

# 両面垂直 PV の出力変動を考慮した EDC・LFC 調整力動的決定手法

西田 啓人\* 重信 颯人 伊藤 雅一 (福井大学)

入口 毅 清水 康広 (北陸電力送配電)

Dynamic Determination Method of Reserved Power for EDC and LFC  
Considering PV Output Fluctuation of Vertically installed bifacial PV systems  
Keito Nishida\*, Ryuto Shigenobu, Masakazu Ito (University of Fukui)  
Tsuyoshi Iriguchi, Yasuhiro Shimizu (Hokuriku Electric Power Transmission & Distribution Company)

Vertically installed bifacial PV systems can shift a peak output. On the other hand, a power system by installing PV has a challenge of a shortage of reserved power of EDC and LFC because of supply-demand imbalance. This paper proposes a dynamic determination method of the reserved power of EDC and LFC considering PV output fluctuation of vertically installed bifacial PV systems. As a result, the maximum PV capacity increased by 67.2 pts, and the potential of PV power generation increased by 18.0 pts.

**キーワード** : EDC 調整力, LFC 調整力, 動的決定手法, 両面垂直 PV, PV 導入可能量, PV 発電可能量  
(Reserved Power of EDC, Reserved Power of LFC, Dynamic Determination Method, Vertically installed bifacial PV system, Maximum PV capacity, Potential of PV power generation)

## 1. はじめに

太陽光発電 (PV : Photovoltaic Power Generation) が導入された電力系統の安定運用には, PV の出力変動や予測誤差による需給インバランスを系統の同期発電機で調整し, 系統周波数偏差を管理目標値内に抑制する必要がある. 運用手順はまず, 運用前日の需要・PV 出力の予測値を基に, 発電機の最適出力・起動停止状態を決定する発電機起動停止計画 (UC : Unit Commitment) を立案する. UC では, 各発電機を定格出力で計画せず, 発電余裕として調整力が確保されており, 日間で系統容量の 2~3%程度が必要とされている<sup>(1)</sup>. さらに当日は, 様々な周期の変動を含む残余需要 (= 需要 - PV 出力) に対して, UC での計画出力を基に, 調整力の範囲内で経済負荷配分制御 (EDC : Economic Dispatching Control) や負荷周波数制御 (LFC : Load Frequency Control) などの異なる制御を行い, 系統周波数偏差を管理目標値内に抑制するように運用する<sup>(2)</sup>. この手順で運用される系統に, 従来の PV システム (MPV : Mono facial PV system, 片面受光型・傾斜設置) を大量導入する場合, 日中に集中的に発電するため, EDC や LFC の機能を有する発電機の稼働台数減少が考えられる. そのため, MPV 主力系統においては, 少ない発電機で調整力を確保する必要がある<sup>(3)</sup>. また, 調整力を確保できたとしても, 出力変動量や予測誤差は, 大量導入前より増大するため, 運用時に調整力が不足し, それに

よる周波数安定性低下が懸念される<sup>(4)</sup>. さらに, MPV の出力曲線の特性を考慮すると, 朝方や夕方に PV で得られる発電量は比較的少なく, kWh 価値向上に向けた対策も必要となる. そこでこれまでに, UC 立案時の調整力の必要量算出手法<sup>(5)</sup>や運用時における各制御の改善手法<sup>(6-8)</sup>が報告されている. さらに, 発電機稼働台数の確保や, PV の kWh 価値向上のために, PV 出力曲線を変更するための新たな設置方法<sup>(9-11)</sup>が提案されている.

まず, PV 設置方法に関するこれまでの研究は, 両面垂直 PV (BiPV : vertically installed Bifacial PV system) の開発が進んでおり, 発電量増加効果が報告されている<sup>(9)</sup>. また, BiPV の面を東・西向きにすることで, PV 出力ピーク値をシフトさせ, 日中の発電機稼働台数を増加できることも報告されている<sup>(11)</sup>. 一方, BiPV は, 日の入りや日の出で MPV よりも多く発電するため, 立ち上がりや立ち下りの出力変化速度が急峻になる. そのため, BiPV 導入による調整力不足や発電機出力変化速度の増大, 起動停止タイミングの変化が, 系統周波数へ与える効果を定量的に解析する必要がある.

次に, 系統運用に関するこれまでの研究は, UC 立案時の対策として, 過去データを用いて予測誤差のシナリオを作成し, 推定予測誤差を考慮して調整力の必要量を算出する手法が提案されている<sup>(5)</sup>. ここでは, 連系線を用いて調整力を地域間で融通することで, 必要量が確保されているが,

当日運用で発生する細かい時間粒度の出力変動や予測誤差を考慮した解析は行われていない。また、UC 時刻断面毎に予測誤差を解析しているが、誤差の発生量や向きは、時刻の他に、PV 導入量、PV 出力レベルに応じて異なるため、これらの要素を考慮できる手法が必要となる。

当日運用における対策としては、リアルタイムで変化する地域要求量 (AR: Area Requirement)、前時刻からの AR 変化量、発電単価の 3 要素を踏まえた EDC・LFC 指令値決定手法<sup>(6)</sup>や EDC 指令値と発電機出力変化速度を考慮した LFC 手法が提案されている<sup>(7)</sup>。他にも、時々刻々変化する PV 出力変動の最大偏差から調整力を算出し、LFC を行う手法も検討されている<sup>(8)</sup>。これらの文献<sup>(6-8)</sup>では、リアルタイムで変化する AR 変化量や PV 出力変動を基に EDC・LFC を行っているが、制御対象の発電機は常時、稼働状態と考えられている。しかし、出力変動・予測誤差が増大し、調整力確保のための発電機台数が十分でない場合は、新たに起動させる必要がある。ここで、計画された起動開始時間よりも早期の起動は、起動停止維持時間制約を鑑みると、発電機性能やその後の運用に支障をきたす可能性があるため、計画から運用までの一連の流れを統合した解析が必要となる。

そこで本稿では、MPV、BiPV を考慮し、UC での所要調整力を PV 出力レベル・時刻断面毎に動的に決定する手法を提案し、前日計画・当日運用を統合した解析を行う。提案手法で取り扱う調整力は、EDC 調整力と LFC 調整力の 2 つとする。EDC は、主に 30 分以上の周期の長周期変動 (予測誤差) に対応する。LFC は、さらに短い周期の中周期変動に対応する。そのため、過去データから、予測誤差と中周期変動を算出し、統計的に解析することで、時刻断面毎の PV 出力レベルと予測誤差および中周期変動が 1 対 1 対応した統計データを作成する。この統計データと時刻情報を含んだ予測 PV 出力を用いて、時刻断面毎の所要調整力を決定する。その後、所要調整力を確保するように UC を立案し、秒単位の需給周波数シミュレーションを行うことで、提案手法適用による PV 導入・発電可能量増加効果を明らかにする。さらに、BiPV の導入の有効性を定量的に解析する。

## 2. BiPV を考慮した所要調整力動的決定手法

提案手法は Fig. 1 に示すように、ステージ A, B, C に大別される。ステージ A では、各 PV の導入を考慮するために、入手可能な水平面全天日射強度から、垂直、傾斜面 PV 出力算出方法を定式化する。ステージ B では、統計解析を行うために、残余需要の予測誤差と中周期変動のデータセットが必要となる。そこで、過去 1 年分データと PV 出力算出モデル (ステージ A) を用いて、解析対象 PV の出力予測値と実測値を算出する。それらと需要の予測値・実測値を用いて、残余需要の予測誤差、中周期変動を算出・集計し、データセットを作成する。ここで、各変動 (予測誤差と中周期

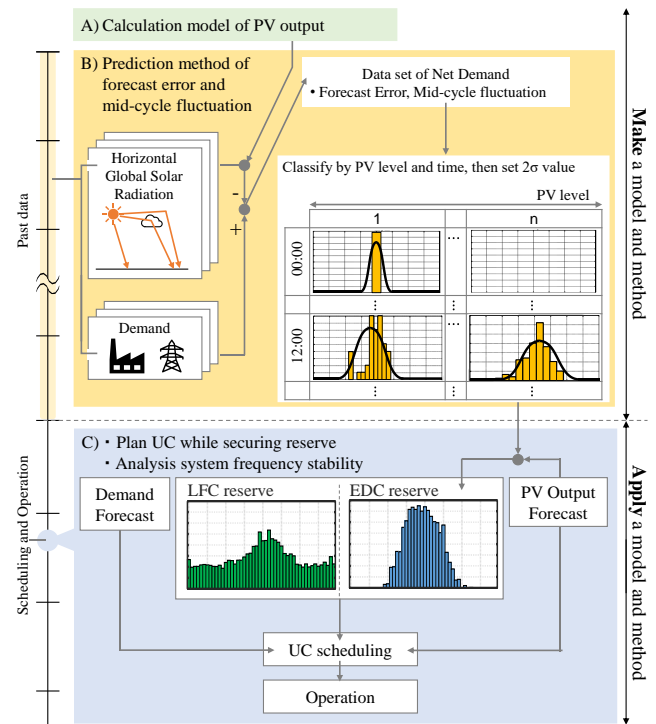


Fig. 1 Flow chart of the proposed method.

変動) は時々刻々と変化し、快晴や曇天などの気象状況に応じて発生量や向きが異なるため、年間データをそのまま用いると、気象情報が考慮されない年平均データを解析することになる。そこで、気象情報に関する分解能として PV 出力レベルを導入し、各変動を UC 時刻断面毎に PV 出力レベルで分類する。その後、各変動の推定値を算定する。全時刻断面、全 PV 出力レベルでの各変動の推定値を整理することで、時刻断面毎の PV 出力レベルと各変動が 1 対 1 対応した統計データを作成する。ステージ C では、統計データと時刻情報を含んだ予測 PV 出力を用いて各変動の推定値を、UC 時刻断面毎に算出する。さらに、予測誤差は EDC で制御、中周期変動は LFC で制御することから、各変動の推定値相当の量を所要 EDC 調整力、所要 LFC 調整力として確保するように UC を立案する。その後、秒単位で変化する PV 出力変動や予測誤差が系統周波数へ与える影響を、需給周波数シミュレーションにより解析する。

〈2・1〉 (A) PV 出力算出モデル<sup>(12)</sup> 各 PV の導入を考慮するためには、PV 出力を PV 面日射強度から算出する必要がある。しかし、土地や利用状況に応じて傾斜角や表面の向きは異なるため、すべての PV について PV 面日射強度を測定することは困難である。そのため、水平面全天日射強度から PV 面日射強度を算出し、各 PV の出力を定式化する。  
A1: 水平面全天日射強度の直散分離 水平面全天日射強度には、太陽から直接地上に到達する直達成分と、大気中で散乱されて地上に到達する散乱成分が含まれる。そこで、水平面全天日射強度を直散分離する。

**A2: PV 面日射強度の算出** PV 面日射強度には、A1 で直散分離した水平面の直達成分・散乱成分から算出できる PV 面に入射する各成分に加えて、地上面から反射する地面反射成分が含まれる。そこで、直達成分、天空散乱成分、地面反射成分を算出し、各成分の総和を PV 面日射強度として算出する。

**A3: PV 出力定式化** PV 面日射強度及び PV 導入量、システム出力係数を用いて、PV 出力を (1) 式で定式化する。

$$P^{PV} = I_{\beta\gamma} \cdot PV \cdot PR \quad (1)$$

ここで、 $I_{\beta\gamma}$ は PV 面日射強度、 $PV$ は PV 導入量 [MW]、 $PR$ はシステム出力係数を表す。

### 〈2・2〉 (B) 残余需要の予測誤差・中周期変動推定手法

**B1: 予測誤差・中周期変動のデータセット作成** 残余需要の予測値、実測値の過去データ 365 日分を用いて、各日の各時刻断面 (30 分/断面) の予測誤差・中周期変動を算出し、1 年間分 (48 個/日×365 日) を集計したデータセットを作成する。予測誤差は、各時刻断面の初期時刻における予測値と実測値の差分とする。中周期変動は、実測値に対して移動平均を用いて算出される 30 分平均値を実測値から差し引いた値の、各時刻断面の正・負方向それぞれの最大偏差とする。

**B2: 分解能を用いて各変動を分類** PV 出力レベルを分解能として、B1 で集計した予測誤差は (2) 式、中周期変動は (3) 式を用いて、時刻断面毎に PV 出力レベルで分類する。PV 出力レベル区分幅は、PV 導入量を EDC、LFC 対象機の合計数で除した値とする。

$$\begin{aligned} \mathbf{E}_{t,n}^{error} &= \{\varepsilon_{t,n}^{error} \mid w^{EDC} \cdot (n-1) \leq P_{t,d}^{PVfctst} < w^{EDC} \cdot n\} \quad (2) \\ \mathbf{E}_{t,n}^{mid} &= \{\varepsilon_{t,n}^{mid} \mid w^{LFC} \cdot (n-1) \leq P_{t,d}^{PVfctst} < w^{LFC} \cdot n\} \quad (3) \\ w^{EDC} &= \frac{PV}{G^{EDC}}, w^{LFC} = \frac{PV}{G^{LFC}}, n = \{1 \leq n, n \text{は整数}\} \end{aligned}$$

ここで、 $t$ は UC 時刻断面、 $d$ は日付、 $n$ は PV 出力レベル区分番号、 $\mathbf{E}_{t,n}^{error}, \mathbf{E}_{t,n}^{mid}$ は、時刻 $t$ における PV 出力レベル区分 $n$ 番目の各変動の集合、 $\varepsilon_{t,d}^{error}, \varepsilon_{t,d}^{mid}$ は、日付 $d$ での時刻 $t$ における各変動の値 [MW]、 $w^{LFC}, w^{EDC}$ は、各変動の PV 出力レベル区分幅 [MW]、 $G^{LFC}, G^{EDC}$ は、EDC、LFC 対象機の集合、 $P_{t,d}^{PVfctst}$ は、予測 PV 出力 [MW]を表す。

**B3: 統計データの作成**  $\mathbf{E}_{t,n}^{error}, \mathbf{E}_{t,n}^{mid}$ の平均値は正・負方向どちらかへずれることがある。これは、PV 発電出力に起因する残余需要変動が上振れ、下振れするときの幅や向きは一定ではないことを意味する。そこで、 $\mathbf{E}_{t,n}^{error}, \mathbf{E}_{t,n}^{mid}$ の  $2\sigma$  相当値 (95.45%タイル値) を推定値として算出する。すべての時刻断面・PV 出力レベルにおける各変動の推定値を算出し、時刻断面毎の PV 出力レベルと予測誤差および中周期変動が 1 対 1 対応した統計データを作成する。これにより、

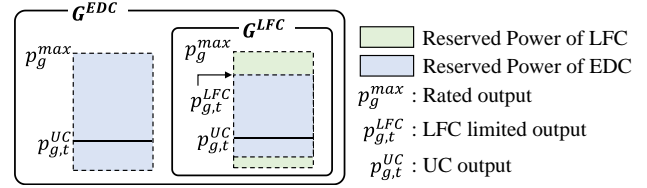


Fig. 2 Image of reserved power securing.

UC 立案時に、時刻断面と予測 PV 出力に応じた各変動値を推定可能となる。

### 〈2・3〉 (C) 調整力動的決定と周波数安定性解析

**C1: 統計データを用いて時刻断面毎の各変動値推定** ステージ B で作成した統計データに基づき、各時刻断面の予測 PV 出力に応じた予測誤差を (4) 式、中周期変動を (5) 式で推定する。

$$\varepsilon_t^{error} = \{\varepsilon_{t,n}^{error} \mid w^{EDC} \cdot (n-1) \leq P_t^{PVfctst} < w^{EDC} \cdot n\} \quad (4)$$

$$\varepsilon_t^{mid} = \{\varepsilon_{t,n}^{mid} \mid w^{LFC} \cdot (n-1) \leq P_t^{PVfctst} < w^{LFC} \cdot n\} \quad (5)$$

ここで、 $\varepsilon_{t,n}^{error}, \varepsilon_{t,n}^{mid}$ は統計データを用いて算出される時刻 $t$ 、PV 出力レベル区分 $n$ 番目の各変動の推定値 [MW]、 $P_t^{PVfctst}$ は予測 PV 出力 [MW]を表す。

**C2: 各調整力を動的に決定、UC 立案、運用** C1 で算出した各時刻断面の予測誤差と中周期変動は、運用上ではそれぞれ EDC、LFC で対応するため、UC での所要 EDC 調整力、所要 LFC 調整力は各変動推定値と同等量とする。また、EDC 指令値配分はメリットオーダーに基づき決定、LFC 指令値配分は出力変化速度比に応じて決定されるため、EDC 調整力、LFC 調整力もそれぞれメリットオーダー、出力変化速度に基づいて配分する。その後、(6) 式の LFC 調整力確保制約、(7) 式の EDC 調整力確保制約を満たしつつ、UC を立案する。本稿で対象とする UC は、燃料費を最小化するように発電機の最適出力・起動停止状態を決定しており、目的関数は全発電機の燃料費合計値、制約条件は調整力確保制約の他に、需給バランス制約、発電機の起動停止維持時間制約、出力変化速度制約、最大最小出力制約を設けた。目的関数および各制約条件の詳細は、文献 (13) を参照されたい。

#### 【LFC 調整力確保制約】

$$\sum_{g \in G^{LFC}} (p_g^{max} - p_{g,t}^{LFC}) \cdot u_{g,t} = LFC_t \quad (6)$$

#### 【EDC 調整力確保制約】

$$\begin{aligned} \sum_{g \in (G^{EDC} \cap G^{LFC})} (p_{g,t}^{LFC} - p_{g,t}^{UC}) \cdot u_{g,t} \\ + \sum_{g \in (G^{EDC} \cap G^{LFC})} (p_g^{max} - p_{g,t}^{UC}) \cdot u_{g,t} \\ \geq EDC_t \end{aligned} \quad (7)$$

ここで、 $g$ は発電機番号、 $p_g^{max}, p_{g,t}^{LFC}, p_{g,t}^{UC}$ は、定格出力、LFC 上限出力、UC 出力を表す。ここで、EDC 調整力の初項は、

Table 1 Power generators.

Generator	EDC	LFC	Rated Output [MW]
Oil#1	○	-	250
Oil#2	○	-	250
Oil#3	○	-	500
Oil#4	○	-	250
Coal#1	○	-	250
Coal#2	○	-	250
Coal#3	○	○	500
Coal#4	○	○	700
Coal#5	○	○	500
Coal#6	○	○	700
LNG	○	○	425

Table 2 Additional PV installation system.

Case	Tilt	Direction	Module type
MS	20	South	Mono facial
BiE	90	East	Bai facial
BiW	90	West	

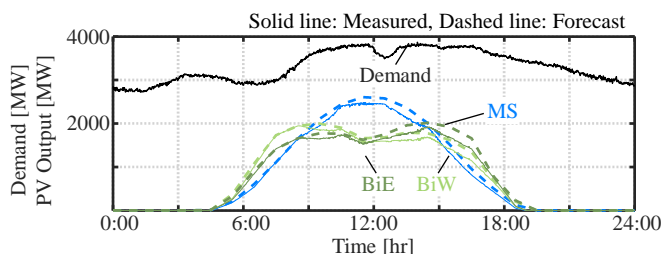


Fig. 3 Demand measured and forecast,

PV output measured and forecast at PV capacity 85.3%.

EDC と LFC を協調できる発電機による EDC 調整力確保量, 第 2 項は EDC 対象ではあるが, LFC 対象ではない発電機による EDC 調整力確保量を表す (Fig. 2). また,  $u_{g,t}$  は発電機の起動停止状態 (0: 停止, 1: 起動) を表す.

この UC の計画出力を基に, 秒単位で変化する残余需要に対して, 調整力を用いて EDC, LFC を機能させる需給周波数シミュレーションを行うことで, 有効性を検証する.

### 3. 数値シミュレーション条件と評価方法

〈3・1〉 数値シミュレーション条件 発電設備<sup>(2,14-15)</sup>を Table 1 に示す. また, 追加 PV 設置方法は Table 2 に示すように, MPV の面を南向き (MS), BiPV の面を東向き (BiE), 西向き (BiW) の 3 つとし, BiE, BiW の裏面の発電効率は 70%<sup>(16)</sup> とする. PV 導入量 [%] は, (8) 式に示すように, 最大需要 [MW] に対する PV 導入量 [MW] の割合とする.

$$PV [\%] = \frac{(PV^{cur} + PV^{add}) [MW]}{\max(D) [MW]} \quad (8)$$

ここで,  $PV [\%]$  は, PV 導入量 [%],  $PV^{cur}$  は既設 PV 導入量 [MW] とし, 設置方法は MS とする.  $PV^{add}$  は追加 PV 導入量 [MW],  $D$  は需要を表す. 既設 PV 導入量は 2021 年 12 月時点での北陸 3 県の PV 導入量合計値である 1100 [MW] とし<sup>(17)</sup>, Table 2 の各設置方法の追加 PV 導入量を変数とし

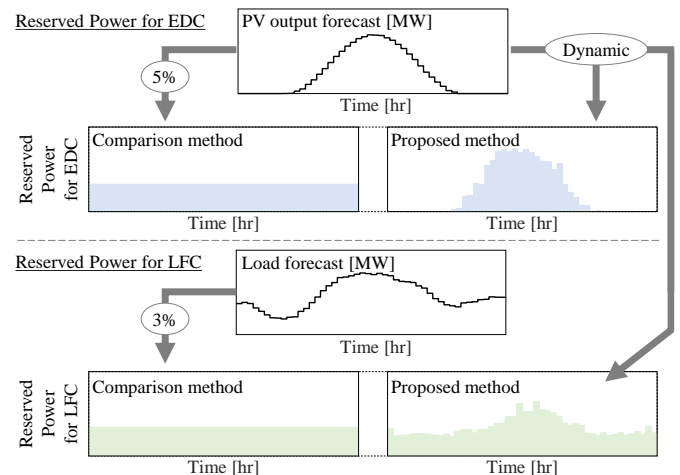


Fig. 4 Profile of comparison and proposed method.

て, スイープ解析を行う.

また, 残余需要の予測誤差・中周期変動推定手法 (ステージ B) では 2018 年度のデータを用いる. 各変動値のデータセット作成時に用いる PV 出力 (既設分, 追加分) は, 次のように算出する. まず, 2018 年度の既設設置, 追加設置それぞれにおける PV 出力の実測値, 予測値を算出し, 2018 年度の各月の PV 導入量<sup>(17)</sup>で正規化する. そのデータを用いて, 既設分は 1100 [MW] 乗じ, 追加分は追加 PV 導入量を乗じ, これらを足し合わせることで, データセット作成に用いる PV 出力を作成する. ここでは, PV 導入量増加によるならし効果の影響は考慮していない. 解析対象日 (ステージ C) は, 2019 年 6 月の中から PV の出力変動, 予測誤差が発生する 1 日を対象とした. Fig. 3 に PV 導入量 85.3% (既設導入量 1100 [MW]+追加導入量 2200 [MW]) での, 解析対象日における PV 出力の予測値, 実測値, 需要を示す.

提案手法では, 異なる幅で各調整力を決定するのに対し, 全 UC 時刻断面で同じ割合として決定する手法を, 比較手法とする (Fig. 4). 比較手法での LFC 調整力は, 予測需要の 3%<sup>(1)</sup>, EDC 調整力は, 予測 PV 出力の 5% で日間一定とする. また, 運用時の EDC 演算周期は 300 秒 (5 分) とする.

〈3・2〉 評価方法 調整力を動的に確保することで, 運用時の EDC, LFC が正常に機能し, 系統周波数偏差が管理目標値 (系統周波数時間滞在率:  $\pm 0.1\text{Hz}$  以内に 95% 以上,  $\pm 0.2\text{Hz}$  以内に 100%) を満たすかの評価が必要である. そこでまず, EDC, LFC による系統周波数偏差への影響をパワースペクトルで解析する. 次に, どのような系統状態の時に管理目標値を逸脱するかを詳細に解析するため, 各発電機の出力と系統周波数偏差を用いて, 系統解析を行う. さらに, 提案手法適用により, どの程度の PV を導入 [MW] できるか, それによりどの程度の発電量 [MWh] が得られたかを評価する. そのために MW 評価指標として, PV 導入可能量 [%] を, 管理目標値のみで決まる最大 PV 導入量 [%], MWh



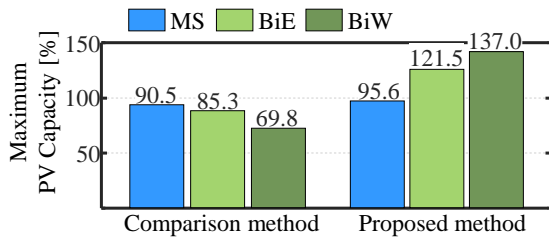


Fig. 5 Maximum PV capacity at each PV system.

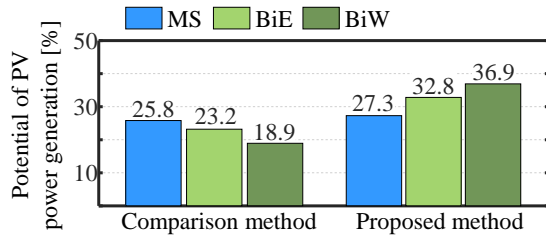


Fig. 6 Potential of PV power generation at each PV system.

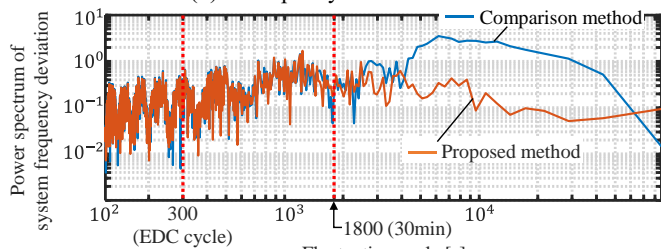
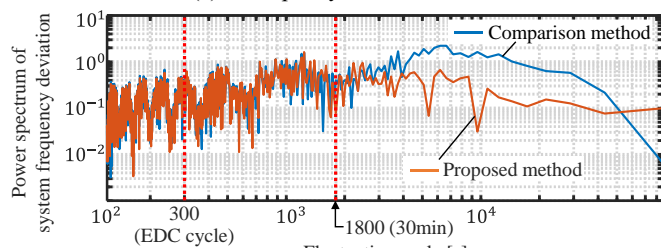
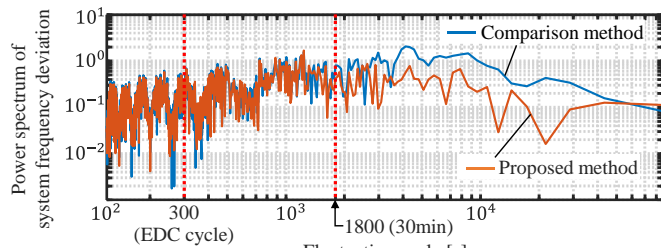


Fig. 7 Power spectrum of system frequency deviation at each PV system.

評価指標として、PV 発電可能量 [%] を、導入可能量における総需要量 [MWh] に対する総 PV 発電量 [MWh] とする。

#### 4. 結果

〈4・1〉 PV 導入・発電可能量 各手法、各設置方法における PV 導入可能量を Fig. 5, PV 発電可能量を Fig. 6 に示

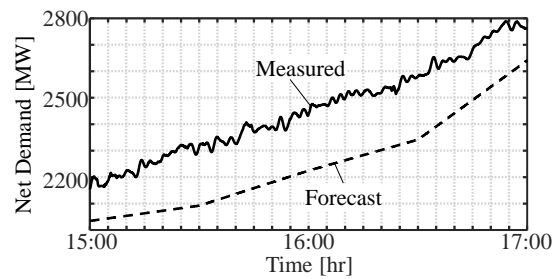


Fig. 8 Measured and Forecast output of net demand.

#### Line type and output classification

- - UC scheduling output (30minutes value)
- · - EDC output (5minutes value)
- EDC+LFC output (1second value)

#### Color and generators

- Oil #1 Oil #2 Oil #3 Oil #4
- Coal #1 Coal #2 Coal #3 Coal #4
- Coal #5 Coal #6 LNG

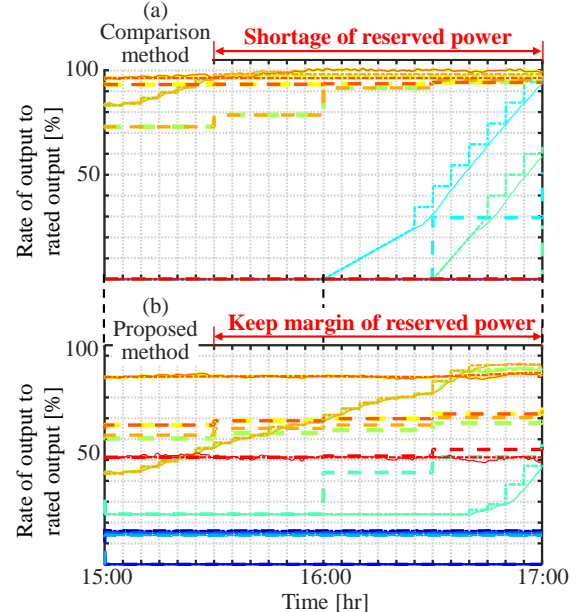


Fig. 9 Rate of output to rated output by applying each method.

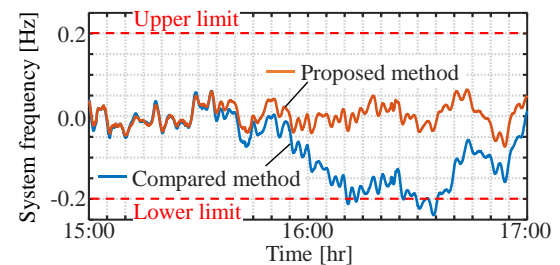


Fig. 10 System frequency deviation by applying each method.

す。Fig. 5 より、提案手法適用により、MS では 5.1 pts, BiE では 36.2 pts, BiW では 67.2 pts の PV 導入可能量増加効果が確認された。さらに、各設置方法を比較すると、BiW 導入により、MS に対して 41.4 pts の増加効果が確認された。次に Fig. 6 より、提案手法適用により、MS では 1.5 pts, BiE では 9.6 pts, BiW では 18.0 pts の PV 発電可能量増加効果が

確認された。さらに、各設置方法を比較すると、BiW 導入により MS に対して 9.6 pts の増加効果が確認された。これらより、BiW を導入し、提案手法を適用することで、PV 導入可能量及び発電可能量が最も高くなることが分かった。

〈4・2〉 パワースペクトル解析 Fig. 5 より、比較手法適用時に、MS では 90.5%、BiE では 85.3%、BiW では 69.8% よりも PV を導入した場合は、系統周波数偏差が増大し、管理目標値を満たさなかったと考えられる。そこで、MS を 95.6%、BiE を 90.5%、BiW を 75.0%導入した時の、系統周波数偏差のパワースペクトルを Fig. 7 に示す。これより、どの設置方法でも、変動周期 1800 秒 (30 分) 以下では、ほとんど同程度のパワースペクトルとなった。それ以上の変動周期では、比較手法適用時は大幅に増大、提案手法適用時は大幅に軽減されている。これは、比較手法により確保した調整力では、運用時に不足し、系統周波数偏差が増加したことを表す。一方、提案手法では、調整力を動的に確保することで、当日運用における EDC、LFC が正常に機能し、系統周波数偏差を抑制できたことを表す。

〈4・3〉 系統解析 BiW を 75.0%導入した時の、15:00～17:00 での残余需要を Fig. 8、発電機出力割合を Fig. 9、系統周波数偏差を Fig. 10 に示す。Fig. 8 より、この時間帯において、実測値が予測値を上回っているため、発電機は、確保した調整力の範囲内で、EDC、LFC 機能により出力を調整する必要がある。Fig. 9 (a) より、比較手法では、15:00～15:30 で、残余需要の出力変動、予測誤差に対して EDC 調整力、LFC 調整力を用いて、電力を供給している。しかし、15:30 以降は、すべての稼働発電機の出力割合が 100%となり、調整力余裕がないと確認できる。これに対し、調整力確保のために 16:00、16:30 で発電機が 1 機ずつ起動する UC が立案されていたが、即座の起動は困難であるため、それらの発電機による周波数制御が間に合わず、調整力が不足し、系統周波数偏差が管理目標値を逸脱した。一方、Fig. 9 (b) より、提案手法では、調整力不足の時間帯はなく、残余需要の出力変動、予測誤差に対して、正常に EDC、LFC が動作し、系統周波数偏差が管理目標値内に抑制されたことが確認できた。

## 5. まとめ

本稿では、発電機稼働台数確保や PV の kWh 価値向上のために BiPV 導入を想定し、UC での EDC 調整力、LFC 調整力を PV 出力レベル・時刻断面毎に動的に決定する手法を提案した。提案手法では、過去データから予測誤差と中周期変動を算出し、統計的に解析することで、時刻断面毎の PV 出力レベルと予測誤差および中周期変動が 1 対 1 対応した統計データを作成した。この統計データと運用前日の予測 PV 出力を用いて、時刻断面毎の所要 EDC、LFC 調整力を決定し、UC を立案した。その後、需給周波数シミュレーションを行った。結果として、全設置方法で、提案手法を適用する

ことで、PV 導入、発電可能量増加効果が確認された。中でも、BiW を導入することで、PV 導入可能量増加効果は 67.2 pts、PV 発電可能量増加効果は 18.0 pts となり、最も高くなった。さらに、パワースペクトル解析・系統解析を行うことで、提案手法により、EDC、LFC 調整力不足を回避でき、各制御が正常に機能することで、系統周波数偏差を管理目標値内に抑えられたことを確認した。

今回は、過去データの 2 $\sigma$  相当値を各変動の推定値とした。更なる大きな出力変動・予測誤差に対して、推定幅の拡大が考えられるが、それにより発電機の出力可能幅が狭まり、系統周波数の安定性低下が懸念される。そのため、各変動推定時に考慮する幅の違いが、発電機出力、系統周波数に与える影響を、今後解析する必要がある。

## 文 献

- (1) 電力広域的運営推進機関, 「2023 年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について」, 第 74 回調整力及び需給バランス評価に関する委員会 資料 4, (2022).
- (2) 電力需給解析モデル標準化調査専門委員会, 「電力需給・周波数シミュレーションの標準解析モデル」, 電気学会技術報告 第 1386 号, (2016).
- (3) 市野真悟: 「需給バランスのための調整力の活用について」, 電気設備学会誌, 40, 8, pp. 499-502, (2020).
- (4) 電力広域的運営推進機関, 「将来の再生可能エネルギー導入拡大に伴う調整力の検討について」, 第 72 回調整力及び需給バランス評価に関する委員会 資料 3, (2022).
- (5) 奥山雄太・松橋隆治: 「連系線による電力および調整力の融通を考慮した確率的起動停止計画」, 電学論 B, 141, 3, pp. 233-246, (2021).
- (6) 斉田賢・今中政輝・栗本宗明・杉本重幸・加藤丈佳・秦幸一郎・中地芳紀: 「メリットオーダーに基づく負荷周波数制御における AR 変化量を考慮した指令値配分手法」, 電学論 B, 141, 2, pp. 136-144, (2021).
- (7) 斉田賢・今中政輝・栗本宗明・杉本重幸・加藤丈佳・秦幸一郎・中地芳紀・Suresh Chand Verma: 「EDC による出力応動を考慮した LFC 発電機の効果的な制御方法」, 電学論 B, 140, 7, pp. 572-58, (2020).
- (8) 辻井佑樹・古川俊行・渡辺雅浩・山根憲一郎: 「PV 出力のリアルタイムデータに応じた LFC 調整力の確保手法」, 電学論 B, 140, 7, pp. 595-603, (2020).
- (9) R. O. Yakubu, M. T. Ankoh, L. D. Mensah, D. A. Quansah, and M. S. Adaramola: "Predicting the Potential Energy Yield of Bifacial Solar PV Systems in Low-Latitude Region," Energies, Vol. 15, No. 22, pp. 8510, (2022).
- (10) D. Chudinzow, S. Nagel, J. Gusewell, and L. Eltrop: "Vertical bifacial photovoltaics – A complementary technology for the European electricity supply?," Applied Energy, Vol. 264, pp. 114782, (2020).
- (11) R. Shigenobu, M. Ito, and H. Taoka: "Optimal design of bifacial PV system to mitigate duck-curve problem of power system with the UC problem," Energy Reports, Vol. 7, pp. 7004-7014, (2021).
- (12) 日本太陽エネルギー学会, 「新太陽エネルギー利用ハンドブック」, (2000).
- (13) 西田啓人・重信颯人・伊藤雅一・金尾則一・杉本仁志: 「PV 出力変動対応のための PV 出力予測誤差統計データに基づく LFC 容量動的決定手法」, エネルギー・資源学会論文誌, 43, 4, pp. 151-161, (2022).
- (14) 北陸電力, 「発電所一覧」, <http://www.rikuden.co.jp/setsubi/hatsuden.html> (閲覧日: 2023 年 1 月 22 日)
- (15) 経済産業省, 第 18 回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene\\_shinene/shin\\_energy/keito\\_wg/018.html](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/018.html) (閲覧日: 2023 年 1 月 22 日)
- (16) C. Deline, S. A. Peláez, B. Marion, B. Sekulic, M. Woodhouse, and J. Stein: "Bifacial PV System Performance: Separating Fact from Fiction", PVSEC-46, (2019).
- (17) 資源エネルギー庁, 固定価格買取制度 再生可能エネルギー電子申請 <https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary> (閲覧日: 2023 年 1 月 22 日)