えば、PV システム施工時にコネクタ接続ミスがあった場合などである。この時、健全相からは適正な開放電圧が出力されるが、故障相からは出力が得られない。このような事例を想定して、健全相と故障相が存在する場合のモジュール間断線位置の推定を行う。

図 3.6 に示した PV アレイを用いて、各 String についてモジュール間のコネクタを順次開放し、コネクタ外れによる断線故障を模擬した時の対地静電容量の測定結果を図 3.8 に

示す。この図より、屋外においても、室内と同様に、対地静電容量は断線箇所までの PV モジュール枚数に比例して増加することがわかる。また、Tp-C10 と Tp-Tn の測定値が異なる値を示すのは、C10-Tn 間のケーブル（10m程度）の持つ対地静電容量（100pF 程度）によるものと考えられる。

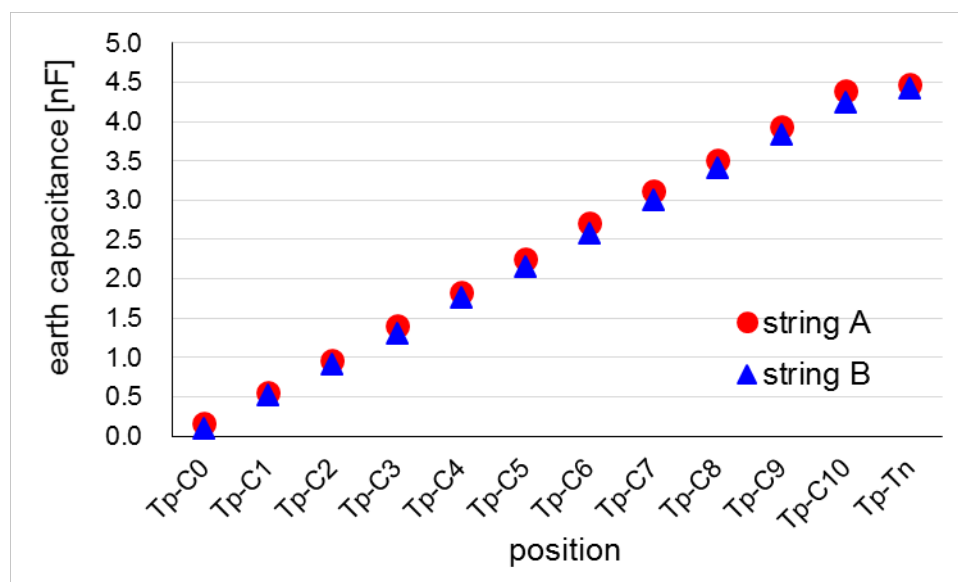


図 3.8 モジュール間断線時の対地静電容量

図 3.9 は、図 3.8 の測定結果を用いて、一方のストリングを健全相、他方を故障相として、式(3.4)より各ストリングの対地静電容量を比較して断線箇所までの PV モジュール枚数を推定したものである。図中、string A/string B とはストリング A を故障相、ストリング B を健全相としたものであり、ストリング B は 10 枚すべてのモジュールが正しく接続されている状態に対し（健全状態）、ストリング A は順次コネクタを開放した状態である（故障状態）。健全相と故障相の対地静電容量を比較して断線位置を推定するため、本手法を「比較法」と呼ぶ。比較法において、コネクタ番号 C#は#番目のモジュールの負極側のコネクタを指すものであるが、式(3.4)によるモジュール枚数換算においては、推定された枚数（自然数に四捨五入）と実際の開放位置はすべて一致した。なお、本測定結果における推定誤差は、最大で string B / string A の Tp-C9 における 0.41 枚であった。設置現場での作業はモジュール単位の扱いがほとんどのため、今回得られた断線位置の推定精度は、屋外で稼働しているストリングにおいても断線箇所の検出に実用的なレベルであるといえる。しかも、接続箱中の接地端子を利用し、使用する装置は LCR メータのみなので、簡便に測定ができる手法といえる。

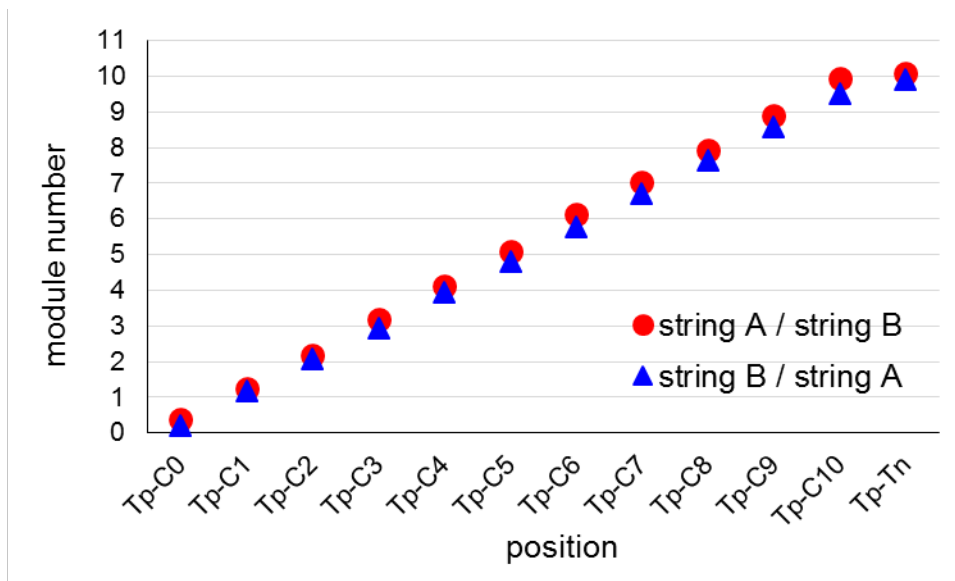


図 3.9 健全相と故障相の対地静電容量値の比較による断線位置推定結果

3. 4. 3 故障相のみによるモジュール間断線位置の特定

前項では比較法によりモジュール数を算出したが、故障ストリングのみの計測値から断線位置を算出する方法についても検討した。これは、故障相が単独で存在する場合や、並列する他のストリングにもすべて故障が存在し、健全相と故障相の比較による故障位置検出が不可能である状況を想定したものである。PV ストリング中の断線箇所が一箇所の場合、式(4)の健全相の静電容量を用いる代わりに、正極と接地極との対地静電容量 C_p と負極と接地極との対地静電容量 C_n を測定することで、それらの静電容量の和をストリング全体の対地静電容量とみなすことができる (図 3.10)。

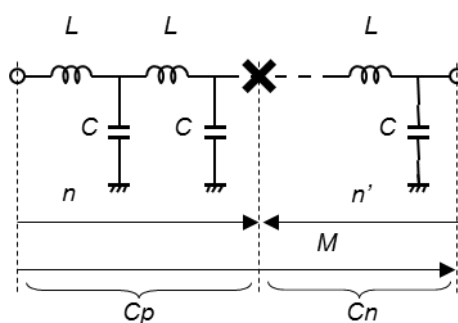


図 3.10 故障相のみでの対地静電容量測定概念

このとき式(3.4)は式(3.5)に書き換えられ、故障相の静電容量値のみで断線位置が算出できることになる。正極側からの測定値と負極側からの測定値によってその間の断線位置を推定することから、本手法を「挟み撃ち法」と呼ぶ。

$$m = \frac{C_p}{C_p + C_n} M \quad (3.5)$$

ここで、 m : 正極から断線箇所までのモジュール枚数、 C_p [F]: 正極から断線箇所までの静電容量、 C_n [F]: 負極から断線箇所までの静電容量、 M : スtring中のモジュール枚数である。

挟み撃ち法の実験には、図 3.6 に示した多結晶太陽電池アレイのString A、String B と、同じ試験場内の別の架台に設置された同形式の太陽電池によって構成されたString C を使用した。ここで、String C には接続箱が設置されていないため、図 3.7 における T_p および T_n が存在しない。そのため、String C については $C_0=T_p$ 、 $C_{10}=T_n$ として評価した。前項での実験と同様に、PV モジュール間のコネクタを任意に開放することで断線故障を模擬し、各断線箇所の対地静電容量を正極側からと負極側からそれぞれ LCR メータによって測定した。

図 3.11 に各断線箇所における静電容量の測定結果から求めた開放位置の推定結果を示す。同図より、故障相のみの測定値を用いた場合でも、断線箇所までの PV モジュール枚数の推定が可能であるといえる。本測定結果における推定誤差は、最大でString B の T_p -C10 における 0.40 枚であった。

前節および本節で評価したモジュール枚数推定誤差の原因としては、モジュール端から接続箱までのケーブルの持つ対地静電容量が考えられる。ここで使用した各モジュール単体が持つ対地静電容量は 0.4nF 程度であったが、String端ケーブルが持つ対地静電容量は 0.1nF 程度であり、特にString端に近いモジュールの位置を評価する際には 3 割程度の誤差を伴う可能性がある。本測定値による枚数の推定においてString端に近い C1 や C9 を開放した場合の推定誤差が最も大きかったことは、この考察に合致するものである。

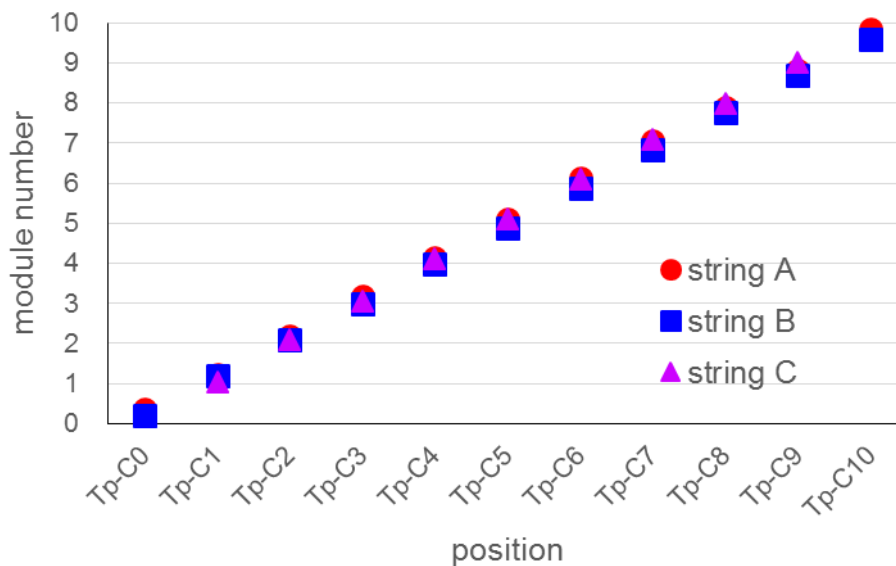


図 3.11 故障相の対地静電容量のみによる断線位置推定結果

PV スtring中の断線箇所が二箇所の場合は、本節と前節で述べた計測手法を組み合わせることにより、正極および負極からの対地静電容量測定値と健全相の対地静電容量値を比較することで、String中の断線箇所を算出可能である。同一Stringに断線箇所が三箇所以上存在することは現実的に想定しにくい、健全相との比較が可能ならば、正極または負極に近い位置から順次断線箇所を検出し補修することで、全ての断線箇所を解消することが可能である。

3. 4. 4 モジュール内断線の検出

前項までで対地静電容量計測法でコネクタ接続ミス等に由来するモジュール間断線の検出可能であることを説明した。本項では、セル間インタコネクタ断線等によって生じるモジュール内断線が検出できるか実験的に検証した。

モジュール間断線の場合、String線路は開放状態となるのに対し、モジュール内断線時にはバイパスダイオードが電流経路となるためStringは開放状態にはならない。この場合、線路の対地静電容量は断線部以降のモジュール内の静電容量も考慮する必要があると考えられる。ここで、 m ：正極から断線箇所までのモジュール枚数、 C_p [F]：正極から断線箇所までの静電容量、 C_n [F]：負極から断線箇所までの静電容量、 M ：String中のモジュール枚数、 C_M [F]：モジュール1枚当たりの静電容量、 C_f [F]：モジュール内断線を有するモジュールの静電容量、とすると以下となる。ただし、 C_M は健全Stringから得られるものとする。

$$C_p = mC_M + C_f \quad (3.6)$$

$$C_n = (M - m - 1)C_M + C_f \quad (3.7)$$

式(3.6)、式(3.7)から C_f を消去すると、以下の式で断線モジュールまでの枚数が求められる。

$$m = \frac{M-1}{2} \left\{ 1 - \frac{C_n - C_p}{(M-1)C_M} \right\} \quad (3.8)$$

42 枚セルから構成される多結晶シリコン太陽電池モジュールについて、セル間のインタコネクタを切断加工したモジュールを 3 種類用意しモジュール内断線モジュールとして実験に供した。それぞれのインタコネクタ切断加工部分を図 3.12 に示す。

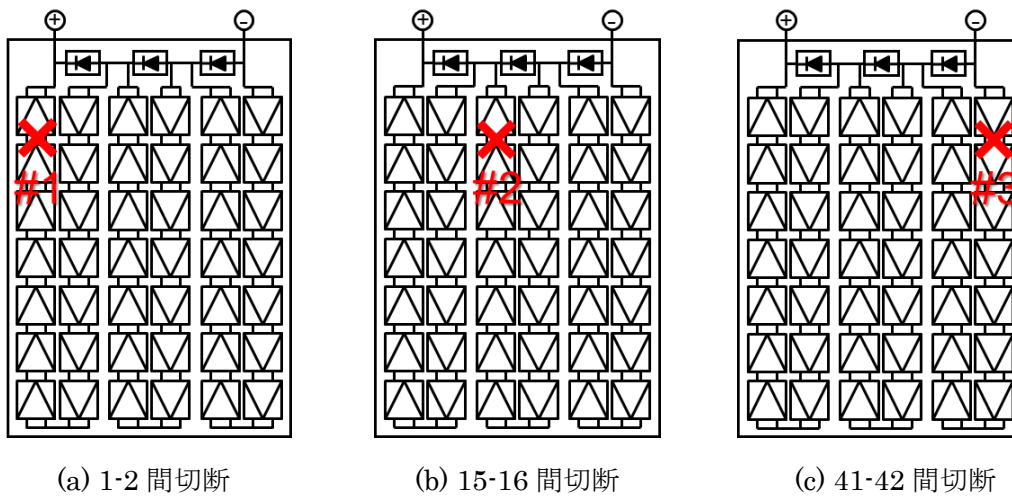


図 3.12 インタコネクタ加工モジュール

10 枚直列ストリング各インタコネクタ加工モジュールを順に挿入した時の正極からみた断線位置と対地静電容量の関係および負極からみた断線位置と対地静電容量の関係を図 3.13、図 3.14 に示す。図 3.13、図 3.14 にはモジュール間断線時のデータも併せて記載している。ただし、横軸は正極から断線箇所までのモジュール内のセル枚数の積算数としている。この図より、ストリング中のモジュールにモジュール内断線が発生した場合にも、モジュール間断線と同様にストリングの対地静電容量はモジュール数に比例して増加することがわかる。

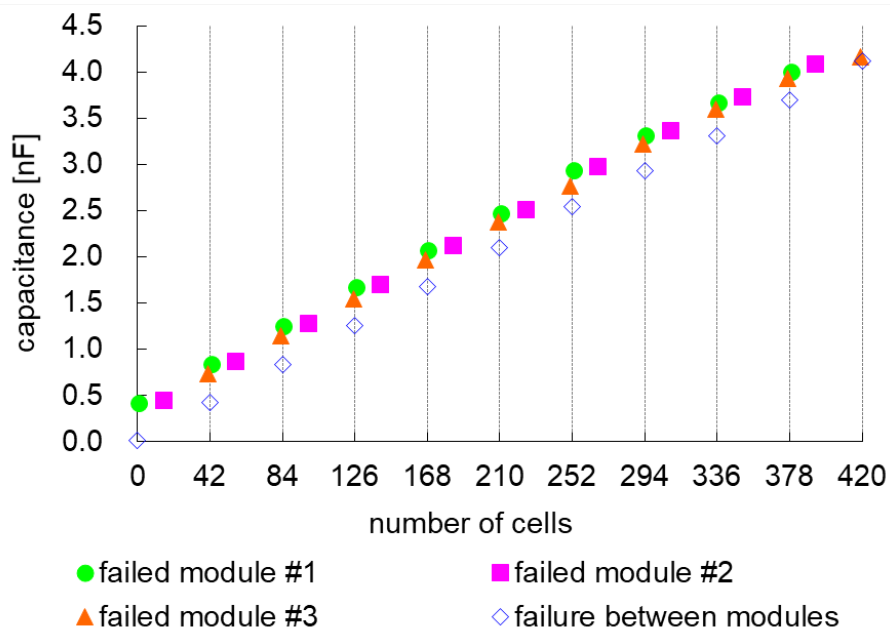


図 3.13 正極からみた断線位置と対地静電容量の関係

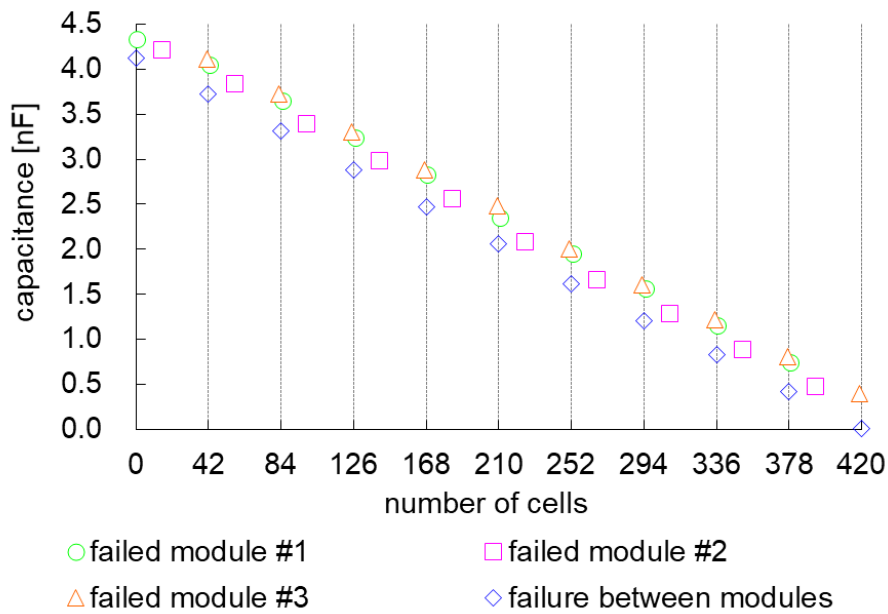


図 3.14 負極からみた断線位置と対地静電容量の関係

一方、これらの図からモジュール内断線を含むストリングの対地静電容量値はモジュール間断線時のそれに比べると大きな値をとることがわかる。

モジュール内断線により対地静電容量が増加した理由は以下のように考えられる。太陽電池モジュールは複数のセル、セル間のタブ、バイパスダイオード、およびモジュール化するための封止材、ガラス等から成るが、モジュールの電気的特性の考察を行うためにはここではモジュール構造をセルおよびバイパスダイオードのみに単純化する。モジュールの1クラスタあたりのセル直列数を N 、モジュールの構成クラスタ数を k 、1セルの持つ静電容量を C_0 、バイパスダイオードが持つ静電容量を C_d とすると、1クラスタ当たりの静電容量 C_c は以下で表される。

$$C_c = \frac{1}{N} C_0 + C_d \quad (3.9)$$

したがって健全モジュールが持つ静電容量 C_M は式(3.10)で示される。

$$C_M = \frac{1}{kN} C_0 + \frac{1}{k} C_d \quad (3.10)$$

バイパスダイオードの静電容量は無視すると式(3.10)は以下となる。

$$C_M = \frac{1}{kN} C_0 \quad (3.11)$$

クラスタの静電容量はクラスタ両端に電位差が生じたときのみ発生すると仮定すると、断線故障を有するクラスタは静電容量を持たないと想定される。一つのクラスタに断線故障が発生した場合、静電容量を持つクラスタ数は $k - 1$ となる。したがって、1 クラスタに断線故障が発生したモジュールの静電容量 C'_M は以下で示される。

$$C'_M = \frac{1}{(k-1)N} C_0 \quad (3.12)$$

断線故障を持つモジュールの静電容量 C'_M と断線がないモジュールの静電容量 C_M の関係は以下となる。

$$\frac{C'_M}{C_M} = \frac{k}{k-1} > 1 \quad (3.13)$$

すなわち、断線故障を含むモジュールの静電容量は断線故障がないモジュールよりも大きくなるといえる。

式(3.8)および図 3.13、図 3.14 の結果からモジュール内断線を推定した結果を表 3.2 に示す。モジュール位置推定の誤差はストリング後段に行くほど大きくなり、推定誤差が 1 枚を超えるものもある。多くの場合、モジュール推定位置は実際の位置よりも小さく見積もられている。これは式(3.8)に求められた正極からの枚数 m が断線モジュールの正極側を示していることが原因の一つである。また、モジュール内断線時にストリングの対地静電容量が大きく測定されることも推定誤差が大きくなる要因である。

表 3.2 モジュール内断線位置推定結果

入替 mdl	加工 mdl	セル枚数	mdl 換算	推定結果	誤差
M1	#1	1	0.02	0.44	0.41
	#2	15	0.36	0.59	0.23
	#3	41	0.98	1.00	0.02
M2	#1	43	1.02	1.17	0.15
	#2	57	1.36	1.42	0.06
	#3	83	1.98	1.82	0.15
M3	#1	85	2.02	2.00	0.02
	#2	99	2.36	2.30	0.06
	#3	125	2.98	2.69	0.29
M4	#1	127	3.02	2.88	0.14
	#2	141	3.36	3.17	0.18
	#3	167	3.98	3.56	0.42
M5	#1	169	4.02	3.72	0.30
	#2	183	4.36	4.04	0.31
	#3	209	4.98	4.40	0.58
M6	#1	211	5.02	4.62	0.40
	#2	225	5.36	4.95	0.41
	#3	251	5.98	5.30	0.68
M7	#1	253	6.02	5.52	0.51
	#2	267	6.36	5.86	0.50
	#3	293	6.98	6.18	0.80
M8	#1	295	7.02	6.31	0.71
	#2	309	7.36	6.65	0.71
	#3	335	7.98	6.97	1.01
M9	#1	337	8.02	7.10	0.92
	#2	351	8.36	7.46	0.90
	#3	377	8.98	7.74	1.24
M10	#1	379	9.02	7.88	1.14
	#2	393	9.36	8.24	1.11
	#3	419	9.98	8.41	1.57

※mdl=モジュール

3. 4. 5 アモルファス系太陽電池への適用

前項までは結晶系モジュールストリングの断線位置の推定について述べたが、本項ではアモルファス系モジュールを用いた測定の結果を述べる。結晶系モジュールが 300 [μm]程度のシリコンウエハを並べて作成するのに対し、アモルファス系のモジュールは原料を基板上に堆積させて作成することや、シリコン層の厚さが 1 [μm]程度とシリコンウエハに比

べてずっと薄いことなど、アモルファス系モジュールはその構造が結晶系モジュールとは大きく異なることから[5]、対地静電容量計測法の適用可能性を検討するものである。

測定ではアモルファス系モジュールのひとつである C 社製薄膜シリコンハイブリッドモジュール 5 枚からなるストリングを 3 ストリング使用した。アレイは屋外に設置され、各 PV モジュールのフレームは金属製架台を通じて接地されている。LCR メータの負極端子はこの金属製架台に接続し測定を行った。図 3.15 は、前節までの測定と同様にコネクタを順次開放して断線故障を模擬した時の対地静電容量値から、2 ストリングの測定値の比較により断線位置を推定した結果を示したものである。この図より、アモルファス系モジュールにおいても、結晶系モジュールと同様に、対地静電容量計測法により断線位置の推定が可能であるといえる。なお、枚数推定誤差が大きいものが存在するが、これはストリング C に他のモジュールよりも静電容量値が 2 割程度大きいモジュールが 1 枚含まれていたためである。結晶系、非結晶系を問わず、異形モジュールが含まれるストリングなど、モジュールが持つ静電容量値の個体差が大きい場合の枚数推定誤差をどう処理するかは今後の課題である。

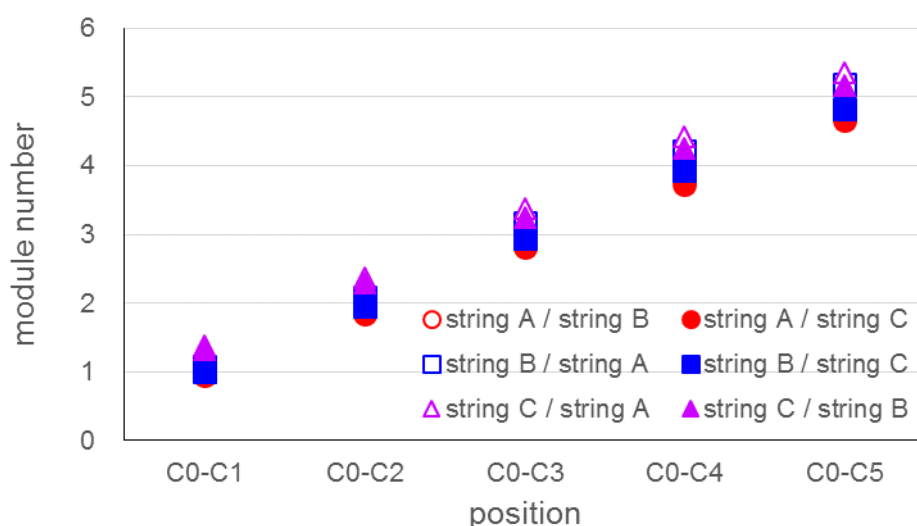


図 3.15 アモルファス系モジュールの断線位置推定結果

3. 5 3章のまとめ

能動的故障診断手法のうち、対地静電容量計測法を用いて PV ストリングの断線位置を推定する手法について、実ストリングを用いた実験によりその適用可能性を確認した。主な結果は以下の通りである。

- (1) 室内、屋外実験ともに、対地静電容量は断線箇所までのモジュール枚数に比例して増加した。また、対地静電容量は日射強度の影響を受けないことを明らかにした。
- (2) 健全相と故障相の対地静電容量の比により（比較法）、断線箇所に対応した PV モジ

ジュール枚数が推定可能であることを明らかにした。比較法による断線箇所推定誤差は最大で0.4枚程度であった。

- (3) 比較する健全相のない単ストリングにおいても、断線故障が1か所の場合、挟み撃ち法によりストリングの両極から対地静電容量を測定することで、断線箇所の推定が可能であることを確認した。挟み撃ち法による断線箇所推定誤差も0.4枚程度であった。ただし、ストリング内に複数の断線箇所がある場合、挟み撃ち法ではストリング全体の対地静電容量の算出誤差が大きくなり、断線位置の推定誤差が大きくなる。
- (4) モジュール内断線についても断線位置の推定が可能であることを明らかにした。モジュール内断線によってストリングの対地静電容量値が増加する理由について考察した。対地静電容量の増加により断線位置推定誤差はモジュール間断線時よりも大きくなり、モジュールだけでなく延長ケーブルの影響も受けるストリング端では推定誤差が1枚を超えるものもあった。
- (5) 結晶系モジュールだけでなくアモルファス系モジュールにおいてもモジュール間の断線箇所の推定が可能であることを示した。

本章で示した実験結果から、対地静電容量計測法による断線位置推定誤差は概ね1枚以内であることが示された。能動的性能診断手法ののちは第3次対応でアレイ面での確認作業となり、断線箇所の特定と改善（交換）作業が行われる。その際はモジュール単位での作業となり、多くの場合は交換対象モジュールのみでなく隣接するモジュールも一時的に取り外すことがある。この作業に対し、断線位置推定の誤差が1枚以内であることは十分な推定精度を持っているといえる。

本章で報告した実験は、それぞれのストリングがすべて同一形式のモジュールで構成された状態で測定を行っている。実際のPVシステム設置現場では、屋根の形状に合わせて四角モジュールと三角モジュールを組み合わせるストリングを構成する事例も多数存在する。形状が異なることでモジュールが持つ対地静電容量も異なることが予想されるため、モジュールの個体差を含め、異形モジュールが混在するストリングについての本手法の適用可能性を検討する必要がある。また、PVアレイ設置環境の影響を受ける可能性があることも指摘しておく。すなわち、ケーブルがループ状にまとめられている場合、ケーブル部が持つ対地静電容量が変わる可能性があり、この場合、特にストリング端部の断線位置推定誤差が大きくなる可能性がある。

なお、ストリングまたはモジュールの抵抗値が大きくなった場合はストリングやモジュール内の電気回路の接続状態に変化はなく、対地静電容量に変化はないと考えられる。すなわち、対地静電容量計測法を断線していないストリングへ適用することは難しいと考えられる。

第3章参考文献

- [1] 飯塚 喜八郎、新版・電力ケーブル技術ハンドブック、電気書院、1989年
- [2] 石川 悌二、日立電線株式会社編、六訂 電線・ケーブルハンドブック、1995年
- [3] 桜井康弘、黒川浩助、太陽光発電アレイ分布定数回路シミュレーション～シミュレーション手法の検討～、太陽／風力エネルギー講演論文集、307、2000年
- [4] 山口純司、高島工、石田政義、静電容量計測による PV モジュール間の断線検出に関する研究、太陽／風力エネルギー講演論文集、277、2006年
- [5] 日本太陽エネルギー学会編、太陽エネルギー利用技術、オーム社、2006年

第4章 信号印加法による抵抗値変化位置推定技術の開発

本章では、太陽電池ストリングの能動的不具合箇所検出手法として、線路に信号を印加してその応答波形を評価するタイムドメインリフレクトメトリを適用した信号印加法を取り上げる。

4. 1 タイムドメインリフレクトメトリ法の原理

4. 1. 1 応答信号波形の特徴

タイムドメインリフレクトメトリ(Time Domain Reflectometry : TDR)法は、伝送線の電気的特性を計測し故障点の検出を行う技術である。伝送線の一端からインパルス状またはステップ状の信号波を与え、伝送線からの反射波を時間軸上でプロットすることにより、伝送線上のインピーダンス不整合点の位置や種類を検出できる (図 4.1)。

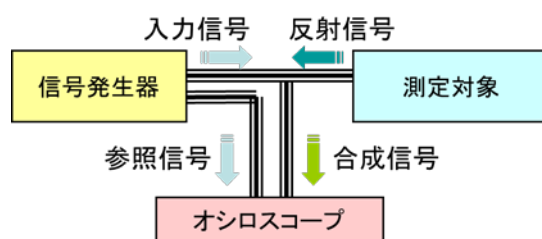


図 4.1 タイムドメインリフレクトメトリ法概念図

本研究では PV ストリングをセルやその他構成素子が線路上に配置された伝送線とみなし、TDR によりストリング内の不整合位置を検出することを目的とする。ストリング線路中に開放、短絡、抵抗値の変化等のインピーダンス不整合が存在する場合、そこで生じる反射波を観測することによってストリング中の不具合モジュールの位置と種類の特特定をするものである。図 4.2 に反射波の模式図を、表 4.1 に不整合の種類とそのときの反射波の特徴を示す。ここで、インパルス信号はステップ信号を微分したものであるため、インパルス信号の応答波形もステップ信号の応答波形を微分したものとなる[1][2][3]。したがって、ステップ応答波形もインパルス応答波形も同じ情報を持つといえる。

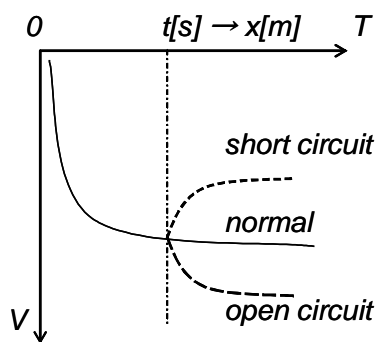
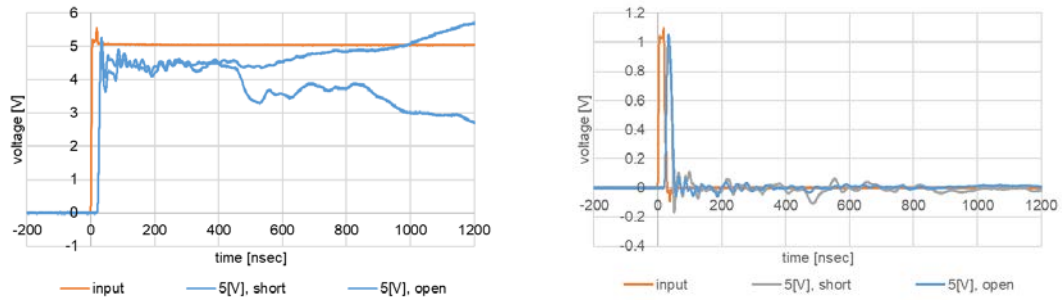


図 4.2 不整合点での反射波形模式図 (ステップ信号印加時) [4]

表 4.1 各種インピーダンス不整合とステップ応答波形、インパルス応答波形⁽²⁾

	step response	impulse response
open		
short		
resistance $R > Z_0$		
resistance $R < Z_0$		
inductance		
capacitance		

全長 100 [m]の太陽電池ケーブル (2mm²) に 5 [V]のステップ信号およびインパルス信号を印加した時の TDR 波形を図 4.3 に示す。ただし、それぞれ終端は開放または短絡とした。前述の通りインパルス応答波形はステップ応答波形の微分波形となる。図 4.3 において、ステップ応答波形の立ち上がりに対応するタイミングでインパルス応答波形に大きな変化が生じ、その後のストリング中のインピーダンス変化に対してはインパルス応答波形にはステップ応答波形ほどの明瞭な変化は観察されない。すなわち、ステップ応答波形の方がより信号応答の特徴を把握しやすいといえる。本研究ではステップ応答波形による不具合検出の検討を進める。



(a)ステップ応答波形

(b)インパルス応答波形

図 4.3 ステップ応答波形およびインパルス応答波形例 (太陽電池ケーブル)

(線路長 : 100 [m]、印加信号 : 5 [V])

4. 1. 2 格子線図による反射電圧解析

TDR 法はストリング端から信号波を印加し、ストリング中のインピーダンス不整合点からの反射を観察する。反射波形の観測時刻と反射強度を評価することでストリング中の不具合位置や程度を検出する。ここでは、格子線図モデルによりストリング上の電圧分布の解析を行った結果を述べる[5]。

信号反射を解析するにあたって PV ストリングを単純化する。具体的には PV ストリングの信号伝搬経路を一様と仮定し、伝搬経路中にインピーダンス不整合点が存在するものとする。この不整合点により信号の反射が発生した時の電流電圧分布を評価する。この時の解析モデルを図 4.4 に示す。ここで、a : ストリング近端、b : 不整合点、 $R1$: 信号源内部インピーダンス、 $Z1$: 不整合点上流側インピーダンス、 $R2$: 終端インピーダンスである。また、 $l1$: $Z1$ 線路長、 $u1$: $Z1$ 信号伝搬速度、とする。

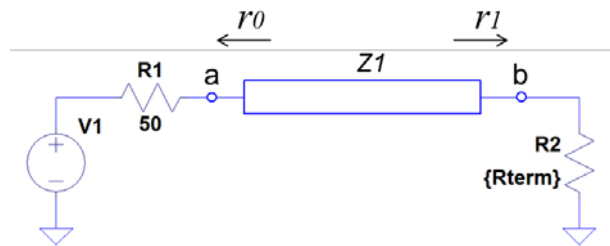


図 4.4 反射解析モデル

前記モデルにおいて、a 点における $Z1$ 側から見た反射係数 r_0 、b 点における $Z1$ 側から見た反射係数 r_1 はそれぞれ以下で求められる。

$$r_0 = \frac{R_1 - Z_1}{R_1 + Z_1} \quad (4.1)$$

$$r_1 = \frac{R_2 - Z_1}{R_2 + Z_1} \quad (4.2)$$

ただし、 $|r_0| \leq 1$ 、 $|r_1| \leq 1$ である。

格子線図を用いて各接続点における反射電圧を算出する⁽¹⁾。ここで信号源の出力電圧を $v(t)$ とする。図 4.5 に格子線図による反射電圧を示す。

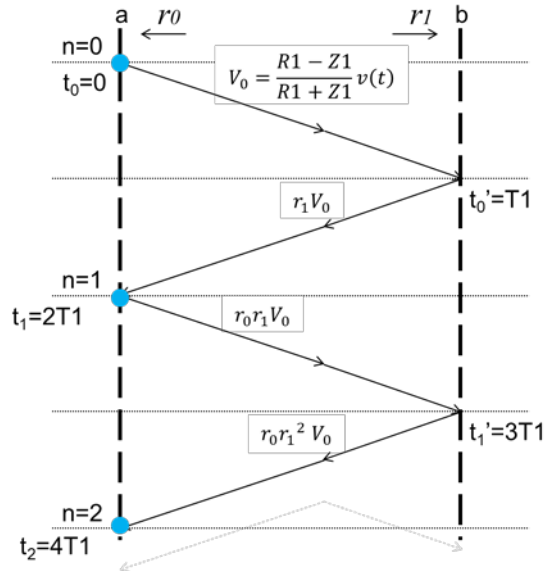


図 4.5 格子線図による反射電圧解析

基本信号波がストリングを 1 往復する時間を 1 周期としてその回数をカウントするものとする。a を信号が通過する時間 TI を $TI = l_l/u_l$ とする。近端電圧を V_n 、遠端電圧を V'_n とすると、

$n = 0$ のとき、 $t_0 = 0$ 、 $t'_0 = TI$

$$V_0 = \frac{R1-Z1}{R1+Z1} v(t) \quad (4.3)$$

$$V'_0 = (1 + r_1)V_0 \quad (4.4)$$

$n = 1$ のとき、 $t_1 = 2TI$ 、 $t'_1 = 3TI$

$$V_1 = V_0 + (1 + r_0)r_1V_0 \quad (4.5)$$

$$V'_1 = V'_0 + r_0r_1(1 + r_1)V_0 \quad (4.6)$$

$n = 2$ のとき、 $t_2 = 4TI$ 、 $t'_2 = 5TI$

$$V_2 = V_1 + r_0(1 + r_0)r_1^2V_0 \quad (4.7)$$

$$V'_2 = V'_1 + r_0^2 r_1(1 + r_1)V_0 \quad (4.8)$$

$n = k$ のとき、 $t_k = 2k TI$ 、 $t'_k = (2k + 1)TI$

$$V_k = V_{k-1} + r_0^{k-1}(1 + r_0)r_1^kV_0 \quad (4.9)$$

$$V'_k = V'_{k-1} + r_0^k r_1^k (1 + r_1)V_0 \quad (4.10)$$

すなわち、時刻 t_k において近端にて観測される電圧 V_k の信号波が不整合点から反射した信号波である。同様に、時刻 t_k において遠端にて観測される電圧 V_k の信号波が不整合点を透過した信号波である。ただし、線路抵抗による信号の減衰は考慮していない。

反射波形（近端）電圧 V_k について以下の式変形を行う。

$$V_k = V_{k-1} + r_0^{k-1}(1+r_0)r_1^k V_0 \quad (4.11)$$

$$V_k = \left\{ 1 + (1+r_0) \frac{r_1(1-r_0^k r_1^k)}{1-r_0 r_1} \right\} V_0 \quad (4.12)$$

式(4.12)において $k \rightarrow \infty$ としたときの V_k が近端の収束電圧となる。

$$\lim_{k \rightarrow \infty} V_k = \left\{ 1 + \frac{(1+r_0)r_1}{1-r_0 r_1} \right\} V_0 \quad (4.13)$$

式(4.13)より、入力電圧、収束電圧、信号源内部インピーダンス、終端インピーダンスを用いて線路インピーダンス ZI を推定することができる。

透過波形（遠端）についても同様の式変形を行い、収束電圧 V_k' を求めることができる。

$$V_k' = V_{k-1}' + r_0^k r_1^k (1+r_1) V_0 \quad (4.14)$$

$$V_k' = (1+r_1) \frac{1-r_0^{k+1} r_1^{k+1}}{1-r_0 r_1} V_0 \quad (4.15)$$

$$\lim_{k \rightarrow \infty} V_k' = \frac{1+r_1}{1-r_0 r_1} V_0 \quad (4.16)$$

4. 2 予備実験

オンサイトでの太陽電池測定においては、測定結果に日射強度やモジュール温度の影響があるかどうかで測定機会の多少が決まる。TDR 測定は信号応答波形から信号変化位置を特定し、信号変化を引き起こす不具合がストリングのどこに存在するかという情報を提供することを目的とする。TDR 測定で得られた信号の時間変化を評価する際には、信号伝搬経路と信号伝搬速度の情報が必要となる。本節では PV ストリングを TDR 測定を行う際の基本的な測定条件について予備実験した結果を記す。

4. 2. 1 日射強度の影響

TDR 法では、信号発生器から発信された入力信号（ステップ信号）を被計測線路に印加し、被計測線路からの反射波形を信号観察装置（オシロスコープ）にて観察する。この時、信号発生器や信号観察装置に反射信号が印加される。TDR 法にて PV ストリングの測定を行う際、PV ストリングの出力電流が直接計測機器に印加すると計測機器を破壊する恐れがある。そこで、PV ストリングの出力が計測機器に印加されないよう、PV ストリングの一端は開放状態とし、他端から信号を印加するものとする。この時の回路構成の概念図を図

4.6 に示す。ここで、FG：信号発生器、OSC：信号観察装置（オシロスコープ）、M1～M10：太陽電池モジュール、C0～C10：コネクタである。TDR 測定時にはストリング遠端のコネクタ（C10）を開放とし、近端のコネクタ（C1）から信号を印加する。

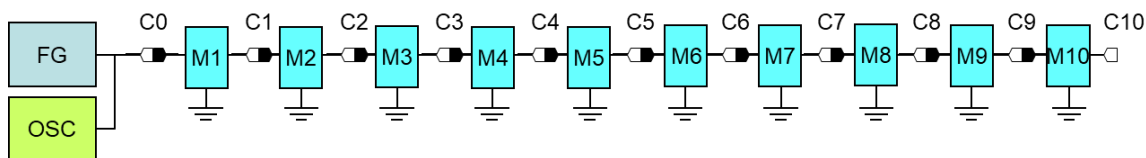


図 4.6 TDR 測定の回路構成概念図

PV ストリングにおける TDR 測定が日射強度の影響を評価するため、屋外に設置された PV ストリング（多結晶シリコン太陽電池モジュール 10 枚直列）で TDR 測定を行った。日射が 1.0 [kW/m²]から 0.0 [kW/m²]まで変化するときの TDR 波形の変化を図 4.7 に示す。

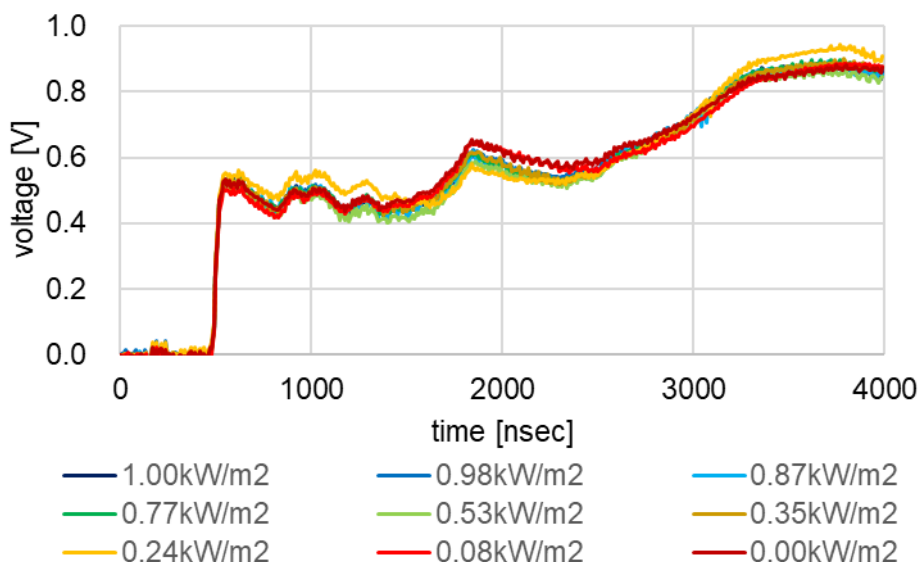


図 4.7 日射強度変化時の TDR 波形

図 4.7 に載ったデータを日射が 1.00 [kW/m²]の時の電圧値で規格化したものを図 4.8 に示す。0.35 [kW/m²]以上の日射強度の時には変動幅は 5 [%]以内だったが、低日射では変動幅が 10 [%]以上になることがわかる。この図より、TDR 波形は低日射ではややふらつきが大きくなるものの、0.35 [kW/m²]以上ではほとんど日射強度の影響を受けないことがわかる。

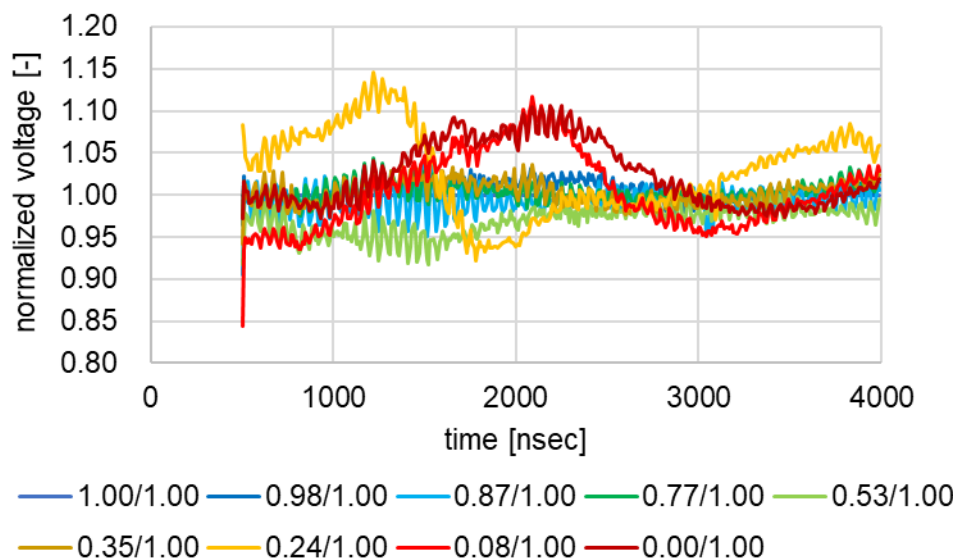


図 4.8 1.0 [kW/m²]時の電圧データで規格化した TDR 波形

4. 2. 2 信号伝搬経路

PV スtringは太陽電池モジュールおよび配線ケーブルから構成されるが、特に太陽電池モジュールは太陽電池セル、バスバー、インタコネクタ、バイパスダイオードから構成される。太陽電池モジュール内をどのように信号が通過するか把握することは、PV スtringの TDR 測定において非常に重要である。

信号経路を確認するために 42 セル、3 バイパスダイオードの太陽電池を加工して使用した。一枚目のモジュールは何も加工していないモジュール (NM : normal module)、二枚目は 3 つのバイパスダイオードをすべて取り除いたもの (BD3 : 3 bypass diodes failed module)、三枚目はインタコネクタの一部を切断したもの (FM1 : interconnector at 1st cluster failed module) である。各モジュールの模式図を図 4.9 に示す。

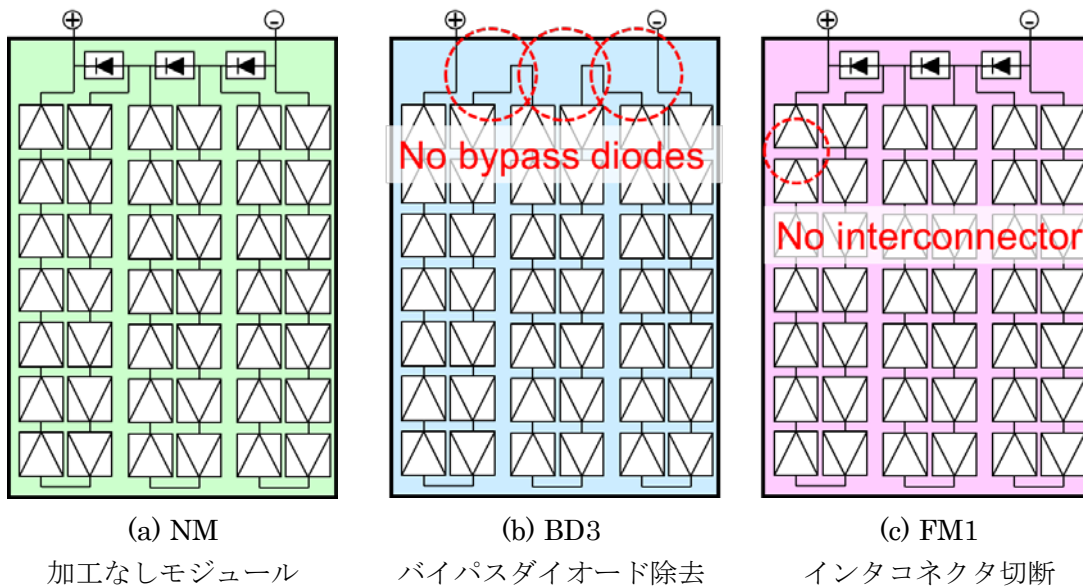


図 4.9 信号経路確認用加工モジュール

各モジュールについて、一端から電圧信号を印加し他端で信号が検出される時間を、正極印加、負極印加のそれぞれについて測定した。図 4.10、図 4.11、図 4.12 にそれぞれの観測波形を示す。NM と BD3 において信号通過時間が一致したことから、NM において信号はバイパスダイオード部を通過せずにセル部を通過していることが確認された。FM1 においては、NM や BD3 と比べて短時間で信号が通過することが確認されたが、インタコネクタが切断されたクラスタは信号が通過できないため、このクラスタは信号がバイパスダイオードを通過したと考えられる。その他のクラスタについてはバイパスダイオード部を通過せずにセル部を通過したと推定される。

NM、BD3、FM1 の信号通過観測波形を比較したものを図 4.13 に示す。クラスタ断線を模擬した FM1 の信号通過時間が他のモジュールに比べ早いことが明らかである。クラスタ部の経路長が約 2.5 [m] であるのに対し、バイパスダイオード部は 1 [cm] 程度であるため、FM1 の信号経路は NM や BD3 に比べ短いと結論付けられる。

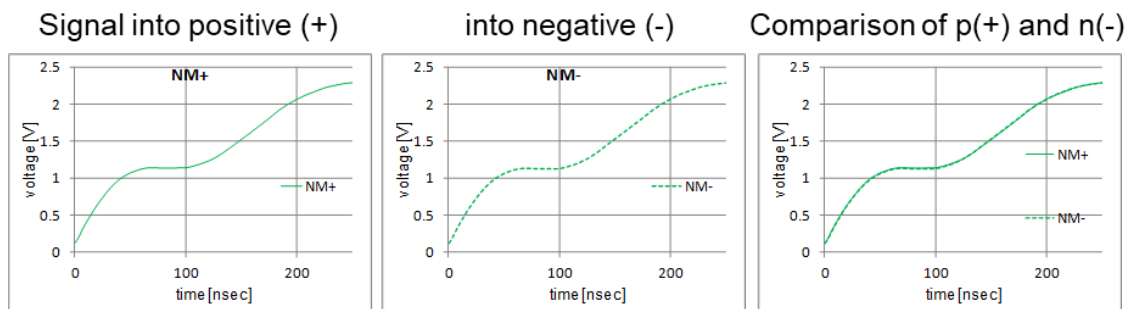


図 4.10 NM における観測波形（正極印加、負極印加、波形比較）

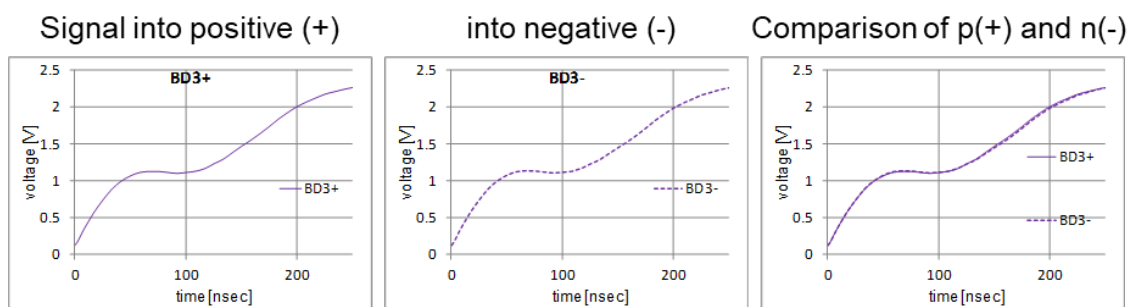


図 4.11 BD3 における観測波形（正極印加、負極印加、波形比較）

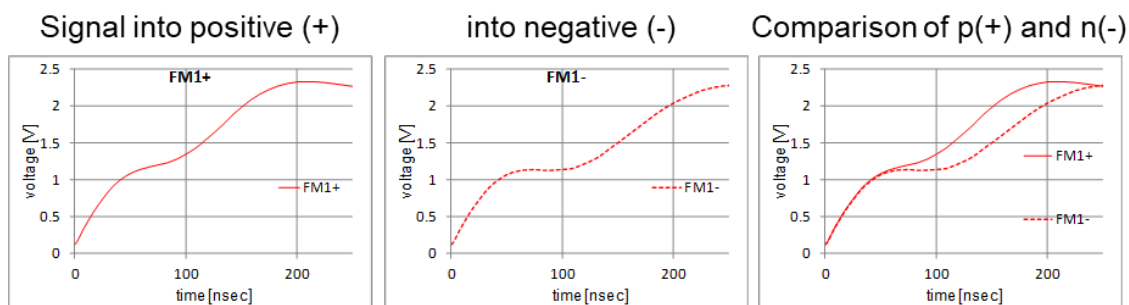
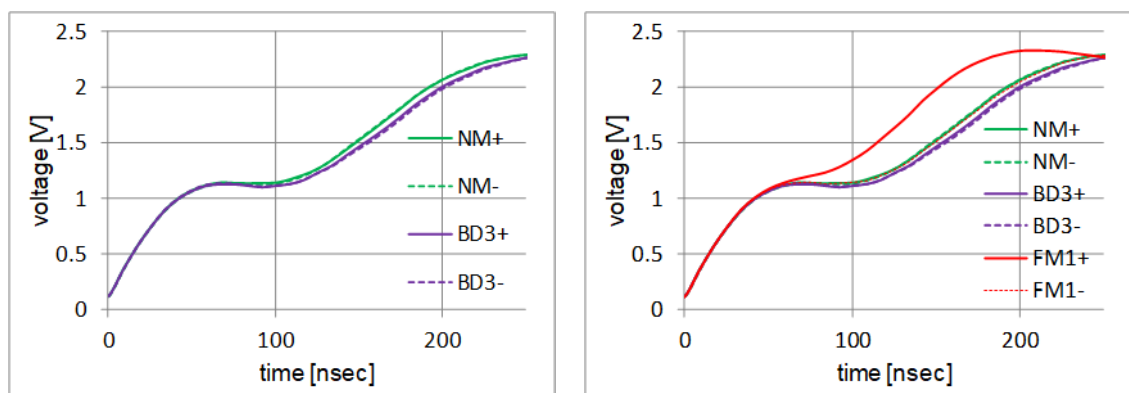


図 4.12 FM1 における観測波形（正極印加、負極印加、波形比較）



(a) NM と BD3 の比較

(b) NM、BD3、FM1 の比較

図 4.13 各モジュールの信号通過の比較

これら結果から各モジュールの信号伝搬経路を推定したものを図 4.14 に示す。インタコネクタ断線が生じているモジュールではバイパスダイオードを経由して信号が伝搬するが、バイパスダイオードが開放故障したモジュールでは信号伝搬経路に変化はないといえる。すなわち、TDR 手法ではバイパスダイオード開放故障の検出は難しいことを示すものである。

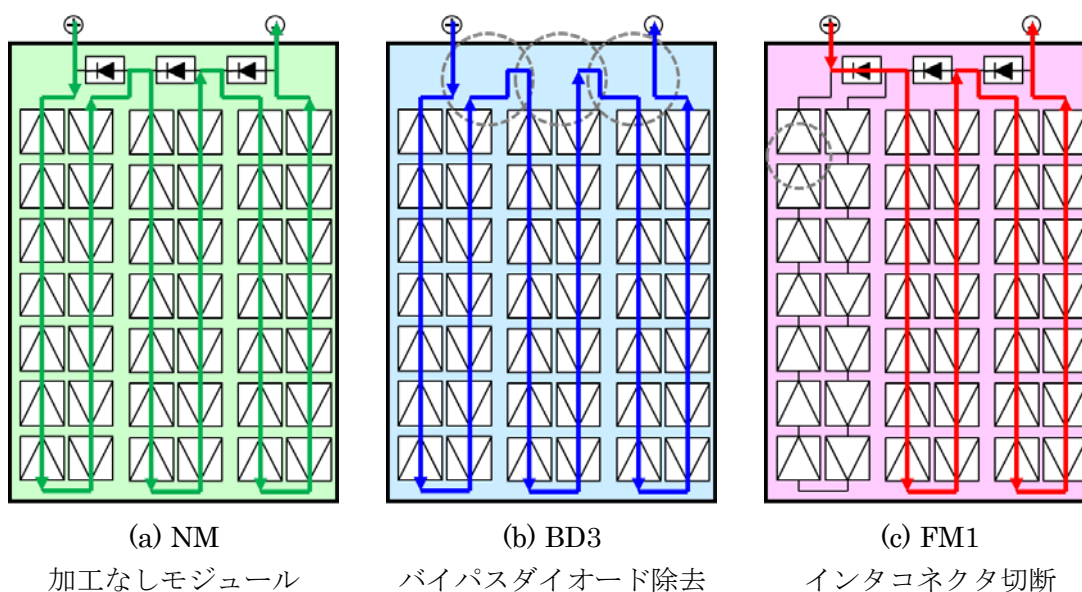


図 4.14 信号経路の推定結果

4. 2. 3 信号伝搬速度

PV スtringの構成要素は配線ケーブル部と太陽電池モジュール部に分けられる。ここではそれぞれの構成要素を通過する信号の伝搬速度を見積もる。

配線ケーブルの信号伝搬速度はケーブルの物性値から値が得られる。また、線路長既知のケーブルに信号を印加した時の信号応答時刻からも実験的に信号伝搬速度が推定できる。

ケーブル中の信号伝搬速度は以下の式で求められる。

$$v_c = \frac{c}{\sqrt{\epsilon_s}} \quad (4.17)$$

ここで、 v_c : ケーブル中の信号伝搬速度、 c : 光速 (3×10^8 [m/s])、 ϵ_s : 媒質の比誘電率、である。本実験系で用いている太陽電池ケーブルは単芯 CV ケーブル (架橋ポリエチレン製、断面積 2 [mm²]) であり、 $\epsilon_s = 2.3 \sim 2.4$ である。これらの値から $v_c = 1.94 \sim 1.98 \times 10^8$ [m/s] と求められる。

線路長既知の太陽電池ケーブルに信号を印加した際の信号通過時間を計測した結果を表 4.2 に示す。これらから実験的に信号伝搬速度 v_c を推定すると、 $v_c' = 2.06 \times 10^8$ [m/s] となる。

物性値および実験から推定された信号伝搬速度から、本論文ではケーブル部の信号伝搬

速度 V_C は $V_C=2.0\times 10^8$ [m/s]あるいは 5 [nsec/m]を用いることとする。

表 4.2 太陽電池ケーブルにおける信号伝搬速度評価

線路長 [m]	3.0	10.0	15.0	19.1	25.6
通過時間 [nsec]	15.5	48.5	70	94.5	119.5
伝搬速度 [m/s]	1.94×10^8	2.06×10^8	2.14×10^8	2.02×10^8	2.14×10^8

太陽電池モジュール内の信号経路は太陽電池ケーブルとは構造が異なるため、ケーブルの信号伝搬速度値を太陽電池モジュール内の信号伝搬速度として用いることはできない。そこで、太陽電池モジュール内の信号伝搬速度を実験的に推定した。

信号伝搬速度の推定においては、長さ既知の太陽電池ケーブルとモジュール内経路長既知のモジュールを用いた。ケーブル長とモジュール枚数のいくつかの組み合わせについて 図 4.15 に示す回路構成で信号通過時間を測定し、ストリング長と信号通過時間から以下の式でモジュール部の信号伝搬速度 V_M を推定した。

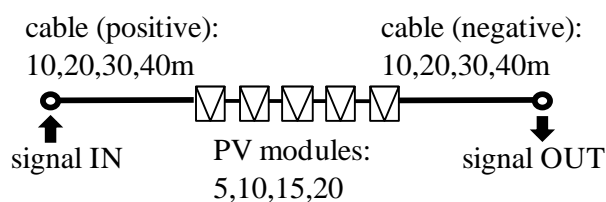


図 4.15 信号伝搬速度評価実験模式図

$$T_{3P} = \frac{1}{n} \left(T - \frac{L_1 + nL_{3C} + L_2}{V_C} \right) \quad (4.18)$$

$$V_M = \frac{L_{3P}}{T_{3P}} \quad (4.19)$$

ここで、 T_{3P} : モジュール部信号通過時間、 n : モジュール枚数、 T : 信号通過時間、 L_1 : 正極側ケーブル長、 L_2 : 負極側ケーブル長、 L_{3C} : モジュールケーブル長、 V_C : ケーブル部信号伝搬速度 (2.0×10^8 [m/s])、 V_M : モジュール部信号伝搬速度 (1枚あたり)、 L_{3P} : モジュール内経路長 (8.32 [m]) である。

各種組み合わせによるモジュール内信号伝搬速度の推定結果を表 4.3 に示す。この表よりモジュール内信号伝搬速度 V_M は $V_M=2.6\times 10^8$ [m/s] (あるいは 3.8 [nsec/m]) と求められた。

表 4.3 モジュール内信号伝搬速度の推定

string configuration	cable [m]	modules	T [sec]	T3P [sec]	V_M [m/s]
10m+PV5+10m	10.0	5	3.50×10^{-7}	3.60×10^{-8}	2.31×10^8
20m+PV5+20m	20.0	5	4.75×10^{-7}	4.10×10^{-8}	2.03×10^8
30m+PV5+30m	30.0	5	5.58×10^{-7}	3.77×10^{-8}	2.21×10^8
40m+PV5+40m	40.0	5	6.42×10^{-7}	3.43×10^{-8}	2.42×10^8
40m+PV10+40m	40.0	10	8.00×10^{-7}	2.80×10^{-8}	2.97×10^8
30m+PV10+30m	30.0	10	7.25×10^{-7}	3.05×10^{-8}	2.73×10^8
20m+PV10+20m	20.0	10	6.42×10^{-7}	3.22×10^{-8}	2.59×10^8
10m+PV10+10m	10.0	10	5.58×10^{-7}	3.38×10^{-8}	2.46×10^8
10m+PV15+10m	10.0	15	7.25×10^{-7}	3.03×10^{-8}	2.74×10^8
20m+PV15+20m	20.0	15	8.08×10^{-7}	2.92×10^{-8}	2.85×10^8
30m+PV15+30m	30.0	15	9.33×10^{-7}	3.09×10^{-8}	2.69×10^8
40m+PV15+40m	40.0	15	1.04×10^{-6}	3.14×10^{-8}	2.65×10^8
40m+PV20+40m	40.0	20	1.23×10^{-6}	3.03×10^{-8}	2.75×10^8
30m+PV20+30m	30.0	20	1.14×10^{-6}	3.11×10^{-8}	2.68×10^8
20m+PV20+20m	20.0	20	1.06×10^{-6}	3.19×10^{-8}	2.61×10^8
10m+PV20+10m	10.0	20	9.33×10^{-7}	3.07×10^{-8}	2.71×10^8
			average	3.25×10^{-8}	2.56×10^8

4. 2. 4 印加信号電圧

TDR では線路に電圧信号を印加する。本項では PV スtring に TDR 手法を適用するときの信号電圧について検討する。

2 章で構築したシミュレーションモデルを使い、10 枚直列 String に対して印加信号電圧を 1 [V]、5 [V]、10 [V] と変化させたときのシミュレーション結果を図 4.16 に示す。また、実際の 10 枚直列の PV String にて、印加信号を 1 [V] から 20 [V] まで変化させたときの応答波形のうち、1 [V]、5 [V]、10 [V] の応答波形を図 4.17 に示す。シミュレーション、実測とも応答波形の電圧は同じ傾向を示している。

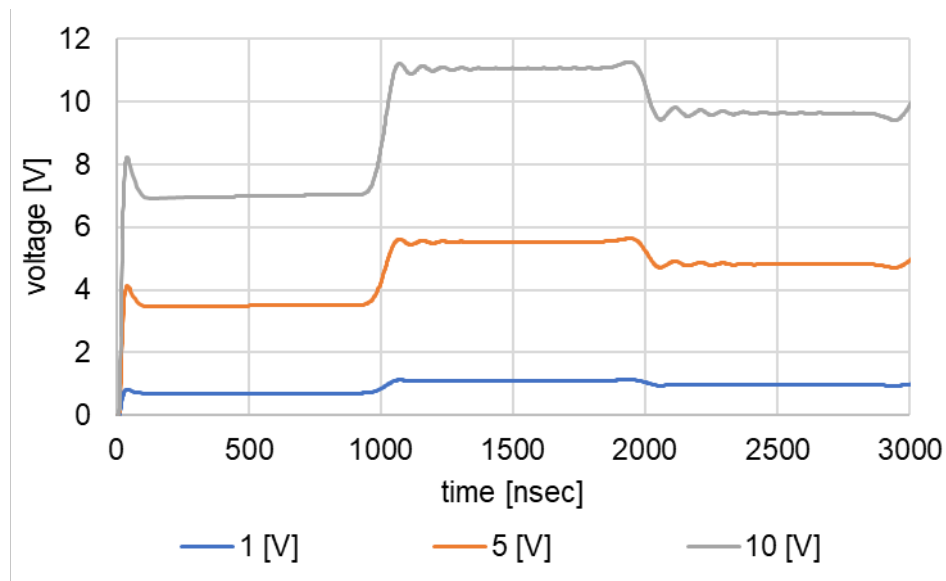


図 4.16 印加電圧をパラメータとしたときの応答波形シミュレーション

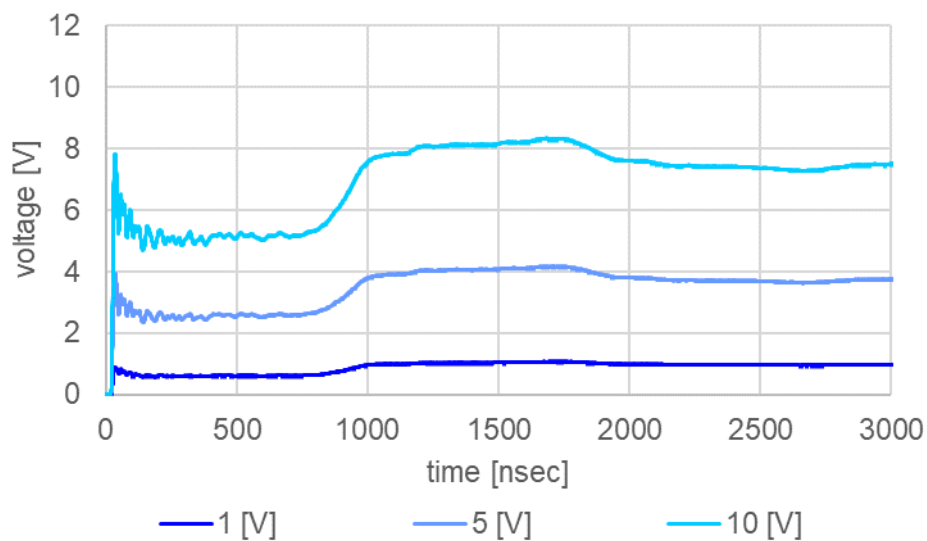


図 4.17 印加電圧をパラメータとしたときの実ストリングにおける応答波形

シミュレーション（図 4.16）、実測（図 4.17）のいずれの波形においても、応答波形は印加電圧に応じた電圧に収束していることがわかる。実測波形の収束値を実収束値および印加電圧値で規格化した値で整理すると表 4.4 となる。この表より、印加電圧が 2 [V] 以下では印加電圧相当に収束し、それ以上の電圧では印加電圧よりも低い値に収束することがわかる。数 V 以上で電圧収束値が印加電圧値より低くなる理由は現時点では不明である。応答波形の解析の観点から、印加電圧相当に収束することが望ましいと考えられるため、今後は印加電圧は 0.5 [V] として実験を進めることにする。

表 4.4 印加電圧と収束値の関係

signal voltage [V]	0.5	1	2	3	4	5	8	10	15	20
convergent voltage [V]	0.49	0.99	1.98	2.30	2.79	3.82	5.54	7.64	10.73	15.33
normalized convergent voltage	0.98	0.99	0.99	0.77	0.70	0.76	0.69	0.76	0.72	0.77

4. 3 不具合箇所推定実験

4. 3. 1 推定目標の設定

太陽電池モジュールの10年保証では、「太陽電池モジュールの出力が JIS C 8918 で規定される条件下において、公称最大出力の80%を下回った場合」が「故障」と定義される。また、メンテナンス業者からのヒアリングによると、モジュールの曲線因子（フィルファクタ）が0.5を下回った場合には性能低下とみなす、とのことである。本手法の検出目標を設定するにあたって上記しきい値を参照することにする。実験で使用している多結晶シリコン太陽電池ストリング（10枚直列）に各種抵抗を直列に追加した時の電流－電圧特性および電力－電圧特性測定例を図4.17に示す。ストリングに10[Ω]抵抗を接続したときに最大出力は28%減少し、曲線因子も0.5まで低下することから、本手法による不具合検出目標はインピーダンス変化量：10[Ω]相当（10枚直列ストリング）とする。また、オンサイトでの交換作業を考慮し、不具合位置推定誤差の範囲を±1枚以内とする。

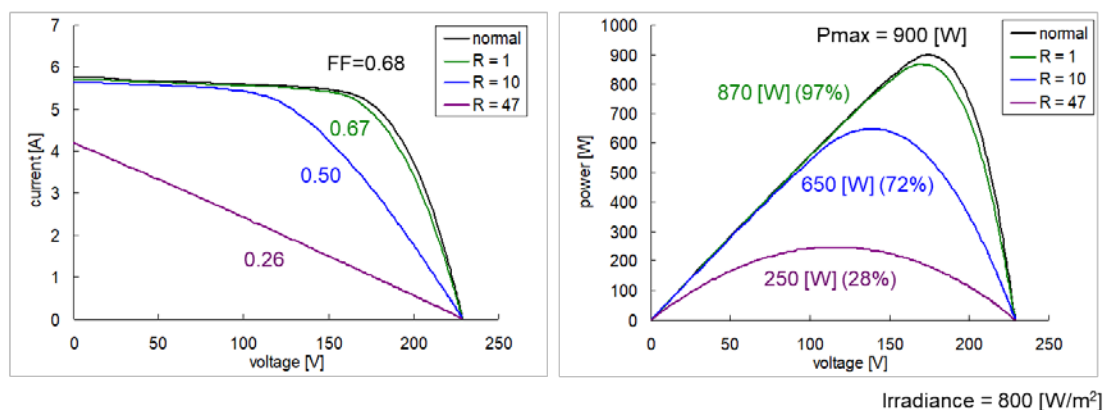


図 4.18 抵抗挿入時の電流－電圧特性と電力－電圧特性

4. 3. 2 実験装置

実験に使用した PV ストリングは多結晶シリコン太陽電池モジュール（定格 150 [W]）10 枚で 1 ストリングを構成している（図 4.19）。測定においては、信号発生器の正極端子をストリングの正極に、信号発生器の負極端子を接続箱の接地極に接続し、ストリングの負極は

開放とした。また、信号発生器正極とストリング正極端の間から信号を分岐し、オシロスコープにて電圧波形を観察した。なお、各モジュールのフレームは金属架台を通して接地されている。



図 4.19 屋外実験に使用した太陽電池ストリング

図 4.20 にこのストリングの配線模式図を示す。信号発生器からの印加信号は PV ストリングの正極（負極）に印加される。信号発生器の他端は設置極に接続される。この時 PV ストリング負極（正極）は開放状態とする。Cn (n は位置を示す番号) のコネクタを順次開放またはコネクタ間に抵抗を挿入してコネクタ外れとコネクタの接触抵抗増加を模擬した。また、裏面を加工（断線模擬，直列抵抗挿入可能）したモジュールを作成し、Mn (n は位置を示す番号) のモジュールを加工モジュールに順次交換してモジュール内断線とモジュール内の抵抗増加を模擬した。ここで、C0 および C10 はストリング正極側末端および負極側末端のモジュールのコネクタ位置を示す。

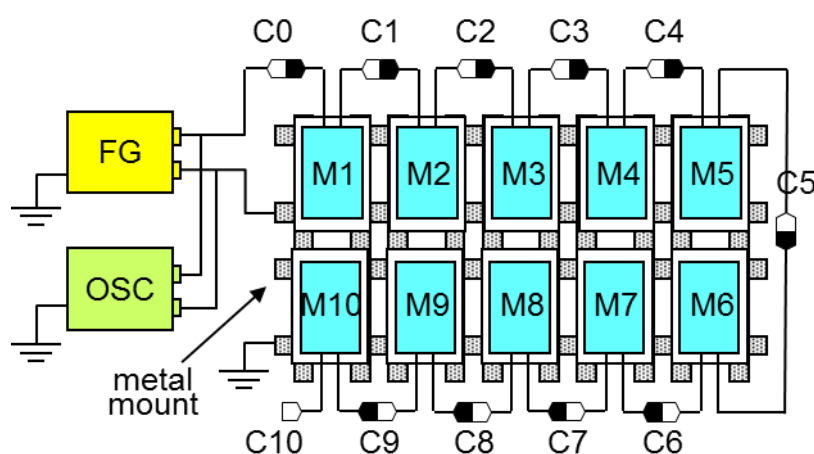


図 4.20 ストリング配線模式図(FG：信号発生器、OSC：オシロスコープ)

4. 3. 3 モジュール間断線検出実験

モジュール間の断線が TDR によって検出できるか確認した。図 4.21 にモジュール間のコネクタを順次開放しコネクタ外れによる断線故障を模擬した時の TDR 応答波形（ステップ信号入力）の測定結果を示す。信号電圧は 0.5 [V] である。ストリングはすべて終端部を開放とした。図中、“open@Cn” で示される波形は Cn のコネクタを開放した状態の波形である。また、“normal” とはストリング中に不具合状態のない状態(健全状態)での応答波形であり、normal と各応答波形を比較して不具合点を推定するものである。図 4.21 の個々の波形は表 4.1 の終端開放時 (open) の応答波形に類似した電圧上昇を示す波形となっている。また、電圧上昇時刻（電圧立ち上がり時刻）はモジュール間開放状態によって変化していることがわかる。これらより、モジュール間開放位置すなわちストリング線路長に対応したタイミングで開放状態で観測されるべき電圧変化が TDR 応答波形に生じていることがわかる。2 章で構築したシミュレーションモデルによるモジュール間断線シミュレーションの結果を図 4.22 に示す。実験とシミュレーションの立ち上がりタイミングが良く合致している。なお、本測定結果は正極側からステップ信号を印加した結果であるが、負極側革印加した場合も同様の波形が得られる。

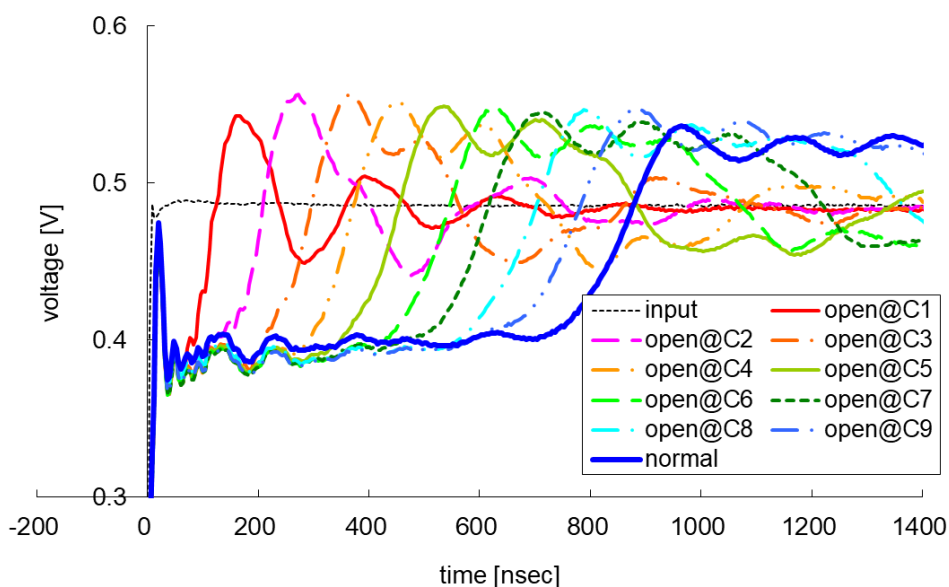


図 4.21 モジュール間断線時の TDR 波形

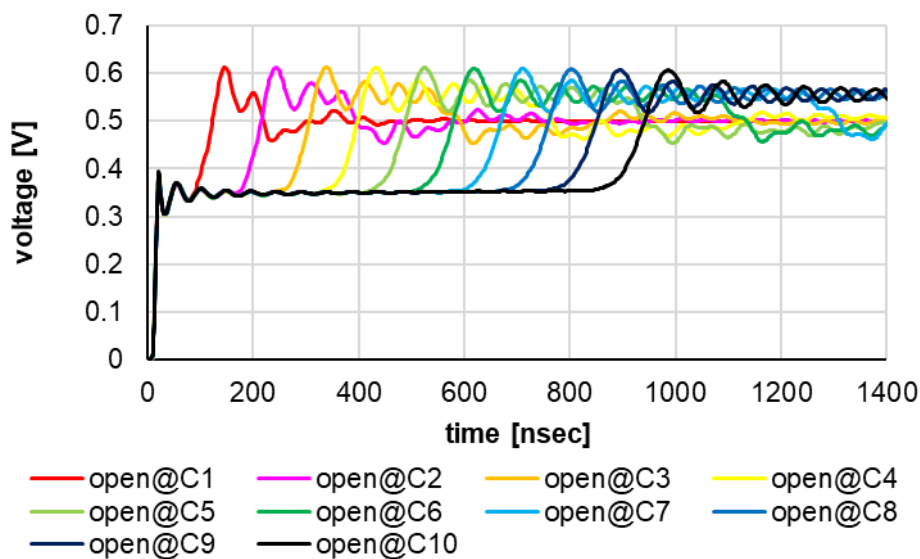


図 4.22 モジュール間断線の TDR シミュレーション波形

4. 3. 4 モジュール間抵抗挿入実験

ストリングの抵抗値が増大した場合の性能変化を確認するために、モジュール間に各種抵抗を直列に挿入したストリングを構成し、TDR 測定実験を行った。図 4.23 および図 4.24 は、コネクタ不具合による抵抗増加を模擬するために開放したコネクタ間に 47 [Ω] および 10 [Ω] の抵抗を挿入した時の TDR 応答波形である。入力信号はいずれもステップ信号 (0.5 [V])、ストリング終端は開放である。47 [Ω] 抵抗挿入時 (図 4.23) の個々の波形変化は表 4.1 のインピーダンス増加に相当する波形変化、すなわち抵抗挿入により線路の抵抗値が増大して電圧上昇が発生し、抵抗増大に応じた電圧で収束していることを示すものである。また、電圧立ち上がり時刻は抵抗挿入位置によって変化しているが、これはコネクタ開放状態での結果と同様に、抵抗値変化部分までの線路長に対応したものである。図 4.23 と図 4.24 を比較すると、47 [Ω] 抵抗挿入時には波形変化(抵抗値変化位置に対応した電圧変化と 0.43 [V] 程度での電圧収束)が明確に観察できる。一方 10 [Ω] 抵抗については、抵抗挿入による電圧上昇が少なく、この波形だけでは健全波形との判別が難しいことがわかる。

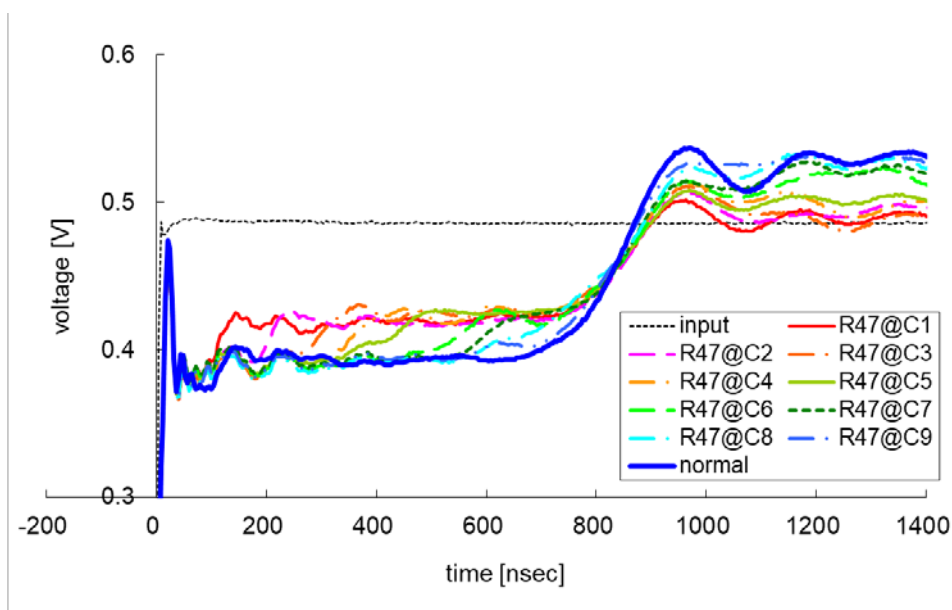


図 4.23 モジュール間抵抗 (47 [Ω]) 挿入時の TDR 波形

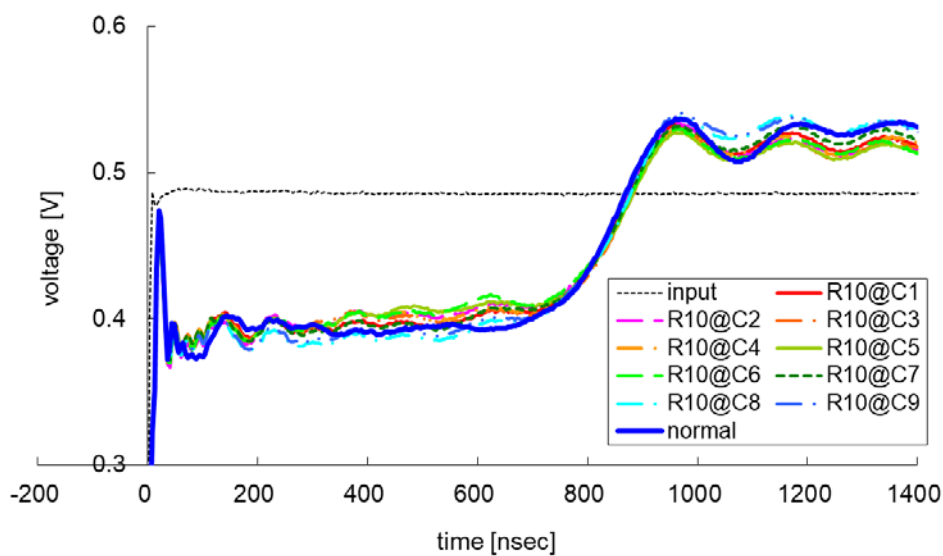


図 4.24 モジュール間抵抗 (10 [Ω]) 挿入時の TDR 波形

4. 3. 5 不具合位置検出アルゴリズム

開放または抵抗値変化が生じているインピーダンス不整合部では TDR 波形が急峻な変化を示すことから、観測された TDR 応答波形から不具合位置を検出するアルゴリズムとして観測波形を微分して評価する以下の手法を検討した。

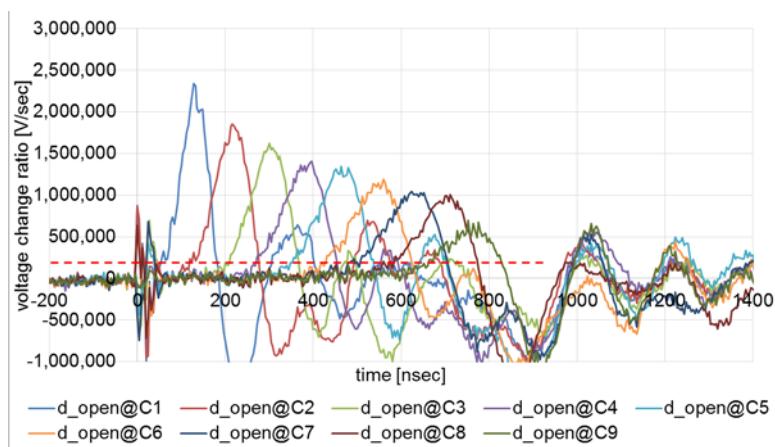
- (1) 評価すべきストリングの TDR 波形から不具合を含まないストリングから得られる TDR 波形 (参照波形) を差し引き、参照波形からのずれを求める。
- (2) 得られた差分波形を時間微分し、各瞬間の電圧変化を求める。
- (3) 設定したしきい値を超える電圧変化があった時刻に相当する線路位置に不具合が存

在するものとする。

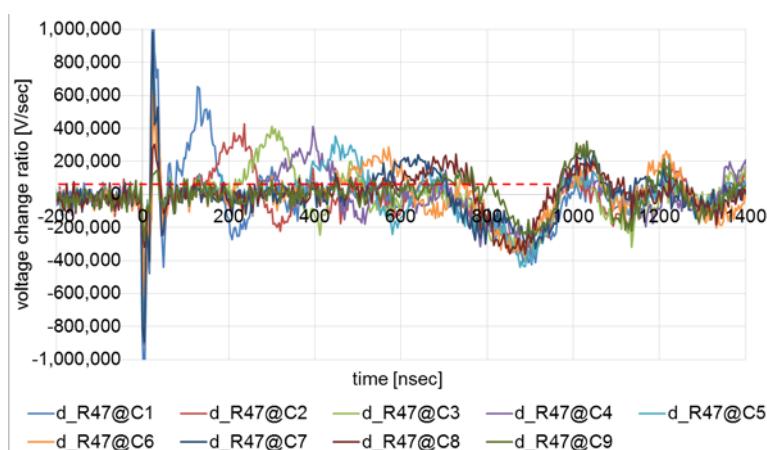
参照波形として数値シミュレーションから得られる波形を用いる方法も考えられるが、実際のモジュールのパラメータが得られるとは限らないため、本研究では隣接するストリングのストリングが健全である者と仮定して、そのストリングから得られた TDR 波形を参照波形として使用する。

前述のモジュール間断線実験およびモジュール間抵抗挿入実験で得られた TDR 波形を用いて本評価手法の有効性を検証する。

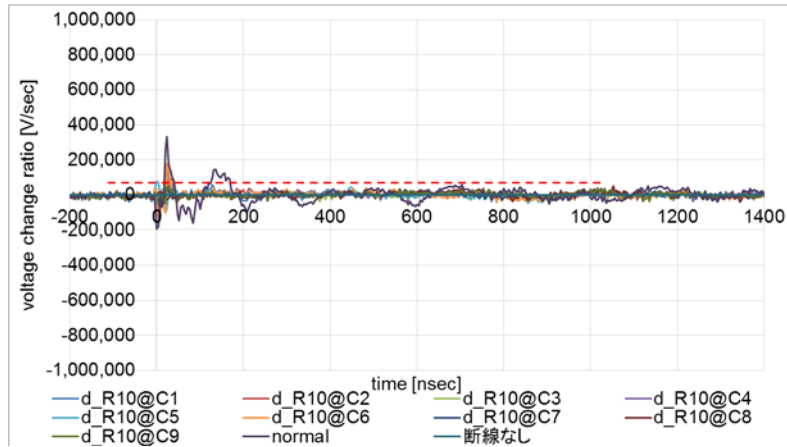
図 4.25 は(a)モジュール間断線、(b)モジュール間 47Ω 抵抗挿入、および(c)モジュール間 10Ω 抵抗挿入時の TDR 波形から参照波形 (全モジュールが健全に接続されたストリングから得られた TDR 波形) を差し引き、得られた差分波形を微分したものである。抵抗値が小さくなるほど参照波形からの差分が小さくなり、差分微分波形の振幅も小さくなることがわかる。



(a)モジュール間断線時



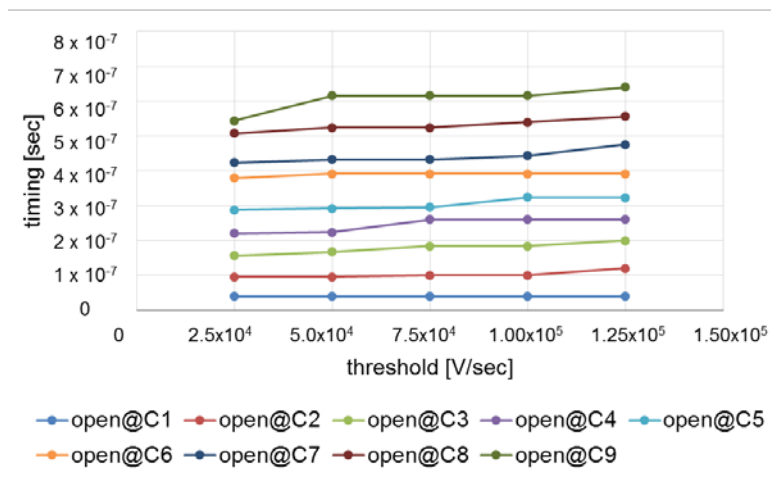
(b)モジュール間 47Ω 抵抗挿入時



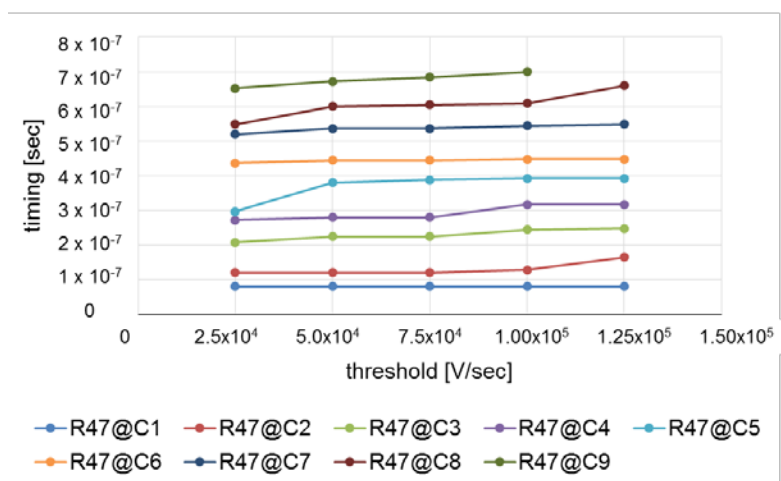
(c)モジュール間 10Ω 抵抗挿入時

図 4.25 差分微分波形

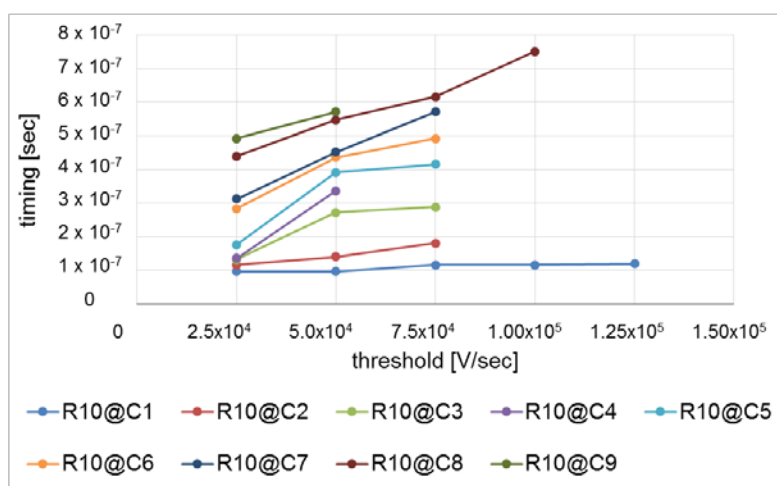
図 4.25 には赤色の破線を示している。この破線は変化点検出のしきい値を示すものである。参照波形からの差異が生じた点（差分波形の微分値が正に転じる点）が本来のインピーダンス変化点であるが、波形のノイズに埋もれてしまうためしきい値を設定して変化点を検出するものである。各波形に対していくつかのしきい値を設定して変化点を抽出したものを図 4.26 に示す。開放時の各電圧変化点はモジュール線路長（モジュール内セルストリング長およびモジュールケーブル長から約 10m）と信号伝搬速度（5nsec/m）、およびモジュール枚数から求められる時間遅れのタイミングで発生している。小さな抵抗値変化では電圧変化がしきい値を超えられず、変化点が抽出されない場合がある。



(a)モジュール間断線時



(b)モジュール間 47Ω 抵抗挿入時



(c)モジュール間 10Ω 抵抗挿入時

図 4.26 しきい値をパラメータとした波形変化検出時刻

図 4.27 はストリング断線実験の TDR 波形の差分微分結果と各抵抗挿入時の評価結果を比較したものである。抵抗挿入時の波形変化点は断線時の波形変化点と同一のタイミングにプロットされることから、このアルゴリズムにより波形変化点の抽出が可能であることが示された。

電圧変化検出のしきい値は、しきい値が小さいとノイズによる検出誤差が増えること（実際よりも早いタイミングで電圧変化が検出される）、大きいと未検出が増えることから（しきい値を超えない電圧変化を見逃す）、本実験系で適切な電圧変化しきい値は 7.5×10^4 [V/sec] であるといえる。ここで、しきい値の設定により検出感度が変わることには注意しなければならない。

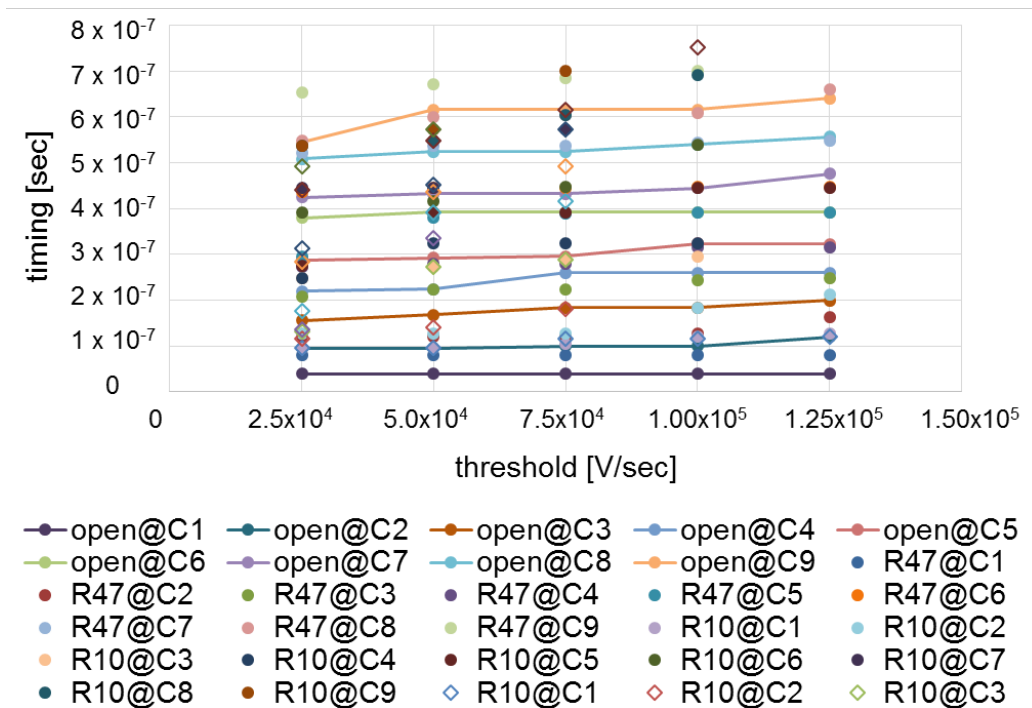


図 4.27 断線ストリングと抵抗挿入ストリングの波形変化検出時刻の比較

実験ではノイズの影響により微小な波形変化は検出しにくかったが、数値シミュレーションにおいては $5 [\Omega]$ 抵抗挿入時でも差分微分波形上でインピーダンス変化点は明確に識別できる(図 4.28)。信号印加法においてより微小な変化を検出するためには実測値のノイズ低減も課題である。

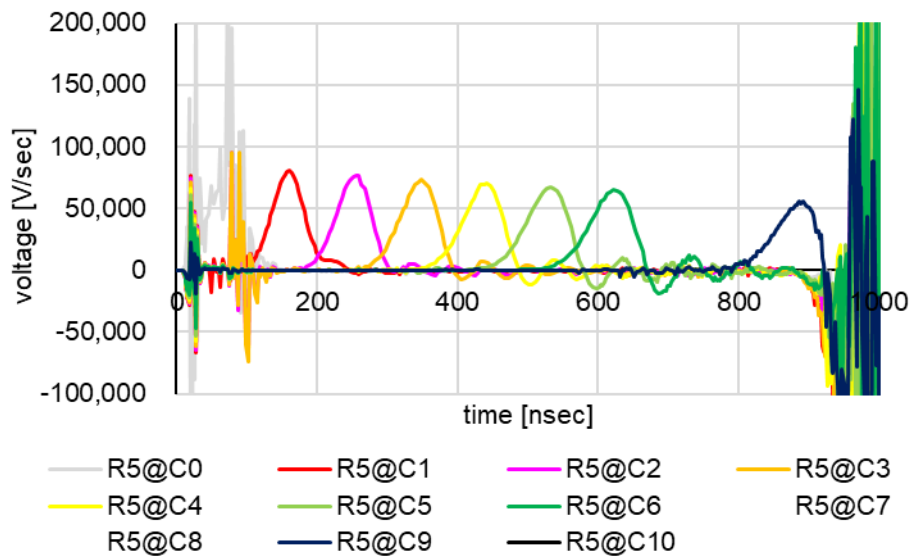


図 4.28 数値シミュレーションにおける $5 [\Omega]$ 抵抗挿入時の差分微分波形

4. 3. 6 加工モジュール入れ替え実験

モジュール内断線が TDR にて検出できるかを検証するために、裏面からモジュール中央部付近のセル間のタブを切断し出力が得られなくなった加工モジュールを作成し、既存のモジュールと入れ替えて TDR 応答波形を観測した。図 4.29 は M4 または M5 を断線加工モジュールとした場合とその前後のコネクタ (C3、C4、C5) を開放とした場合の応答波形を比較したものである。また、各ストリング状態での対地静電容量を表 4.5 に示す。断線箇所までのストリング線路長は $C3 < M4 < C4 < M5 < C5$ であるが、応答波形の電圧変化の観察順は $C3 < M4 \approx C4 < C5 < M5$ となっており、必ずしも線路長の短い順に観察されてはいない。一方、これらのストリングの対地静電容量は $C3 < C4 < M4 < C5 < M5$ であり電圧立ち上がり時刻順とほぼ一致している。これはモジュール内断線によりストリングの対地静電容量が増加したためと考えられる。モジュール内断線により対地静電容量が増加した理由は 3. 4. 4 項での考察と同様である。分布定数回路において、開放位置が同じであっても対地静電容量が増加すると回路の RC 時定数が大きくなるため応答波形の電圧立ち上がり時刻は遅くなる。本実験での測定結果はこの結果に合致するものである。

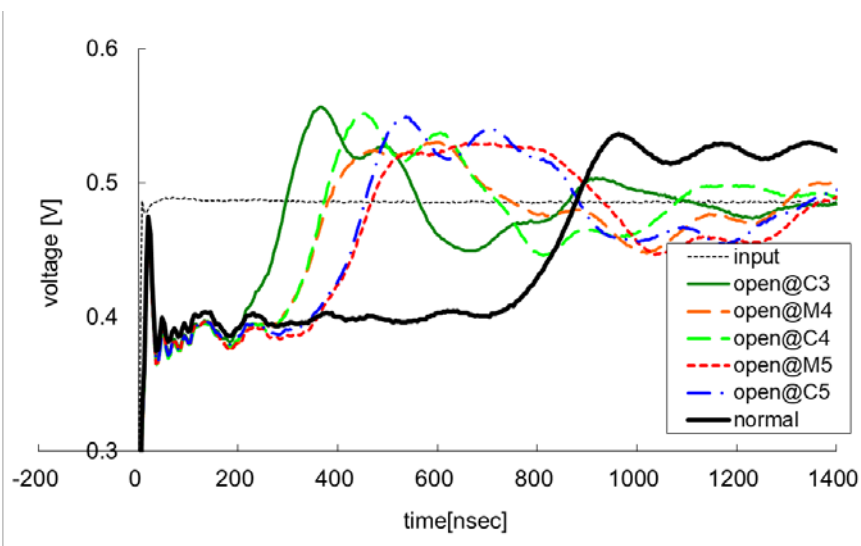


図 4.29 モジュール間またはモジュール内断線があるストリングの TDR 応答波形

表 4.5 モジュール間またはモジュール内断線があるストリングの対地静電容量

open position	C3	M4	C4	M5	C5
earth capacitance [nF]	1.27	1.76	1.69	2.14	2.05

モジュール内断線が起きたモジュールについて、断線モジュールの対地静電容量に変化がない場合のシミュレーション波形を図 4.30 に、対地静電容量が増加した場合のシミュレーション波形を図 4.31 に示す。ただし、モジュール内断線は 3 クラスターのうち中央クラスターで発生した設定である。モジュール断線によって当該モジュールの対地静電容量が増加した場合、応答波形の立ち上がりが遅くなることがシミュレーションからも確認された。

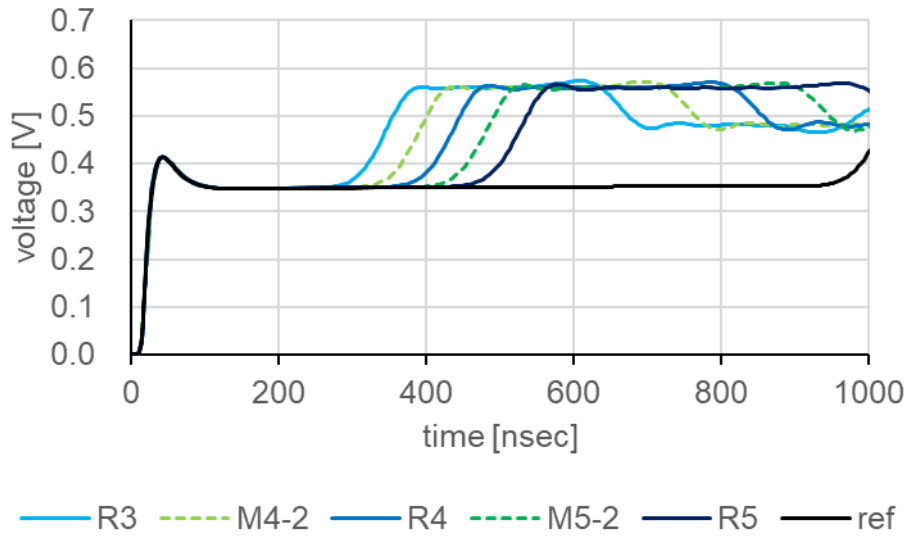


図 4.30 モジュール間またはモジュール内断線の TDR シミュレーション波形

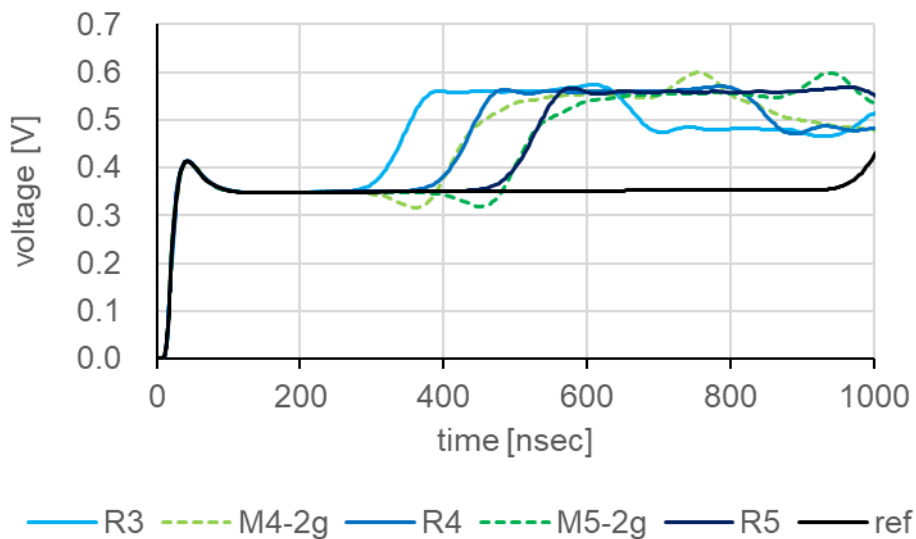


図 4.31 断線モジュールの対地静電容量を増加させたときの TDR シミュレーション

図 4.32 に、加工モジュール内に 47Ω 抵抗を接続した場合と近接するコネクタ部に 47Ω 抵抗を挿入した場合の波形を示した。この図においては応答波形の電圧立ち上がりは線路長順に並んでいる。

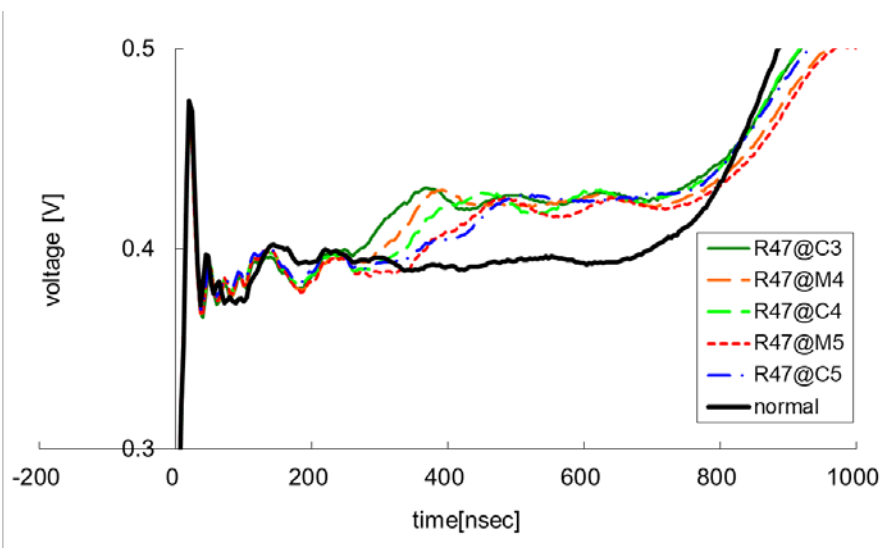


図 4.32 モジュール間またはモジュール内に 47Ω 抵抗を含むストリングの TDR 応答波形

断線ではなく、モジュール間あるいはモジュール内の抵抗値が大きくなった場合はストリングの電気回路の接続状態に変化はなく、ストリングの静電容量に変化はないと考えられる。したがって、単に抵抗値が変化した場合には、TDR 波形の立ち上がり時刻に変化は現れないと考えられる。

4. 4 4 章のまとめ

能動的故障診断手法のうち、タイムドメインリフレクトメトリ法を用いて PV ストリングのインピーダンス位置を推定する手法について、室内予備実験および実ストリングを用いた屋外実験によりその適用可能性を確認した。主な結果は以下の通りである。

- (1) 予備実験により、TDR 手法による PV ストリングの検査手法は低日射ではやや不安定性があるものの、ほぼ日射強度の影響を受けないことを確認した。クラスタ断線時のみ信号伝搬経路が変化することを確認し、PV ストリングおよびケーブルによる実験から信号伝搬速度を PV ストリング： 2.6×10^8 [m/s]、ケーブル： 2.0×10^8 [m/s]と求めた。PV ストリングに印加する電圧と収束電圧の評価から、PV ストリングに印加する電圧は 2 [V]以下が適正であると見出した。TDR 応答において、インパルス応答はステップ応答を微分すれば得られるものであり、波形観察上はステップ応答の方が特徴を見やすいため、ステップ応答波形を評価することで不具合箇所を推定することとした。
- (2) 実ストリングにおいて、モジュール間断線により明確な TDR 波形の変化が生じることを確認した。また、モジュール間の抵抗値増大についても TDR 波形に変化が生じることを確認した。正極からの信号印加も負極からの信号印加も同等の TDR 応答波形を示すことを確認した。健全相と故障相を比較し、差分処理と微分処理によ

り断線位置の特定が可能であることを示した。

- (3) モジュール内断線や抵抗増についても TDR 波形の変化からその存在が確認可能であることを示した。ただし、モジュール内断線ではストリング全体の対地静電容量が増加するため、波形変化位置が健全相よりも遅く検出されることを確認した。しかしながら、その誤差はモジュール枚数 1 枚以内であることを確認した。

対地静電容量計測法と同様に、TDR においても健全相と故障相の比較による不具合箇所特定は可能である。またストリング中の不具合箇所が 1 か所であれば正極からの信号印加による波形と負極からの信号印加による波形を用いて健全ストリングの波形が推定できるため、不具合箇所の特定は可能である。しかし、同一ストリング中に複数の不具合箇所がある場合は、TDR 波形の変化により不具合の存在は確認できるものの不具合箇所の特定は難しくなる。

しかし、TDR 法で抵抗値が増加したストリングの検出ができることは、従来の検査手法や対地静電容量計測法にはないメリットである。抵抗値が増加したモジュールは今後不具合状態が進展する可能性があり、早期検出が望まれるものであるからである。

TDR 測定によって PV ストリングの不具合個所の特定を行うにはさらに下記の項目の精査が必要である。

- (1) TDR 応答波形における太陽電池モジュール部と接続ケーブル部の区別。
- (2) 実測の参照波形なしで、ストリングの各種パラメータを用いて不具合位置を特定するアルゴリズムの開発。

第4章参考文献

- [1] Agilent Technologies, Agilent E5070B/E5071B ENA シリーズ RF ネットワーク・アナライザ ユーザーズ・ガイド第2版, 2003
- [2] Agilent Technologies, Time Domain Reflectometry Theory, Application Note 1304-2, 5966-4855E, May 2006
- [3] Hewlett Packard, Traveling Wave Fault Location in Power Transmission Systems, Application Note 1285, 5965-5296E, February 1997.
- [4] L. Schirone, *et al.*, Fault Detection in a Photovoltaic Plant by Time Domain Reflectometry, Progress in Photovoltaics, Vol.2, 35, (1994)
- [5] 碓井有三、改訂版ボード設計者のための分布定数回路のすべて、2004年

第5章 オンサイト不具合箇所推定技術の構築

PV スtringの能動的性能診断技術として3章で対地静電容量計測法を、4章でTDR法を用いた信号印加法を取り上げ、それぞれの不具合箇所推定精度を検証した。本章では、従来技術も含めオンサイトで適用可能な不具合箇所推定技術の位置付けを整理する。

5. 1 不具合箇所推定技術の位置付け

1. 3. 1項で現行のオンサイト不具合検出技術を比較した。これら技術に対地静電容量計測法と信号印加法を加えたオンサイト不具合検出比較表を表5.1に示す。接続箱からの測定で不具合位置を検出可能な技術は対地静電容量計測法と信号印加法しかないことが改めて確認できる。

表 5.1 オンサイト不具合検出技術の比較（改）

検査技術	検査内容	検出可能な不具合	長所	短所
電圧測定	開放電圧測定	String接続不備 String電圧異常	接続箱で測定	電圧以外の情報なし 温度依存あり
MPPT動作点測定	MPPT動作電圧、 動作電流測定	運転時の動作点不一致	接続箱で測定	日射依存あり
対地電圧測定	正/負極-グラウンド 間電圧測定	地絡	接続箱で測定	測定に個人差あり
絶縁抵抗測定	絶縁抵抗測定	地絡、漏電	接続箱で測定	絶縁抵抗値以外の情報なし
String I-V カーブ測定	String I-V カーブ測定	出力低下 I-Vカーブ形状評価	接続箱で測定	原因箇所の特定不可 日射依存あり
対地静電容量計 測法	対地静電容量測定	断線位置	接続箱で測定 日射依存なし	設置環境の影響（ケーブル設置状態等）
信号印加法	TDR 応答波形測定	String抵抗増、 不具合位置、地絡	接続箱で測定 ほぼ日射依存なし	アナログ波形の評価 バイパスダイオード検査不可
目視	ガラス割れ、変色、 配線確認	漏電、異常発熱、 配線ミス	個々の不具合を 直接確認	モジュールに接近する 必要あり
発熱観察	モジュール表面・ 裏面の発熱観察	ホットスポット バイパス回路異常	発熱箇所を明示	モジュールに接近する 必要あり 日射依存あり
配線路探索	信号源からの信号	インタコネクタ断線 バイパス回路不導通	不導通箇所を直接 確認	モジュールに接近する 必要あり 日射依存あり

本研究で取り上げた対地静電容量計測法や信号印加法は PV スtringの接続状況をインピーダンス計測によって評価するものであり、PV スtringの出力を評価するものではないことに留意しなければならない。

5. 2 インピーダンス測定による不具合箇所推定の適用範囲

本論文で取り上げた対地静電容量計測法と信号印加法を比較したものを表 5.2 に示す。いずれも断線位置の特定は可能である。

表 5.2 対地静電容量計測法と信号印加法の比較

手法	メリット	デメリット
対地静電容量計測法	計測系が単純 数値（デジタル）で表示	断線のみ検出
信号印加法	断線、抵抗値変化を検出	計測系が複雑、高価 波形（アナログ）で表示

両者を適用する場合の PV スtring不具合箇所推定の流れを図 5.1 に示す。String電圧が得られない場合には断線位置推定のために対地静電容量計測を採用し、出力電圧が得られる場合には信号印加法を採用することでインピーダンス変化位置推定を行うものである。

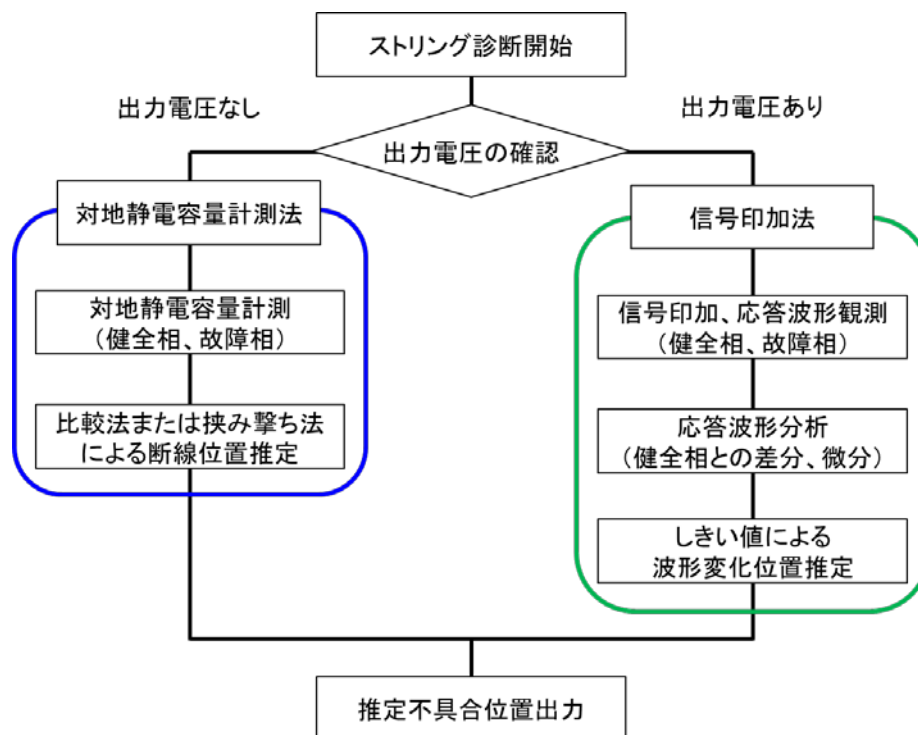


図 5.1 PV String不具合箇所推定の流れ

対地静電容量計測法では、複数のストリングの対地静電容量値を LCR メータ等で測定し、第 3 章で述べた式(3.4)または式(3.5)により断線位置（モジュール枚数）を推定する。すなわち、簡単な操作でオンサイトで不具合位置（断線位置）の推定が可能である。

一方、信号印加法では、信号発生器と信号観察装置（オシロスコープ）で PV ストリングからの反射波形を観測し、健全相の反射波形または参照波形と故障相の反射波形を比較（差分）、微分する。ここで、参照波形とは当該 PV ストリングと同等の構成を持つ PV ストリング構成のシミュレーションから得られる理想的な TDR 応答波形とするが、参照波形を生成するには 2 章で述べたシミュレーションモデルに現実のストリングのパラメータを設定し高精度化する必要がある。微分して得られた波形をしきい値で評価してインピーダンス変化位置を推定する。本研究においてはオンサイトではオシロスコープで波形を取り込むにとどめ、波形の比較、演算処理は得られた波形をコンピュータに取り込んで別途実施した。そのため、オンサイトでのリアルタイム不具合位置推定とはならなかった。信号印加法をオンサイトで利用するためには、信号発生器と波形観測装置を一体化し、反射波形の評価アルゴリズムをオンサイト機器に実装する必要がある。

ところで、対地静電容量計測法では PV ストリング中に複数の断線不具合が存在すると断線位置の推定の誤差が大きくなる。これは正極および負極からの対地静電容量計測においていずれの計測にも検知されない区間が生じ、ストリング全体の対地静電容量の推定ができなくなるためである。一方、信号印加法では正極、負極いずれからも一つ目のインピーダンス不整合点の検出は可能であるが、ほとんどの信号はその不整合点で反射してしまうため、信号入射部からさらに遠端側の不具合箇所へは信号がほとんど到達しない。また、到達した場合でも不整合点間で多重反射が発生し、観測点に戻る反射信号の解析には困難を伴う。すなわち、同一ストリング上に複数箇所のインピーダンス不整合が存在する場合、3 か所目以降の不整合点の検出は困難である。

本研究の目的はオンサイトでの PV ストリング中の不具合箇所の推定技術を構築することである。本論文で提案した対地静電容量計測法および信号印加法のいずれにおいても、正極および負極からの測定によりストリング中の 2 か所の不具合箇所を検出することが可能である。ひとつのストリング中に少なくとも 2 か所の不具合が発生している場合、特にモジュールの経年劣化等で生じる抵抗増加やマイクロクラックによる断線の場合、同様の不具合が他のモジュールでも発生している可能性は高い。この場合、3 か所目以降の不具合箇所を特定するまでもなく、そのストリングのモジュールの多くに不具合が発生していると考え、モジュールの全数交換を検討した方がよい。本技術のオンサイトでの適用場面を想定すると、モジュール由来であるか施工時の不具合によるものかに関わらず、最初のひとつかふたつの不具合箇所を確実に検出できることに有用性があると言える。

第6章 結言

6. 1 本研究の成果

本論文では、太陽光発電システムのオンサイト不具合箇所推定技術を構築することを目的として研究を行った。

第1章では過去の不具合調査事例からオンサイト不具合特定の対象とすべき事象をピックアップした。また、各種オンサイト点検技術を比較し、本研究で取り上げる能動的性能診断手法の位置付けを明確化した。

第2章では多結晶シリコン太陽電池モジュールからなる太陽電池ストリングをシミュレーションするモデルを構築した。モジュールをクラスタレベルでモデル化し、クラスタ単位での不具合を表現できるものとした。

第3章では能動的性能診断手法の一つとして対地静電容量計測法を取り上げた。対地静電容量計測法では日射強度の影響を受けないこと、対地静電容量がモジュール枚数に比例して増加すること、比較法および挟み撃ち法により断線位置推定が可能であることを示した。モジュール間断線の位置推定の誤差はストリング端部付近で最大で0.4枚程度であったが、モジュール内断線が生じている場合にはストリングの対地静電容量が増加することから、推定誤差は1枚程度と拡大することを示した。

第4章ではタイムドメインリフレクトメトリ法を太陽電池ストリングに適用する信号印加法について述べた。信号印加法においてもほぼ日射強度の影響がないこと、クラスタ断線では信号伝搬経路が変わること、PVストリング部およびケーブル部の信号伝搬速度がそれぞれ 2.6×10^8 [m/s]、 2.0×10^8 [m/s]であることを実験的に確認した。実ストリングによる実験で、TDR手法によりモジュール間およびモジュール内の断線が検出できること、およびストリングの抵抗増についても波形変化が検出できることを確認した。また、不具合位置検出アルゴリズムを検討し、応答波形を微分した波形を評価することで 10 [Ω]の抵抗増を伴う不具合位置の検出が可能であることを示した。

第5章では、現状のオンサイト点検技術と対地静電容量計測法、信号印加法を比較し、本論文の提案手法をオンサイト不具合箇所推定に適用する際のメリット、デメリットを整理した。1ストリングに少なくとも2か所の不具合が生じている場合、特にその不具合がモジュールの劣化等に由来するものであれば、さらに3か所目以降の不具合箇所が存在する可能性が高く、モジュールの全交換を検討すべきであると考えられる。本技術のオンサイトでの適用場面を想定すると、本技術では最初のひとつかふたつの不具合箇所を確実に検出できことに有用性があると言える。

6. 2 今後の課題

本節では本研究で残された課題を整理する。本研究で取り上げた二つの手法のうち、信号印加法の方が断線だけでなく抵抗変化も検出可能であるため適用範囲が広いと考えられる。したがって、特に信号印加法についての課題を整理する。

本研究では時間軸上で測定された TDR 反射波形の比較により不具合箇所の推定を行った。しかし、オンサイトでは不具合箇所推定の情報はストリング端からの長さとして提供されるべきである。したがって、得られた TDR 反射波形から PV ストリング部とケーブル部を切り分け、すでに得られている信号伝搬速度を用いて時間軸上での TDR 反射波形評価を長さ軸上での評価に換算する必要がある。すなわち、時間軸から長さ軸への換算アルゴリズムの開発が必要である。

また、抵抗変化が少ない場合には TDR 反射波形にも変化が少ないため、変化分の検出が難しくなる。しきい値の設定方法も含め、不具合位置検出アルゴリズムの改良も必要であると考えられる。

謝辞

本論文をまとめるにあたり、筆者を社会人学生として受け入れてくださり、ご指導、ご助言をいただいた石田政義国立大学法人筑波大学システム情報工学研究科構造エネルギー工学専攻エネルギー・環境学域教授に多大なる感謝の意を表す。また同大宇宙開発工学学域藤野貴康准教授、同大エネルギー・環境学域安芸裕久准教授、同大リスク工学専攻環境・エネルギーリスク分野岡島敬一教授、国立研究開発法人産業技術総合研究所太陽光発電研究センター増田淳副センター長には中間審査、予備審査、最終審査を通して有益なご助言をいただいた。あわせて感謝の意を表す。

本研究を遂行するにあたり、国立研究開発法人産業技術総合研究所太陽光発電研究センターシステムチームの大関崇チーム長、加藤和彦前チーム長、およびチームのメンバーには適切にご指導、ご助言やサポートをいただいた。ここに記して謝意を表す。

本研究の実験においては国立大学法人筑波大学大学院工学システム情報工学研究科山口純二氏、同大橋俊也氏に多大なるご協力をいただいた。記して謝意を表す。

著者論文リスト

高島工、田中忠良、土井卓也、鴨志田準司、谷辰夫、堀米孝、“New Proposal for Photovoltaic-Thermal Solar Energy Utilization Method”、Solar Energy、Vol.52、No.3、241、1994

高島工、田中忠良、土井卓也、谷辰夫、堀米孝、“On the Consideration of Total Efficiency of Photovoltaic/Thermal Panel”、電気学会論文誌 B、Vol.115、No.4、430、1995

高島工、山口純司、大谷謙仁、大関崇、加藤和彦、石田政義、“対地静電容量計測を用いた太陽電池モジュール間の断線箇所検出手法の実験的検討”、太陽エネルギー、Vol.33、No.5、69、2007

高島工、山口純司、石田政義、“Disconnection Detection Using Earth Capacitance Measurement in Photovoltaic Module String”、PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS、Vol.16、No.8、669、2008

高島工、山口純司、大谷謙仁、大関崇、加藤和彦、石田政義、“Experimental studies of fault location in PV module strings”、SOLAR ENERGY MATERIALS AND SOLAR CELLS、Vol.93、No.6+7、1079、2009