

Long-Term Operational Plan for Hydrogen Storage Systems to Reduce Rated Capacity of Thermal Power Plants

Shota OKAZAKI^{*1}Akiko TAKAHASHI^{*2‡}Ryuto SHIGENOBU^{*3}Masakazu ITO^{*4}Takayuki ADACHI^{*5}Yoshiyuki MURAMAKI^{*5}

火力発電機の設備容量低減を目的とした水素貯蔵システムの長期運用計画

岡崎翔太^{*1}高橋明子^{*2‡}重信颯人^{*3}伊藤雅一^{*4}足立隆之^{*5}村牧義之^{*5}

Abstract

In recent years, increasing electricity demand due to abnormal weather and the aging of thermal power generators have made it difficult to meet peak demand. As a solution, energy shifting using hydrogen to level annual demand has gained attention. This paper proposes a long-term operational planning method using a hydrogen energy storage system (HESS) for a large-scale system model covering the Hokuriku area. Annual demand trends were leveled based on historical demand data and output of the HESS was determined accordingly. By subsequently optimizing the start-stop schedules of thermal power plants, the demand fluctuation range was reduced from 3,350 MW to 2,874 MW. This resulted in the elimination of two thermal power plants and achieved annual cost savings of 2.062 billion yen. Although the introduction cost of the HESS remains high, this method demonstrates the potential to reduce the rated capacity of thermal power plants, suggesting that it could be an effective strategy for achieving a future carbon-neutral society.

Keywords: Water electrolyzer, Fuel cell, Operational plan, Annual demand, Leveling

キーワード: 水電解装置, 燃料電池, 運用計画, 年間需要, 平準化

1. はじめに

近年, 異常気象などによる需要の増加や火力発電機の老朽化に伴う休廃止により, 火力発電機でのピーク需要への対応が困難になりつつある^{1),2)}. これらを原因として, 2022年3月には, 福島沖地震により火力発電機の一部が停止したことで供給力が低下している中, 電力需要の増加により2012年の制度整備後初めて需給ひっ迫注意報が発令されたと文献2)では述べられている. この対策として, その日の中でピークシフトする方法(短期ピークシフト)と, 重負荷期のピークを下げるため1年の中でピークシフトする方法(長期ピークシフト)が考えられる. ピークシフトの手法として, エネルギー貯蔵, デマンドレスポンス(DR),

セクターカップリングなどが挙げられる. 文献3)では, マイクログリッドを対象として, 電気料金型DRによりピーク需要時の電気料金を高く設定することで, 需要負荷のピークシフトを行った. また, 文献4)では, 地域全体の電力・熱需要に対してセクターカップリングによるピークシフトを行うことで, エネルギー効率を向上させた. しかし, DRやセクターカップリングは短期ピークシフトに適している反面, エネルギー貯蔵はできないため長期ピークシフトを行うことは困難である. また, エネルギーの貯蔵方法として, 蓄電池, 水素貯蔵, 揚水発電, ヒートポンプ給湯機などが挙げられる. 文献5)では, ある地域を対象として蓄電池で電気を貯蔵することで, 1日の需要負荷に対してピークシフトを行った. しかし, 蓄電池は自己放電による電力損失が発生するため, 長期的な蓄電に不向きである. また, 揚水発電は地形的性質による貯蔵容量の限界から増

*1 Graduate School of Engineering, University of Fukui

*2 Associate Professor for Connected Energy,

Faculty of Basic and Generic Researches, University of Fukui,
3-9-1, Bunkyo, Fukui 910-8507, Japan

‡e-mail: takahasi@u-fukui.ac.jp

*3 Senior Assistant Professor, Faculty of Engineering, University of Fukui

*4 Professor, Faculty of Engineering, University of Fukui

*5 New Value Creation Research Institute, Hokuriku Electric Power Company, Ltd.

Received: December 26 2025, Accepted: July 1 2026

*1 福井大学大学院工学研究科

*2 福井大学学術研究院基盤部門カーボンニュートラル推進本部
特命准教授

(〒910-8507 福井県福井市文京3丁目9番1号)

‡e-mail: takahasi@u-fukui.ac.jp

*3 福井大学学術研究院工学系部門工学領域 講師

*4 福井大学学術研究院工学系部門工学領域 教授

*5 北陸電力株式会社 新価値創造研究所

(原稿受付: 2025年12月26日, 受理日: 2026年7月1日)

設は容易ではなく、ヒートポンプ給湯機は放熱により長期的なエネルギー貯蔵に適さない。一方、水素は、電力と水素間の変換効率が低いため短期的な貯蔵には不向きだが、自己放電のような時間による損失が生じないため長期的な貯蔵に適している。これらの理由から、年間の需要負荷の平準化には水素によるエネルギー貯蔵が注目されており、水素を用いた長期電力貯蔵によるピークシフトに関する研究が行われている。例として、Ning ら⁶⁾や Luoyi ら⁷⁾は、水素貯蔵システム (HESS) と蓄電池システム (BESS) を用いたマイクログリッドに関する研究を行っており、文献 6) は長期運用計画の最適化フレームワーク、文献 7) は 2 段階最適化により設備容量を最適化している。また、中村ら⁸⁾は電力系統運用に貢献する水素供給設備を含むマイクログリッドの運用に関する検討を行っており、喜田ら⁹⁾は水素製造プロセスの需要を考慮したマイクログリッドの 2 段階運用手法を提案している。いずれも、マイクログリッドのような小規模システムを想定した研究である。火力発電機を含めた電力ネットワークに関する研究では、文献 10) によくまとめられており、蓄エネルギー技術の比較や送電、配電、消費者への影響などにも言及されている。また、Ahmed ら¹¹⁾は再エネ導入のための水素による季節間貯蔵を行っており、文献 12)~14) は水素を考慮した電源計画に関する研究を行っている。マイクログリッドのような小規模システムで検討される制御は、局所的な挙動に対応するものであり、火力発電機の起動停止を含めた系統全体のピークシフトを考慮できない。火力発電機の設備容量的側面から負担を低減するためには、系統全体で火力発電機の起動停止を含めた検証が必要である。また、系統全体を対象とした研究はピーク需要の低減や発電コストの削減を目的としたものが多く、HESS を用いて需要負荷の平準化を行うことで火力発電機の設備容量低減を図る研究はほとんど見られない。

そこで本論文では、再生可能エネルギーの導入ポテンシャルの低さから火力発電への依存度が大きく、その上で検討に必要なすべてのデータを得られる北陸エリア規模の大規模システムモデルを対象として、火力発電機の設備容量的負担を低減するための HESS の長期運用計画法を提案する。まず、火力発電機が負担するピーク需要を低減するため、発電事業者は運用開始前に HESS を用いて年間需要負荷の長期変動 (トレンド) 成分を平準化する。その上で、1 日毎に火力発電機と BESS の起動停止計画 (UC) を行い、1 時間毎の火力発電機と BESS の出力を決定する。運用日の PV 予測誤差は BESS で補完する。HESS を年間需要負荷のトレンド成分のピークシフトに利用することで、ピーク需要時における火力発電機の所要設備容量の低減を図る。

2. 長期運用計画

対象とする電力系統モデルの構成を Fig. 1 に示す。 p^{PV}

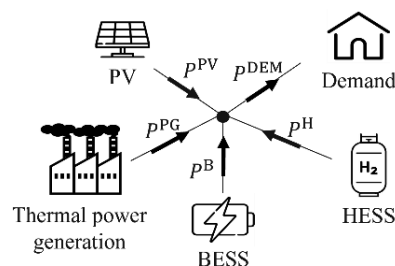


Fig. 1 Power system model configuration.

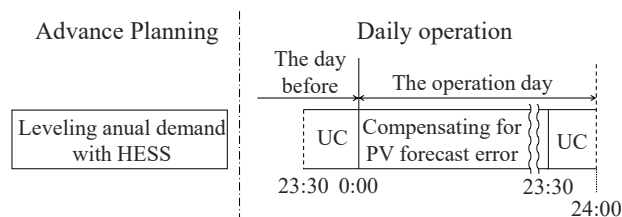


Fig. 2 Timing of each operation.

は太陽光発電 (PV) システムの出力、 p^{DEM} は需要負荷、 p^{PG} は火力発電機の出力、 p^B は BESS の放電電力、 p^H は HESS の放電電力である。年間の需要負荷のうち、軽負荷期に HESS が電力を充電し、重負荷期に本来火力発電機が負担する電力を HESS が放電することで年間の需要負荷を平準化 (ピークシフト) する。

長期運用計画の手順は、需要負荷トレンド成分の平準化、UC の立案、PV 予測誤差の補完の 3 つに分けられる。それぞれを行うタイミングを Fig. 2 に示す。

2.1 需要負荷トレンド成分の平準化

需要負荷トレンド成分の平準化は、運用を開始する前に予め行われる。運用年の需要負荷を事前に得ることはできないので、過去の需要負荷のトレンド成分を確認した結果、トレンド成分は年間を通して類似していた。そこで本論文では、過去 3 年間の平均需要負荷から次式により過去の需要負荷トレンド成分 p_{past}^{TRE} を中心化移動平均 (CMA) で抽出し、HESS により平準化を行う。

$$p_{past}^{TRE}(t) = \frac{\sum_{m=-\frac{T_{MA}}{2}}^{\frac{T_{MA}}{2}} p^{DEM}(t+m)}{T_{MA}} \quad \dots\dots\dots(1)$$

ここで、 T_{MA} は移動平均時間窓を表す。移動平均時間窓を 168 時間 (1 週間) と 720 時間 (1 か月) の 2 種類設定し、CMA を 2 段階実施する。

抽出した需要負荷トレンド成分を、年間を通して平準化するように HESS の放電電力 p^H を 1 時間値で次式により決定する。

$$p^H(t) = p_{past}^{TRE}(t) - p_{ref}^{TRE} \quad \dots\dots\dots(2)$$

ここで、 p_{ref}^{TRE} は平準化基準値である。各時間において需要負荷トレンド成分の値が平準化基準値より大きければ燃料電池により放電し、小さければ水電解装置により充電する。

平準化基準値の簡易的な決め方は、年間の需要負荷トレンド成分の平均値とすることである。しかし、燃料電池および水電解装置における電力と水素量の変換効率が異なるため、水素貯蔵量 (SOH) の年間最終値が初期値に戻らない。長期運用を考慮して、年間の需要負荷トレンド成分の平準化を行った際に、SOH の初期値と最終値が一致する平準化基準値を混合整数線形計画法により決定する。

2.2 発電機起動停止計画 (UC) の立案

運用年の正味負荷に対して、火力発電機と BESS から電力を供給するための発電機起動停止計画 (UC) を立案する。正味負荷は、予測需要負荷から予測 PV 電力と前節で求めた HESS の放電電力を引いたものである。

予測 PV 電力は運用日前日の 21 時に更新されるメソ数値予報モデル (MSM) から 1 時間値を取得する。MSM の予測値が 23:30 に公開されるため、UC は運用日前日の 23:30 から運用日当日の 0:00 の間に行われ、運用日 24 時間分の計画を混合整数線形計画法により立案する。

2.2.1 目的関数

UC の目的関数を(3)式に示す。

$$\text{Min.} \sum_{k=1}^{N_k} \left(\sum_{t=1}^{24} Y_{TC}^{PG}(t, k) \right) + w_p \sum_{k=1}^{N_k} \left(\sum_{t=1}^{24} b_{Priority}^{PG}(t, k) \right) \quad \dots\dots\dots(3)$$

ここで、第 1 項は主目的である火力発電機の総運用コスト項、第 2 項は火力発電機の優先稼働に関するペナルティ項である。 Y_{TC}^{PG} は火力発電機の燃料費と起動費を合計した総運用コスト、 $b_{Priority}^{PG}$ は後述する発電機の優先順位が守られなかった時に 1 となるバイナリ変数、 k は発電機番号、 N_k は火力発電機の台数、 w_p はペナルティ項の重みである。ペナルティ項がコスト項へ及ぼす影響を極力小さくするために、 $w_p = 0.01$ と設定した。

火力発電機の設備容量を低減するために、設備稼働率が低いものから順に削減する。稼働率は UC の最適化により基本的には一つの最適解が導かれる。しかし、同じ能力の火力発電機が複数台存在し、どれか 1 台が稼働する場合、どれが稼働しても火力発電機のコストは等しくなる。そこで、同じ能力の火力発電機が複数台ある場合は、(4)式により発電機番号 k が小さいものを優先的に使用する。なお(4)式は、同じ能力の火力発電機の発電機番号は連続しており、同じ能力の火力発電機は 2 台である場合である。

$$b_{Priority}^{PG}(t, k) = 1 \quad \left(\text{if } b_{Running}^{PG}(t, k) < b_{Running}^{PG}(t, k+1) \right) \quad \dots\dots\dots(4)$$

ここで、 $b_{Running}^{PG}(t, k)$ は時刻 t における発電機番号 k の発電機の稼働状態を表すバイナリ変数である。時刻 t において、優先する火力発電機 (発電機番号 k) が稼働していない時に優先しない火力発電機 (発電機番号 $k+1$) が稼働した場合、 $b_{Priority}^{PG}(t, k)$ を 1 とする。

Table 1 Design constants and designed values.

Faraday constant	F	[-]	96,485
Faraday efficiency	η_F	[-]	0.95
Number of serial cells	N_{SE}	[cell]	1,250
Number of stack	N_{ST}	[stack]	1
Hydrogen utilization rate	U	[-]	0.8
Theoretical voltage	E	[V]	1.28
Cell voltage of SOFC	$V_{C,FC}$	[V]	0.8
Rated voltage of SOFC	V_{FC}	[V]	1,000.0
Cell voltage of SOEC	$V_{C,EC}$	[V]	1.35
Rated voltage of SOEC	V_{EC}	[V]	1,687.5

2.2.2 主要な制約式

電力の需給バランス制約式を次式に示す。

$$\sum_{k=1}^{N_k} P^{PG}(t, k) + P_{pre}^B(t) = P_{pre}^{DEM}(t) - P_{pre}^{PV}(t) - P^H(t) \quad \dots\dots\dots(5)$$

ここで、 P_{pre}^B は BESS の計画放電電力、 P_{pre}^{DEM} は予測需要負荷、 P_{pre}^{PV} は予測 PV 電力である。(5)式の右辺は UC 時に調整不可能な変数、左辺は調整可能な変数であり、正味負荷である右辺に対して、火力発電機と BESS の出力である左辺から電力を供給する。

BESS 容量の時間変動制約を次式に示す。

$$E_{pre}^B(t) = (1 - \varepsilon) E_{pre}^B(t-1) + \eta^{B,C} P_{pre}^{B,C}(t-1) - \frac{P_{pre}^{B,D}(t-1)}{\eta^{B,D}} \quad \dots\dots\dots(6)$$

ここで、 $E_{pre}^B(t)$ は時刻 t における BESS の計画蓄電容量、 ε は自己放電率、 $\eta^{B,C}$ は BESS の充電効率、 $P_{pre}^{B,C}$ は BESS の充電電力、 $P_{pre}^{B,D}$ は BESS の放電電力、 $\eta^{B,D}$ は BESS の放電効率である。本研究では、水素貯蔵との違いを明確にするため、(6)式により BESS に自己放電による損失を与える。また、連続的で安定した運用を行うため、1 日毎の UC において BESS の計画充電容量 (SOC) の最終値は 50% とする。

2.3 PV 予測誤差の補完

時間前市場閉場後の運用日当日は、PV 電力に予測誤差が生じる。本研究では、応答速度が速く、出力変化速度も大きい BESS を用いて PV 予測誤差の補完を行う。BESS は次式により 1 時間毎に PV 予測誤差を補完する。

$$P_{act}^B(t) = P_{pre}^B(t) + P_{pre}^{PV}(t) - P_{act}^{PV}(t) \quad \dots\dots\dots(7)$$

ここで、 P_{act}^B は PV 予測誤差対応後の BESS の放電電力、 P_{act}^{PV} は実測 PV 電力である。なお本研究では、PV 電力以外の予測誤差は考慮しない。

3. 水素貯蔵システムモデル

燃料電池および水電解装置における電力と水素量の変換式を導出する。設計に用いた定数および本章で設計した

Table 2 Equipment data for thermal power generators.

Unit	Type	Fuel cost factor			Startup cost	Lower limit	Upper limit	Running keep time	Stopping keep time	Ramp rate
		C_A [10^3 yen/h]	C_B [10^3 yen/MWh]	C_C [yen/MWh ² h]	[10^3 yen]	[MW]	[MW]	[h]	[h]	[MW/h]
1	Coal	182	1.3	0.16	1670	140	700	2	2	700
2	Coal	182	1.3	0.16	1670	140	700	2	2	700
3	Coal	120	1.5	0.18	1200	100	500	2	2	500
4	Coal	120	1.5	0.18	1200	100	500	2	2	500
5	Coal	40	2.0	0.20	605	60	250	2	2	250
6	Coal	40	2.0	0.20	605	60	250	2	2	250
7	LNG	80	2.3	1.50	643	178	425	2	2	425
8	Oil	200	5.0	0.50	756	75	500	2	2	500
9	Oil	200	5.0	0.50	756	75	250	2	2	180
10	Oil	316	4.6	1.05	378	40	250	2	2	180
11	Oil	316	4.6	1.05	378	35	250	2	2	180

Table 3 Operating and maintenance costs of thermal power generators.

		Coal	LNG	Oil
Maintenance cost [10^4 yen/kW/year]	Labor cost	0.083	0.077	0.048
	Repair cost	0.530	0.643	0.527
	Miscellaneous cost	0.610	0.295	0.264
	Business division cost	0.153	0.142	0.078
	Total maintenance cost	1.375	1.157	0.917

Table 4 Other equipment data.

PV rated output	[MW]	1,360
BESS rated output	[MW]	1,000
BESS rated capacity	[MWh]	15,000
Self-discharging rate	[%/day]	0.1
Charge/Discharge efficiency	[%]	95/95
HESS rated output	[MW]	1,000
HESS maximum storage capacity	[Nm ³]	2.0×10^9

各装置の値を Table 1 に示す。

燃料電池と水電解装置として、固体高分子型やアルカリ型より効率が良く、実用化に向けて多くの研究が報告されている固体酸化物型の燃料電池（SOFC）と水電解装置（SOEC）を用いる。どちらの装置も定電圧運転とする。SOFC による水素消費量 H_{2FC} の算出式¹⁵⁾と SOEC による水素生成量 H_{2EC} の算出式¹⁶⁾を(8)(9)式にそれぞれ示す。

$$H_{2FC} = \frac{N_{SE}N_{ST}I_{FC}}{2FU} \quad \text{.....(8)}$$

$$H_{2EC} = \frac{\eta_F N_{SE}N_{ST}I_{EC}}{2F} \quad \text{.....(9)}$$

ここで、 N_{SE} は直列セル数、 N_{ST} はセルのスタック数、 I_{FC} は SOFC からの出力電流、 F はファラデー定数、 U は水素利用率、 η_F はファラデー効率、 I_{EC} は SOEC への入力電流である。これらの式から、水素消費量および生成量は電流に比例する。また、定電圧で運転する時、電力と電流は比例関係にあるため、(8)、(9)式はそれぞれ(10)、(11)式に変形できる。

$$H_{2FC} = \frac{N_{SE}N_{ST}}{2FUV_{FC}} P_{FC} \quad \text{.....(10)}$$

$$H_{2EC} = \frac{\eta_F N_{SE}N_{ST}}{2FV_{EC}} P_{EC} \quad \text{.....(11)}$$

ここで、 V_{FC} は SOFC の定格電圧、 P_{FC} は SOFC の出力電力、 V_{EC} は SOEC の定格電圧、 P_{EC} は SOEC の入力電力を表す。これらの式から、水素消費量および生成量は各装置の入出力電力に比例し、各定数を代入することで電力と水素量の変換式を導出できる。

まず、燃料電池の変換式を導出する。燃料電池の効率は次式で算出される。

$$\eta_{FC} = U \times \frac{V_{C,FC}}{E} \quad \text{.....(12)}$$

ここで、 η_{FC} は SOFC の効率、 E はセルの理論電圧、 $V_{C,FC}$ は SOFC のセル電圧を表す。SOFC の効率は、一般的な 50% とする。 E と η_{FC} は定数であるため、水素利用率はセル電圧によって決定する。一般的な SOFC のセル電圧が 0.6～1.0V、水素利用率が 0.6～0.9であることを考慮し、セル電圧と水素利用率が適切な範囲の値となるように $V_{C,FC} = 0.8$ V、 $U = 0.8$ と設計する。また、SOFC の定格電圧を $V_{FC} = 1000$ Vと定め、セル数を $N_{SE} = 1250$ 、 $N_{ST} = 1$ と設計する。これらの値を(10)式に代入すると、燃料電池における電力と水素量の変換式である(13)式が得られる。

$$H_{2FC} = 8.097 \times 10^{-3} P_{FC} \quad \text{.....(13)}$$

次に、水電解装置の変換式を導出する。水電解装置の効率は次式で算出される。

$$\eta_{EC} = \eta_F \cdot \frac{E}{V_{C,EC}} \quad \text{.....(14)}$$

ここで、 η_{EC} は SOEC の効率、 $V_{C,EC}$ は SOEC のセル電圧を表す。SOEC の効率は、一般的な 90%とする。セル電圧以外は定数であるため、セル電圧を算出すると、 $V_{C,EC} = 1.35$ Vとなる。また、セル数は SOFC と同様に $N_{SE} = 1250$ 、 $N_{ST} = 1$ と設計し、その時の SOEC の定格電圧は $V_{EC} = 1687.5$ Vとなる。これらの値を(11)式に代入すると、水電解装置における電力と水素量の変換式である(15)式が得られる。

$$H_{2EC} = 3.647 \times 10^{-3} P_{EC} \quad \text{.....(15)}$$

4. 使用データ

各火力発電機の設備データ^{17,18)}を Table 2 に、火力発電機の運転維持費¹⁹⁾を Table 3 に、その他の設備データを

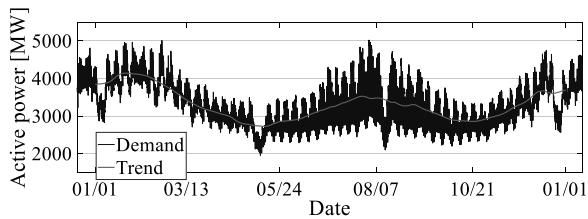


Fig. 3 Past annual demand and extracted trend component.

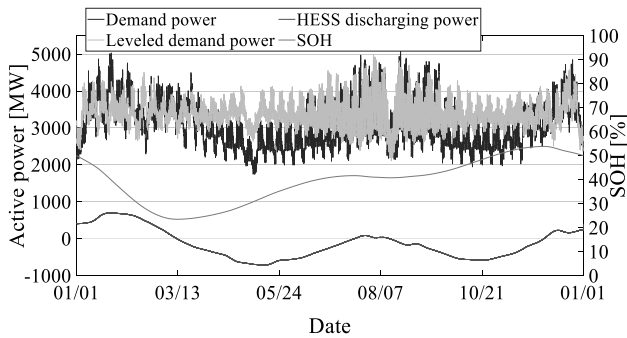


Fig. 4 Results of demand leveling during the operational year.

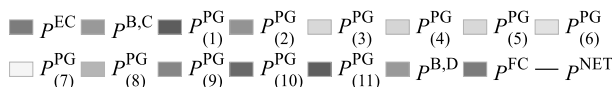
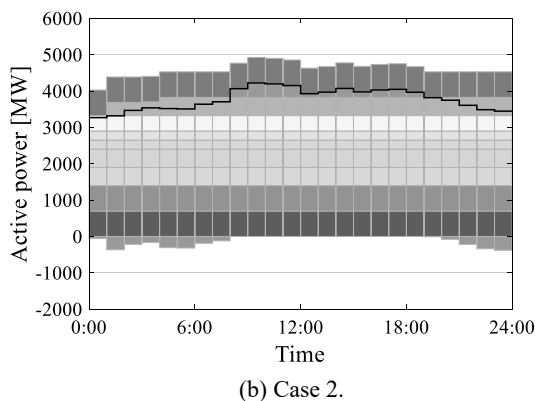
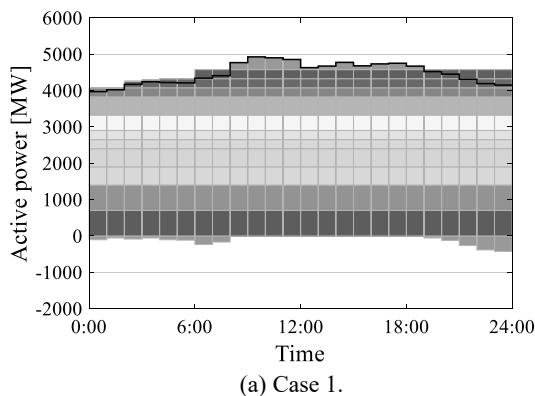
Fig. 5 UC results for 24th January, a heavy demand day.

Table 5 Annual BESS energy for PV forecast error compensation in each case.

	Case 1	Case 2
Cumulative energy for PV forecast error [GWh]	10.09	
Cumulative BESS energy for PV forecast error compensation [GWh]	-10.03	-10.04
Cumulative PV energy for opportunity loss of generation [GWh]	0.06	0.05

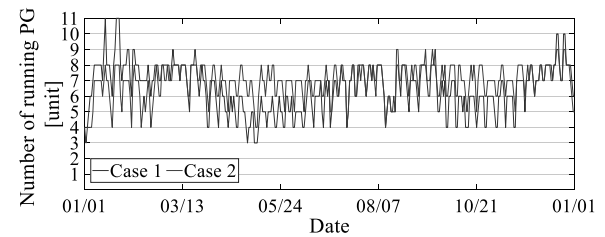


Fig. 6 The maximum number of running generators per day.

Table 4 に示す。

電力システムモデルは北陸三県を対象とした北陸エリアの規模とする。HESS および BESS は火力発電機の所有者と同一である発電事業者が所有・運用する場合を想定する。需要負荷は、北陸電力の Web サイト²⁰⁾から 1 時間値を取得する。運用期間は、本研究期間において得られる最新の年間データである 2024 年 1 月 1 日～12 月 31 日までの 366 日の内、PV 電力の欠損日を除いた 356 日とする。運用年が 2024 年であるため、過去 3 年間の平均需要負荷には、2021 年～2023 年を用いる。

予測 PV 電力は、福井大学の緯度経度のものを MSM から取得する。実測 PV 電力は、福井大学で計測した 1 秒値のデータを 1 時間毎に平均した 1 時間値を使用する。

最適化環境は、コーディングを MATLAB R2024a により行い、最適化ツールの Optimization Toolbox を用いる。

5. シミュレーション結果

5.1 長期運用結果

過去の平均需要負荷とそのトレンド成分の抽出結果を Fig. 3 に示す。Fig. 3 の需要負荷のトレンド成分を平準化するように HESS の放電電力を決定し、HESS を用いて運用年の需要負荷を平準化した結果を Fig. 4 に示す。平準化前の需要負荷の最大値と最小値の変動幅が 3,350 MW であったのに対し、平準化後は 2,874 MW となり、HESS を用いて平準化したことでピーク需要をシフトできた。

次に、1 日毎の UC 結果の内、HESS によるピークシフトが行われたことが明確にわかる 1 月 24 日の結果を Fig. 5 に示す。なお、 $P_{(k)}^{PG}$ は発電機番号 k の出力を表し、図中の HESS および BESS の出力が正の場合はそれぞれ HESS の放電電力 P_{FC} と BESS の計画放電電力 $P_{pre}^{B,D}$ 、負の場合はそれぞれ HESS の充電電力 P_{EC} および BESS の計画充電電力

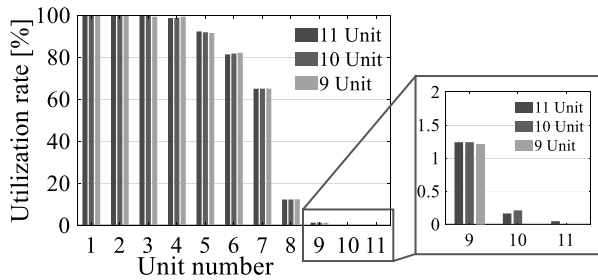


Fig. 7 Operating rate of each thermal power generator when the number of units started is changed.

$p_{pre}^{B,C}$ を意味する。 p_{NET} は正味負荷である。Case 1 は HESS を導入していない場合、つまり年間需要トレンドを HESS で平準化しない場合であり、Case 2 は HESS を導入した場合である。1 月 24 日は需要が大きく、PV の発電量が小さい重負荷期であるため、正味負荷が他の日と比べて大きい。したがって、Fig. 5(a)に示した Case 1 では、11 台すべての火力発電機を稼働しなければ運用できなかった。しかし、Fig. 5(b)に示した Case 2 では、HESS が運用年の需要を平準化するように放電することで火力発電機が負担する正味負荷が抑えられた結果、9 台の火力発電機で電力を供給できた。

なお、各日の日中と朝晩のピークシフトおよび PV 予測誤差の補完は BESS が担う。本研究の UC では、BESS の 1 日の初期値と最終値を 50%としているため、正味負荷が大きい時間帯に放電するためにはそれ以外の時間帯に充電しなければならない。そのため、Fig. 5 のように正味負荷が大きい昼間から夕方にかけて BESS が放電し、正味負荷が小さい夜間から朝方にかけて BESS が充電した。Table 5 に年間の PV 予測誤差量を補完するために BESS から放電した電力量を示す。BESS の放電電力量の累計は負であるため、放電電力量よりも充電電力量が多かったことを表す。年間で PV 予測誤差の累計は 10.09 GWh であったのに対して、BESS の SOC が上限に達したために BESS に充電できず抑制された PV 電力量と PV 予測誤差を補完するために BESS から充放電した電力量の和は、各 Case によって差がない。したがって、PV 予測誤差を補完する BESS の挙動は HESS の有無に依存しない。

5.2 火力発電機の設備容量低減効果

前節で示した長期運用結果から、HESS で年間需要を平準化する Case 2 では、火力発電機の台数を削減できる可能性がある。そこで、HESS を導入していない Case 1 と HESS を導入した Case 2 における火力発電機の最少運用可能台数を検証した。Fig. 6 に運用期間における各日の火力発電機の最大稼働台数を示す。発電機最大稼働台数が、Case 1 では 11 台であるのに対して Case 2 では 9 台であり、Case 2 は Case 1 と比較して 2 台削減できる可能性がある。

Case 2 において、火力発電機の設備稼働率が低い発電機

Table 6 Comparing of thermal power generator costs during the operating period.

		Fuel cost [10 ⁸ yen]	Startup cost [10 ⁸ yen]	Maintenance cost [10 ⁸ yen]	Total cost [10 ⁸ yen]
Case1	11 unit	505.44	2.27	548.68	1056.39
	11 unit	529.94	1.85	548.68	1080.47
Case2	10 unit	529.94	1.85	526.32	1058.11
	9 unit	529.92	1.89	503.96	1035.77

Table 7 Target price for each hydrogen equipment in 2030.

	Item	Value
Installation cost	SOEC [10 ⁴ yen/kW]	8.83
	SOFC [10 ⁴ yen/kW]	10.00
	Hydrogen storage alloy [10 ⁴ yen/Nm ³]	0.0171
Lifetime	SOEC [year]	15
	SOFC [year]	15
	Hydrogen storage alloy [year]	20

Table 8 The installation cost of the hydrogen equipment.

	Item	Value
	SOEC [10 ⁸ yen]	57.4
	SOFC [10 ⁸ yen]	65.0
	Hydrogen storage alloy [10 ⁸ yen]	166.8
	Total installation cost [10 ⁸ yen]	289.2

から 1 台ずつ順番に削除して運用した時の、火力発電機の設備稼働率を Fig. 7 に示す。ここで、設備稼働率は、火力発電機が起動していれば 1、停止していれば 0 のバイナリ変数を発電機毎に加算し、24 時間×シミュレーション日数で割ったものを百分率で表現している。その結果、火力発電機の起動台数によらず、発電機番号が大きい石油火力発電機の設備稼働率が低くなった。火力発電機の稼働台数を削減していった結果、Case 1 では 11 台中 1 台も削減できなかったのに対し、Case 2 では 9 台まで供給力不足にならずに削減できた。

火力発電機に関するコストの比較結果を Table 6 に示す。最少運用可能台数である Case 1 の 11 台と Case 2 の 9 台と比較すると、燃料コストは Case 2 の方が 24.48 億円高かった。これは、HESS の電力と水素量の変換効率が悪く、ピークシフトに使うための電力を火力発電機が余分に発電したためであると考えられる。しかし、起動コストは Case 2 の方が 0.38 億円安かった。これは、平準化により需要の変動幅が低減したことで、火力発電機の起動停止回数が低減したためであると考えられる。運転維持コストは、火力発電機の台数を削減したことにより大幅に削減でき、Case 2 の方が 44.72 億円安かった。これらの結果から火力発電機の総コストを比較すると、Case 2 は Case 1 より 20.62 億円安くなった。以上の結果から、HESS を導入して年間需要負荷のトレンド成分を平準化することで、火力発電機の台数を 2 台削減し、20.62 億円の利益を得ることが期待できる。

5.3 HESS 導入コストの回収

実装するためには HESS の導入コストを考慮する必要がある。ここで、2030 年における各水素設備の目標価格^{15, 16)}を Table 7 に、その値に基づいて算出した水素設備の導入コストを Table 8 に示す。なお、水素吸蔵合金については 2030 年の目標価格が公開されていないため、文献 17) に記載された理想価格を示す。Table 8 から、期間換算した HESS の総導入コストが 289.2 億円であり、火力発電機から得た利益を大幅に超えた。

6. まとめ

本研究では、HESS を用いて需要負荷のトレンド成分を平準化することで火力発電機の所要設備容量を低減するための、HESS の長期運用計画法を提案した。需要負荷トレンド成分の平準化により火力発電機の最少運用可能台数を 2 台削減し、火力発電機の総コストを年間で 20.62 億円低減した。

実装時の HESS の導入コストを考慮すると、現状で得られた利益で HESS の導入コストを賄うことはできなかった。しかし、今後のカーボンニュートラルに向けた火力発電機の設備更新にかかるコストを考慮すると、水素設備への投資費用補助制度の利用や設備容量の最適化により水素設備の導入コストが火力発電機の設備更新コストと同程度となり、コストを回収できる可能性がある。

一方で、本研究は北陸エリアのみを対象に検討しており、他エリアでの有効性は明かではないが、年間の需要に季節性のある負荷であれば、平準化により火力発電機が負担するピーク需要および火力発電機起動停止回数の低減効果が得られることが予想される。また、本研究で用いた水素設備の価格は 2030 年の目標価格であるが、導入しても全体のコスト削減にはつながらなかった。水素設備導入による経済性のメリットを得るためには、目標価格からさらなる水素設備の価格低減が必要である。

今後検討として、CO₂ 削減効果が考えられる。BESS や HESS の導入により太陽光発電の導入可能量の増加や、火力発電の設備更新が不要になることにより、火力発電設備にかかる CO₂ を削減できると考えられる。また、発電事業者や小売事業者の市場行動を考慮した運用計画が挙げられる。本研究ではシミュレーション期間の需要負荷の動向が過去の平均的な需要負荷と同様であることを想定して検討を行っているが、今後市場シグナルによる市場行動がより促進される可能性を考慮すると、それに対応した運用計画法を検討する必要がある。また、2021 年以降化石燃料が高騰していることから、さらに燃料コストが増加する可能性があり、最新の燃料コストを用いた検討も今後行っていく必要がある。

参考文献

- 1) 経済産業省, 「資料 1 安定供給の現状と課題と火力の脱炭素化の在り方について」 (Accessed Oct. 10 2025), 第 59 回 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会資料, 2024 年 7 月, https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2024/059/
- 2) 経済産業省, 「2022 年 3 月の東日本における電力需給ひっ迫に係る検証 取りまとめ」, 第 52 回電力・ガス基本政策小委員会資料 4-6, 2022 年 7 月, https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/052_04_06.pdf
- 3) 馬天虎, 馬場旬平, 岩船由美子, 「価格型デマンドレスポンスを通じたマイクログリッドの経済分析」, 電気学会論文誌 B, **137** (9), 602-613 (2017) (DOI: 10.1541/ieejpes.137.602)
- 4) Naoya Nagano, Rémi Delage and Toshihiko Nakata, "Optimal Design and Analysis of Sector-Coupled Energy System in Northeast Japan," *Energies*, **14** (10), 2823 (2021) (DOI: <https://doi.org/10.3390/en14102823>)
- 5) 大嶺英太郎 他, 「蓄電池を用いた配電用変電所負荷平準化方式の開発と検証—配変潮流スケジュール補正方式の開発—」, 電気学会論文誌 B, **137** (10), 655-661 (2017) (DOI: <https://doi.org/10.1541/ieejpes.137.655>)
- 6) Ning Qi, Kaidi Huang, Zhiyuan Fan and Bolun Xu, "Long-Term Energy Management for Microgrid with Hybrid Hydrogen-Battery Energy Storage: A Prediction-Free Coordinated Optimization Framework," *Applied Energy*, **377** (Part B), 124485 (2025) (DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124485>)
- 7) Luoyi Li, Yi Sun, Ying Han and Weirong Chen, "Seasonal hydrogen energy storage sizing: Two-stage economic-safety optimization for integrated energy systems in northwest China," *iScience*, **27**(9), 110691 (2024) (DOI: <https://doi.org/10.1016/j.isci.2024.110691>)
- 8) 中村勇太, 青木睦, 加戸良英, 壹岐浩幸, 「電力系統運用に貢献する水素供給設備を含むマイクログリッドの運用に関する検討」, 電気学会論文誌 B, **141** (2), 56-66 (2021) (DOI: <https://doi.org/10.1541/ieejpes.141.56>)
- 9) 喜田勇志 他, 「水素製造プロセスを需要として含むマイクログリッドの 2 段階運用手法」, 電気学会論文誌 B, **141** (2), 113-120 (2021) (DOI: <https://doi.org/10.1541/ieejpes.141.113>)
- 10) Muhammad Muzammal Islam, Tianyou Yu, Giovanni Giannoccaro and Yang Mi, "Improving Reliability and Stability of the Power Systems: A Comprehensive Review on the Role of Energy Storage Systems to Enhance Flexibility," *IEEE Access*, **12**, 152738-152765 (2024) (DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3476959>)
- 11) Ahmed M. Elberry, Jagruti Thakur, Jason Veysey, "Seasonal hydrogen storage for sustainable renewable energy integration in the

- electricity sector: A case study of Finland,” *Journal of Energy Storage*, **44**(Part B), 103474 (2021)
(DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103474>)
- 12) 原田耕佑 他, 「輸入水素および国内製造水素の発電・直接利用を含む電源構成・需給最適化モデルの構築」, *エネルギー・資源学会論文誌*, **42** (5), 315~324 (2021)
(DOI: https://doi.org/10.24778/jjser.42.5_315)
- 13) 小宮山涼一, 大槻貴司, 藤井康正, 「再生可能エネルギー余剰電力の水素貯蔵を考慮に入れた最適電源構成の検討」, *電気学会論文誌 B*, **134** (10), 885~895 (2014)
(DOI: <https://doi.org/10.1541/ieejpes.134.885>)
- 14) 川上 恭章, 「低炭素エネルギーシステムにおけるエネルギー貯蔵の役割: 非同期電源比率を考慮したエネルギーシステム最適化モデルによる検討」, *電気学会論文誌 B*, **141** (5), 326~335 (2021)
(DOI: <https://doi.org/10.1541/ieejpes.141.326>)
- 15) Mokhtar Aly and Hegazy Rezk, “A Differential Evolution-Based Optimized Fuzzy Logic MPPT Method for Enhancing the Maximum Power Extraction of Proton Exchange Membrane Fuel Cells,” *IEEE Access*, **8**, 172219-172232 (2020)
(DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3025222>)
- 16) Qilong Zhang, et al., “Model Predictive Control Method of Multi-Energy Flow System Considering Wind Power Consumption,” *IEEE Access*, **11**, 86697-86710 (2023)
(DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3304697>)
- 17) 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)
- 18) 益田泰輔 他, 「再生可能エネルギー大量導入時の発電機起動停止計画における起動台数のとりうる範囲と需給バランスの関係」, *電気学会論文誌 B*, **136** (11), 809~816 (2016)
(DOI: <https://doi.org/10.1541/ieejpes.136.809>)
- 19) 経済産業省, 「資料 2 各電源の諸元一覧」, 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 発電コスト検証ワーキンググループ 令和 7 年 2 月報告書, (Accessed Jan. 16 2026)
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20250206_02.pdf
- 20) 北陸電力, 「北陸エリアでんき予報」 (Accessed Oct. 10 2025),
https://www.rikuden.co.jp/nw/denki-yoho/results_jyukyu.html
- 21) 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 「固体酸化物形燃料電池システム (Vol.7) —高温水蒸気電解の技術およびコスト評価—」 (Accessed Oct. 10 2025), 低炭素社会の実現に向けた技術および経済・社会の定量的シナリオに基づくイノベーション政策立案のための提案書, 2020 年 2 月,
<https://www.jst.go.jp/lcs/pdf/fy2019-pp-08.pdf>
- 22) 科学技術振興機構低炭素社会戦略センター, 「固体酸化物形燃料電池システム (Vol.6) —セルデザインおよび新型燃料電池の包括的評価—」 (Accessed Oct. 10 2025), 低炭素社会の実現に向けた技術および経済・社会の定量的シナリオに基づくイノベーション政策立案のための提案書, 2019 年 1 月,
<https://www.jst.go.jp/lcs/pdf/fy2018-pp-05.pdf>
- 23) Xinyi Wang, et al., “Technoeconomic Insights into Metal Hydrides for Stationary Hydrogen Storage,” *Advanced Science*, **12**, 2415736 (2025) (DOI: <https://doi.org/10.1002/advs.202415736>)