

機械学習を用いた太陽光発電システムの異常兆候検知手法

Abnormal Sign Detection Method of PV Power System Applying Machine Learning

有松健司*

1. はじめに

太陽光発電システムの普及拡大により、適正な電気設備の保守点検の観点等から太陽光発電の発電出力を正確に予測することや、太陽光発電システムの基幹設備である太陽電池モジュール（以下、PV モジュール）や PV モジュールを直列に接続したストリング（以下、PV ストリング）における発電性能の低下など、重大な故障が発生する前の段階に電気的な不具合の異常兆候を検知する必要性が高まっている。

太陽光発電システムの異常兆候検知に関する課題としては以下が挙げられる。

- (1) 接続箱や集電箱における電圧電流センサによる計測値および日射量と発電出力の相関や推定値を比較判定する手法では、日射量データが必須となる。また、日射量データが必要な場合、その時々気象条件や PV モジュールの温度が実測値に大きな影響を与えるため判定誤差が大きく、より高精度で詳細な異常箇所を探查する必要があるとともに、必要とする計測データが多くデータ処理が煩雑になる。
- (2) 太陽電池の電気特性である電流電圧特性（以下、I-V 特性）から得られる電気的な特性を示す指標として知られている曲線因子（Fill Factor：以下、FF）値を用いる場合、その取得には太陽光発電システムの運転停止を伴う場合が多いため、計測に関わる労力が大きい。また、PV モジュール温度と日射量による FF 値の回帰式を提案している例もあるが、回帰式を導出するために、予め異常のない健全な大量の PV モジュールについて I-V 特性を計測する必要がある、実際の運用上では労力が非常に大きいといえる。
- (3) 太陽光発電システムの経年的な変化や異常を検知する手法としてニューラルネットワーク、機械学

習を用いる場合、実際の太陽光発電システムの故障時のデータは希少である。また、計測のため太陽光発電所の運転停止や、場合によっては遮光が必要となる場合が多いなど運用上の負担が大きくなりやすい。発電出力データの他に日射量や PV モジュール温度など追加的なデータの計測を必要とする場合が多い。このように、従来はデータ処理が煩雑、PV モジュール温度の影響で異常判定誤差が大きいなどの諸課題が多くあった。

これらの課題解決として、太陽光発電システムの発電出力値である電圧と電流のみの測定値を用いて PV モジュールの電気特性を踏まえた関係性と、簡便かつ人間系による手間の少ない新たな異常兆候検知手法の提案^{1) 2) 3)}してきている。本稿においては、これらの異常兆候検知手法について概説するものである。

2. データ分析によるスマート保安

新たに提案する異常兆候検知手法は、メガソーラや住宅用太陽光発電システムに適用可能であるとともに、既存の太陽光発電システムの設備を大幅に改造することなく、必要最小限な計測センサや計測機器の設置により簡便に適用可能であること、発電能力を喪失するなどの重大な異常が発生する前にその兆候を検知することを目的としている。

本手法は、太陽光発電システムにおける直流側の発電出力値である電圧電流値の計測値のみを使用することを特長とし、PV ストリングあるいは PV モジュールの電気的な異常兆候を検知するものである。また、本手法については、太陽光発電システムの電気保安に関する健全性に寄与し、データ分析による保守技術の高度化（スマート保安）として貢献

* 東北電力株式会社 研究開発センター

に資するものである。

本稿では、異常兆候検知手法におけるデータ選択手法として定義する“発電領域”と、それを用いた異常兆候検知手法として頻度差分布指標について述べるとともに、FF 値推定手法、さらに機械学習への適用など、新たな異常兆候検出手法について述べる。

3. データ選択手法“発電領域”について

データ選択手法として従来は、概ねデータ量は人為的に時間指定をした範囲などの中から無作為に選択した数十～数百点の抽出したデータを使用している。“発電領域”は、計測等した数万点以上の連続したデータでそのまま使用可能であり、設定した条件をもとにデータ選択するものである。また、異常検知の確かさとしては、従来、PV モジュール温度が発電電力に及ぼす影響は小さいと仮定し、季節性を含めて温度依存性を考慮せずに評価しているため正確性に欠けるところがあるのに対し、電力変換器（以下、PCS）の最大電力点追従制御（以下、MPPT 制御）と PV モジュールの発電特性を踏まえたデータ選択手法であるため、温度依存性や日射量をも網羅し、季節性を含めた評価が可能である。

さらに、異常検知に必要な判定時間については、従来、日射量と発電電力の相関を個々の特性を統計的なばらつき（比例関係）とみなして、回帰分析や 99%同時信頼区間などによる評価、重回帰分析ではデータの取り除きや収束するまでの再算出を繰り返す必要があるなど、異常検知として評価判定するのに時間を要し、かつ、異常検知の確かさを含めて課題があった。

“発電領域”を用いた異常兆候検知手法である頻度差分布指標は、同一の太陽光発電システム内において基準となる PV モジュールや PV スtring とのデータ対比（頻度差）するためデータ処理が簡単である。さらに、発電領域を細分化することにより、異常判定の精度を上げることができるとともに、経年的かつリアルタイムに評価判定が可能である。

このように、これまではデータの一部抽出や、みなし条件による関係性を用いた評価判定方法は、言わばデータを“点”として評価する方法であり、季節や天候による日射量や気温の変化が刻々と変化する自然環境下にある太陽光発電システムの PV モジュールや PV スtring の異常兆候検知手法としては課題が多かった。これに対して発電領域を用いた手法は、PCS の MPPT 制御や PV モジュールの

発電特性、季節性を含めた温度依存性や日射量などを含めた、いわば“面”で評価することを特長とする。

3.1 発電領域の設定方法

太陽光発電システムは所望とする電圧を得るために PV モジュールを直列に接続した PV スtring 単位とし、これらを接続箱や集電箱において直並列接続しながら太陽電池アレイ（以下、PV アレイ）単位に集約してから、発電された直流電力を交流電力へ変換する PCS に接続している。この PCS においては、PV モジュールの発電量を最大限に活用するために MPPT 制御しているため、発電している際の電圧値と電流値は、接続された PV モジュールの発電特性である I-V 特性に応じて、ある一定の領域範囲内に収まることとなる。

一方、PV モジュールは半導体セルの特性上、発電出力は温度依存性があり、例えば最も太陽光発電システムに用いられているシリコン結晶系 PV モジュールにおいては、1℃の温度変化によって約 0.4%の発電出力が変化するとされる。また発電出力の温度補正を考慮すると、PV モジュール温度が 75℃の場合は標準条件である 25℃の発電出力と比較すると約 20%の発電出力の減少、- 25℃の場合は約 20%の発電出力の増加となる場合がある。

このように、太陽光発電システムの発電出力は日射量と PV モジュール温度に大きく依存しており、PV モジュールの電圧の温度依存性は、温度が高い場合は最大発電出力 P_{max} が減少、そして低くなると増加する傾向がある。また、電流要素となる短絡電流 I_{sc} は日射依存性があり、PV モジュールに照射される日射量に比例する。

発電領域は、PV モジュールの基準状態（以下、STC : Standard Test Condition 条件）である AM1.5G (air mass 1.5G), 1SUN (1000W/m²), 25℃における公称最大出力動作電圧 V_{pmax} , 公称開放電圧 V_{oc} , 公称短絡電流 I_{sc} の 3 項目の仕様値のみを用いて設定する。発電領域の数値の設定は、計測個所から PV スtring もしくは PV アレイが接続されている発電側の構成により算出する。具体的には、PV モジュールのメーカーから提示されている電圧と電流の仕様値を用いて、PV スtring もしくは PV アレイの直列接続した PV モジュールの個数分だけ電圧要素の値を乗じ、並列接続された PV スtring 数分だけ電流要素を乗じた値とする。

図 1 に発電領域の設定例を以下に示す。同図には計測値の例として、宮城県仙台市に設置された PCS

容量 10kW の太陽光発電システムにおいて計測された 1 年分の発電出力値である電圧電流値を描画している。PV モジュールの発電特性である I-V 特性に応じて PCS の MPPT 制御により発電した場合の電圧値と電流値が集中して分布する範囲において、A 点から D 点の 4 点で囲う領域を発電領域と定義する。発電領域は、MPPT 制御による最大電力点を探査する際の電圧値または電流値をある一定時間間隔で一定量変化させていることも考慮して設定する。発電領域を構成する A 点から D 点のシリコン結晶系 PV モジュールを対象とした場合の設定例を以下に示す。

- A 点 電圧要素値：V1，電流要素値：I2
- B 点 電圧要素値：V2，電流要素値：I2
- C 点 電圧要素値：V1，電流要素値：I1
- D 点 電圧要素値：V2，電流要素値：I1

- I1 = 公称最大出力動作電流 I_{pmax} × 20% 値
- I2 = 公称短絡電流 I_{sc} 値
- V1 = 公称最大出力動作電圧 V_{pmax} 値
 - (公称開放電圧 V_{oc} × 120% 値
 - 公称最大出力動作電圧 V_{pmax} 値)
- V2 = 公称開放電圧 V_{oc} × 120% 値

先述のとおり、電圧要素値は温度依存性があるため公称最大出力動作電圧 V_{pmax} 値を中心として公称開放電圧 $V_{oc} \pm 20\%$ 値の範囲、電流要素値は日射依存性と、PCS は低日射時に定電圧制御となり MPPT 制御と異なるデータとなることを考慮して公称最大出力動作電流 I_{pmax} の 20% 値から公称短絡電流 I_{sc} 値の範囲とした。

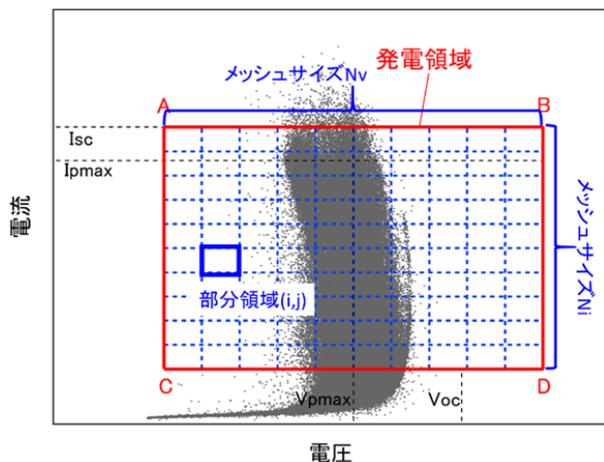


図 1 発電領域の設定例

なお、本検討では実際のシリコン結晶系 PV モジュールが適用された太陽光発電システムを対象とした場合の設定例を示したが、太陽光発電システムの PV モジュールや PCS の種類や仕様などにより適宜変更してもよい。

3.2 頻度差分布指標による異常兆候検知

発電領域を用いた異常兆候検出手法として、発電領域における発電出力の計測値の出現点に着目し、基準とするデータと、対象とするデータの出現点の頻度の差を用いた指標（以下、頻度差分布指標）について述べる。

頻度差分布指標は、先述した発電領域の領域内をさらに細分化し、細分化した各範囲内に出現する発電出力の電圧値と電流値の計測データがどの程度の頻度で分布して出現し、それを基準データとの差を指標としたものである。図 1 に示すように、電圧値が $[V1, V2]$ 、電流値が $[I1, I2]$ の範囲から成る発電領域を設定した場合、発電領域を $N_v \times N_i$ の部分的な領域に分割した部分領域 (i, j) において、ある一定の期間内に発電出力点の出現する頻度 $N(i, j)$ を (1) 式と定義する。

$$N(i, j) = \frac{\text{(部分領域}(i, j)\text{に含まれる発電出力点の数)}}{\text{(全ての発電出力点の数)}} \quad (1)$$

頻度 $N(i, j)$ の算定対象期間の長さは任意であり、保守点検の間隔や統計的な精度を勘案し設定する。また、本手法は異常兆候を評価し判定するために必要な基準となる推定値などの比較データを用いないことから、例えば太陽光発電システムの中で容易に保守点検が可能であり、常に状況把握のための監視をしている基準となる PV スtring または PV アレイを選定し、この基準 PV スtring または PV アレイのデータを基準とする。この基準データと、その他の対象とする PV スtring または PV アレイのデータの頻度分布の差により評価をするため頻度差 ΔN を (2) 式と定義する。

$$\Delta N = N(\text{対象データ}) - N(\text{基準データ}) \quad (2)$$

さらに、頻度差 ΔN の大きさを一義的に評価するために頻度差 ΔN の積分値を頻度差分布指標 S として (3) 式と定義する。

$$S = \sum_{i=1}^{N_v} \sum_{j=1}^{N_i} |\Delta N(i, j)| \quad (3)$$

一般的に、メガソーラなどの太陽光発電システムは、

同一仕様のPVモジュールにより構成されているため、提案する本手法の適用が可能であり、頻度差分布指標 S は経時的な相対値で表わすことができる。

PVアレイの発電出力である電圧値と電流値は、PCSのMPPT制御により発電特性であるI-V特性における出力が最大となる点、すなわちP-V特性の頂点に動作点が分布することになる。このため図3(a)に示すとおり、基準ケース(健全ケース)においては、頻度分布 N はSTCの V_{mp} 値を中心としたものとなる。一方、異常ケースにおいては、P-V特性の頂点が健全ケースよりも低い電圧側となるため、図3(b)から分かるように頻度分布 N も基準ケースより低い電圧側に中心をもつことになる。これらの結果として、図3(c)に示すように頻度差分布 ΔN は V_{mp} 値の付近が低くなり、低い電圧側が高くなる分布となる。

頻度差分布指標については、図3の基準ケースと異常ケースの場合の値を(3)式より算出すると $S = 0.93$ となった。また、同一の動作点分布の頻度差分布指標は、図3の基準ケースと基準ケースの場合と、異常ケースと異常ケースの場合を算出すると $S = 0$ となった。なお、シミュレーションにより基準ケース同士あるいは異常ケース同士の場合について S 値の算出例を示したが、実際には基準PVストリングまたはPVアレイと対象PVストリングまたはPVアレイは仕様や構成は同じであるものの個体差やケーブル長等によって若干の電氣的な差異があるため、対象PVストリングまたはPVアレイに異常がない場合でも厳密に $S = 0$ とはならない。 S 値はあくまで基準との相対値であり、 S 値が健全と判断した時の値よりも有意に増大した場合に異常兆候として検出することを意図している。

以上より、頻度差分布指標を用いることにより、

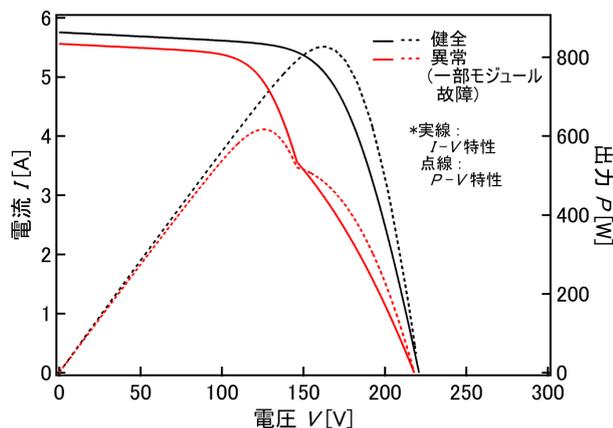
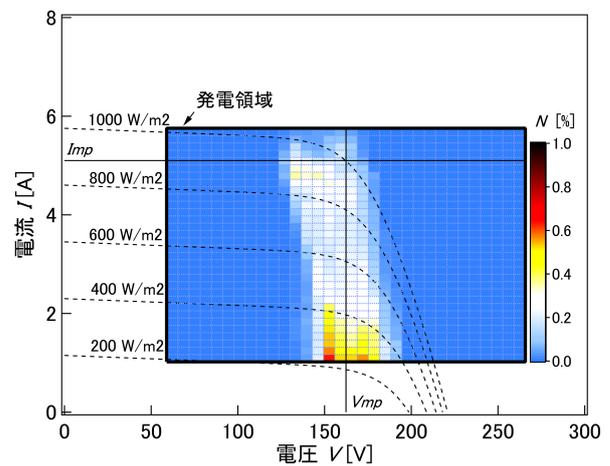
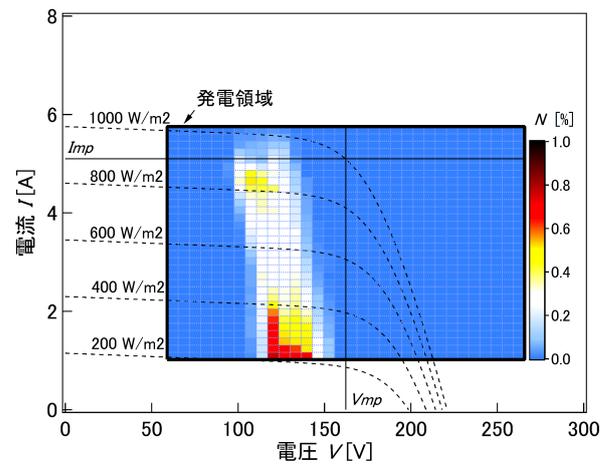


図2 出力特性の例

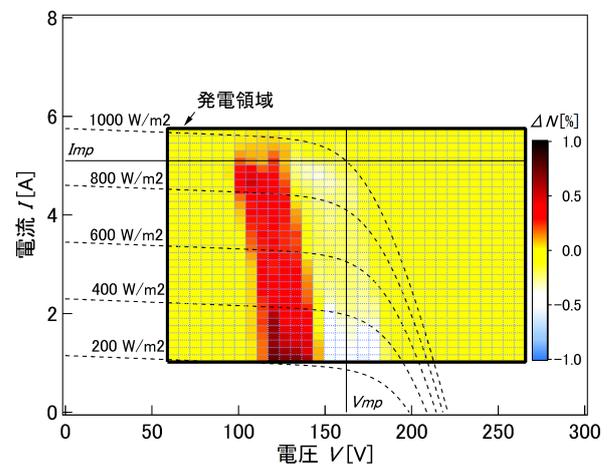
発電状態の差異である動作点分布の差を定量的に表すことができ、発電領域の設定と、頻度差分布指標という太陽光発電システムの構成を捉えた比較手法を用いることにより、PVモジュールの発電特性とPCSにおけるMPPT制御の特徴から、発電出力の異常兆候を数値化し表すことができる。



(a) 基準(健全)ケースの頻度分布



(b) 異常ケースの頻度分布



(c) 頻度差

図3 異常ケースと基準ケースの頻度差

4. FF 値推定手法

PV モジュールは I-V 特性を計測することにより電気的な異常を把握することができる。特に、STC の I-V 特性から得られる最大発電電力と開放電圧、短絡電流から算出できる FF 値は、PV モジュールの電気的な特性を示す指標として知られている。

PV モジュールに故障などの異常が発生した場合、一般に FF 値は異常のない健全時よりも値が小さくなることから異常兆候を検知することが可能とされる。この FF 値を、発電電流と電圧値、PV モジュール仕様値のみから推定するものであり、太陽光発電システムの運転停止などの計測に関わる労力や日射量や PV モジュール温度の取得が不要である。

4.1 FF 値推定手法の概要

図 4 に手法の概念図を示す。黒い破線は STC の基準温度 25°C における I-V 特性、赤の実線は最大発電電力点 (MPP) の軌跡、赤の破線は温度が変化した場合の MPP の軌跡を示す。一般的に、PV モジュールやこれらを集約した PV アレイの電流と電圧値は、MPPT 制御により最大発電電力点の電流と電圧値 (I_{mp} , V_{mp}) となるように制御される。ここで、図 4 に図示したように PV モジュールの発電特性上、MPP 電圧 V_{mp} は PV モジュール温度と高い相関があり、MPP 電流 I_{mp} は日射量と高い相関がある。すなわち、PV モジュール温度が $+\Delta T$ 上昇 ($-\Delta T$ 下降) した場合には V_{mp} は減少 (増加) し、 I_{mp} は日射量に正比例する。

本手法ではこの特性を利用し、まず太陽電池のシ

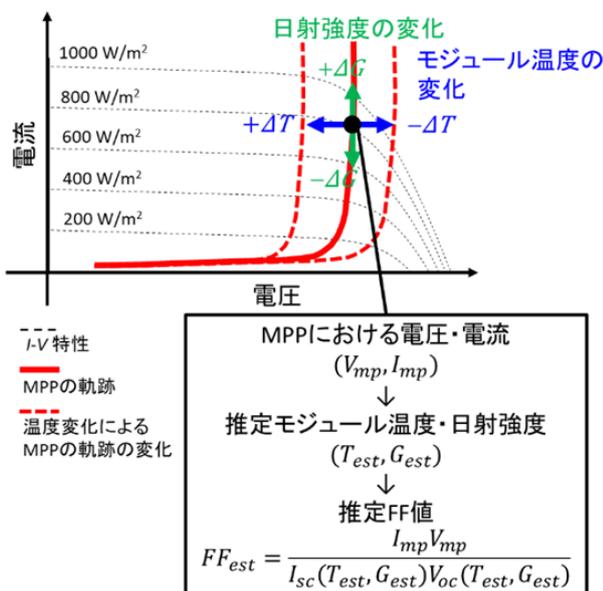


図 4 FF 値推定手法の概念図

ングルダイオード等価回路モデルに基づく MPP 電流・電圧における PV モジュールの特性方程式より PV モジュール温度と日射量の推定値 (T_{est} , G_{est}) を求める。これによって当該 PV モジュール温度と日射量における短絡電流 I_{sc} (T_{est} , G_{est}) および開放電圧 V_{oc} (T_{est} , G_{est}) の値が求まり、それらと MPP 電流 I_{mp} 、MPP 電圧 V_{mp} の値を基に推定 FF 値 FF_{est} を求めるものである。

なお、本手法では図 5 に示すように、推定 FF 値の計算対象となる動作電流と電圧値は発電領域の上半分に限定した。上半分の領域は少なくとも日射量 500W/m² に相当しており、十分な日射量時のデータを用いている。

実際の運用にあたっては、経時的に計測している発電電流と電圧 (I_{mp} , V_{mp}) の値および PV モジュールの各仕様値に基づき算出した FF_{est} を常時監視する。PV モジュールが健全な場合には、 FF_{est} が PV モジュールの仕様値から求められる FF 値 (以下、仕様 FF 値) と近い値となるが、PV モジュールに何等かの異常が発生した場合、特に、開放電圧 V_{oc} が低下した場合には仕様 FF 値と相違すると考えられるため、これによって異常兆候を検出することができる。

なお、部分影や PV モジュールの一部故障などにより、PV アレイの P-V 特性に複数ピークの局所最大がある場合にも、健全時とは異なる動作電圧値にあることを推定 FF 値の低下を通して検出できることから、P-V 特性に複数ピークがある場合にも本手法は有用である。

5. 外れ値検出による機械学習への適用

上述した発電領域による頻度差分布指標や推定 FF 値は、各々が異常兆候検知手法として有効であるが、さらにこれらの値を特徴量とした機械学習による異常兆候検知手法として、機械学習手法のひとつ

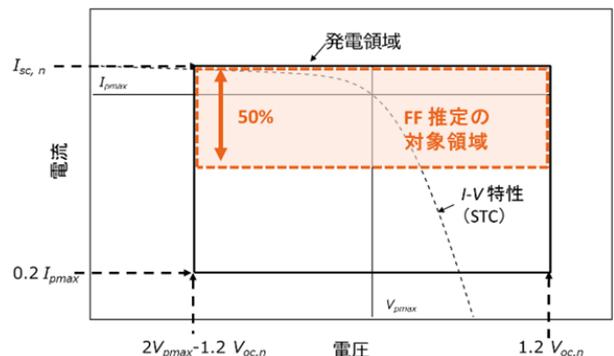


図 5 発電領域における FF 推定の対象領域

つである外れ値検知を行う One Class Support Vector Machine (以下, OC-SVM) を適用した手法について述べる. なお, 太陽光発電システムの実際の運用の中では, 故障時のデータを得ることは希少であると考えられるため, 故障時のデータをリファレンスとして極力必要としない手法を目指した.

5.1 機械学習を用いた異常兆候検知手法の概要

太陽光発電システムにおいて PV スtring あるいは PV モジュールの単位で常時計測された電流・電圧の発電出力データについて, 一定期間の健全時の発電出力データを訓練データとして教師なし学習を行い, それ以降の評価対象期間における経年的な変化を, 外れ値検知を利用し異常兆候として検知するものである.

図 6 に機械学習を適用した異常兆候検知手法の概念図を示す. 健全時の発電出力データである訓練データに対して, 発電領域によるフィルタリングをしたうえで, フィルタを通過 (発電領域内) した発電出力データに対して特徴量を抽出するという演算工程としている. 訓練データから得られた特徴量を用いて, 外れ値検知の教師なし機械学習モデルにより学習を行い, 健全状態の学習モデルを構築する. 同じように, 評価対象のデータに対しても同様な演

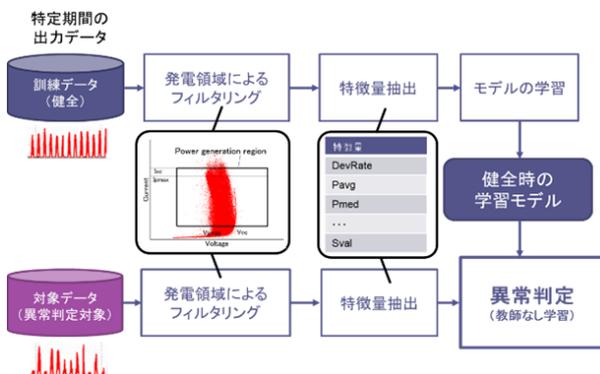


図 6 機械学習を適用した異常兆候検知手法の概念図

表 1 抽出する特徴量

特徴量	意味
P_{avg}	出力の平均値
P_{med}	出力の中央値
P_{max}	出力の最大値
P_{min}	出力の最小値
$StdDev$	出力の標準偏差
$DevRate$	発電領域の逸脱割合
$Sval$	発電領域の頻度差指標値

算工程により特徴量を抽出したうえで, 健全状態の学習モデルを基準とした教師なし機械学習モデルの外れ値検出ロジックにより, 異常の有無を検知するものである.

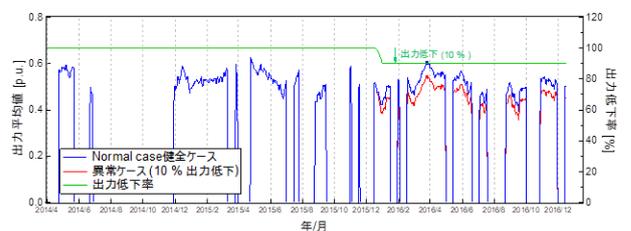
表 1 に抽出する特徴量を示す. 特徴量は発電出力データの値について平均値 P_{avg} , 中間値 P_{med} , 最大値 P_{max} , 最小値 P_{min} , 標準偏差値 $StdDev$ のほか, 発電領域の逸脱割合 $DevRate$ および, 発電領域による頻度差分布指標 $Sval$ の 7 つとした. ここで, 発電領域の逸脱割合 $DevRate$ は, 電流-電圧領域における発電時の全動作点のうち, 発電領域を逸脱する動作点の割合である. また, 頻度差分布指標 $Sval$ については, 3.2 節において述べたとおりである.

5.2 模擬発電出力データによる異常兆候検知の例

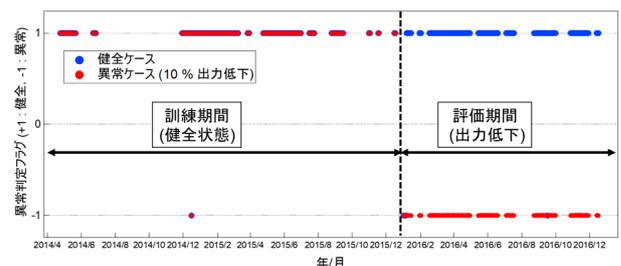
東北地方にあるメガソーラのひとつの PV String において測定した 2014 年 4 月~2016 年 12 月の発電出力データを用い, 発電出力を 10% 低下させて模擬し検証した.

特徴量は 1 サンプルあたり 14 日間分を評価期間とし, 評価期間の始点を毎日更新するものとした. 今回は発電出力データが 1 分間平均値であるため, P_{max} , P_{min} は対象 14 日分の 1 分間隔値の最大値, 最小値である. 同様に, P_{avg} , P_{med} , $StdDev$, $DevRate$, $Sval$ についても, 1 分間隔値を最小単位とする 14 日分のデータを母集団とした.

図 7(a) に, 対象 PV String における健全時



(a) 健全ケースと異常ケースの平均出力



(b) 異常兆候検知の結果

図 7 模擬発電出力低下 (10%) の異常兆候検知結果

と発電出力低下 10%時の発電出力値の推移を示す。なお、複数の測定データ欠損期間があったため、発電出力が複数区間にわたり非表示となっている。2016年1月1日より発電出力低下を模擬しており、これより前の期間を訓練期間、これより後の期間を評価対象とした。なお、測定データ欠損期間は判定の対象外とした。

データ欠損期間を除くと、訓練データは 250 サンプル (1 サンプルあたり 14 日間のデータを、1 日ずつずらして計算するため 263 日分、発電出力 1 分間間隔値の生値にして 378,720 個)、対象データは 220 サンプル (233 日分、発電出力 1 分間間隔値の生値にして 335,520 個) である。なお、発電出力は PV スtring 定格発電出力を 1 p.u. として規格化して示している。

図 7(b) に異常有無の判定結果を示す。OC-SVM は 2 値分類に特化したものであり、健全ケースにおいては、ほぼ全区間に渡り判定フラグが健全である +1 を示しており「健全」と判定できている。一方、発電出力低下を模擬したケースでは、発電出力低下した 2016 年 1 月より前の期間では健全 (+1) を示しているが、これ以降の期間においては異常 (-1) を示しており、発電出力低下による異常を示している。これより、模擬した発電出力低下は日射量の変動によるものか、異常による発電出力低下であるのかは、目視判別は困難であるが、本手法では異常を検知できた。

6. まとめ

太陽光発電システムの普及拡大により、太陽光発電による電力系統への影響把握や太陽光発電所における適正な電気設備の保守点検の観点等から太陽光発電の発電出力を正確に予測することや、太陽光発電システムの基幹設備である PV モジュールにおける発電性能の低下など、重大な故障が発生する前の段階に電気的な不具合の異常兆候を検知することが求められている。

本稿では、太陽光発電システムの電気保安に関し、その健全性を維持するのに必要なデータ分析による保守技術の高度化に関する技術開発として直流側の発電出力値である電圧値と電流値の計測値のみをデータ分析することにより、電気的な不具合の異常兆候を検知する新たな手法について概説した。

今後の課題としては、実際の設備への適用や、更なる精度向上など下記の取り組みが考えられる。

□提案した異常兆候検出手法の実用化を目指し、実

際のメガソーラなどの設備における実時間スパンの検証

□機械学習における特徴量の構成を変えた場合の異常兆候検知の精度向上効果の更なる検証や、様々な異常条件における有効性などについて検討

参考文献

- 1) K. Arimatsu, Y. Sekiba, and H. Haga : "Study on Abnormality Sign Detection Method of Photovoltaic Power Generation System using Frequency Difference Distribution Index in Power Generation Region", IEEJ Trans. PE, Vol.143, No.6, pp.402-410 (2023) (in Japanese)
有松健司・関場陽一・芳賀仁：「発電領域を用いた頻度差分布指標に基づく太陽光発電システムの異常兆候検出の一手法」, 電気学会論文誌 B, Vol.143, No.6, pp.402-410 (2023)
- 2) K. Arimatsu, Y. Sekiba, and H. Haga : "A Study on Estimation Method of Fill Factor for PV Power Generation System from its Output Power", IEEJ Trans. PE, Vol.143, No.12, pp.623-631 (2023) (in Japanese)
有松健司, 関場陽一, 芳賀仁：「発電電力に基づく太陽光発電システムの FF 値推定手法」, 電気学会論文誌 B, Vol.143, No.12, pp.623-631 (2023)
- 3) K. Arimatsu, Y. Sekiba, and H. Haga : "Study on Abnormal Sign Detection Method of PV Power System Applying Machine Learning of Outlier Detection", IEEJ Trans. PE, Vol.143, No.7, pp.446-453 (2023) (in Japanese)
有松健司, 関場陽一, 芳賀仁：「外れ値検出による機械学習を適用した太陽光発電システム異常兆候検出手法の検討」, 電気学会論文誌 B, Vol.143, No.7, pp.446-453 (2023)

著者略歴



有松 健司 (アリマツ ケンジ)

2000 年 4 月東北電力 (株) 入社。現在、同社研究開発センター勤務。主に電力系統の電力品質、太陽光発電などに関する研究に従事。博士 (工学)。