

電力とガスの市場連動小売契約におけるガス使用量制約を考慮した工場動力設備運用の技術経済性分析

Techno-Economic Analysis of Factory Energy System Operation Under Gas Consumption Constraints in Market-Linked Electricity and Gas Retail Contracts

前 匡 鴻 *・ 八 木 賢 治 郎 **

Masahiro Mae

Kenjiro Yagi

Abstract

To achieve carbon neutrality by 2050, the energy transition in the industrial sector is essential. This paper develops a factory energy management system that optimizes the procurement and operation of cogeneration systems and boilers under electricity and gas retail contracts linked to market prices. In particular, it focuses on take-or-pay gas contracts, which are commonly used to stabilize fuel consumption but may create a trade-off between flexible demand response and constrained energy usage. The developed model minimizes the total energy cost by leveraging the market price spread between electricity and gas. Through techno-economic analysis, the impact of relaxing take-or-pay constraints on operational flexibility is evaluated. The results demonstrate that the developed model effectively reduces annual energy costs and mitigates monthly cost volatility by synergistically utilizing both electricity and gas.

Key words : Factory Energy Management System, Demand Response, Cogeneration, Electricity Market, Gas Market

1. 序論

2050年のカーボンニュートラル社会の実現に向けて、工場^{1,2)}、地域分散型エネルギー^{3,4)}、EV公共交通^{5,6)}などにおける産業施設の高度なエネルギーマネジメントの重要性が増している。再生可能エネルギーの導入や市場の発展が進む中で、デマンドレスポンスとして分散型エネルギーを活用するエネルギーマネジメントシステム⁷⁾は、産業施設のエネルギーコストを削減し、価格変動リスクを緩和し⁸⁾、再生可能エネルギーの利用率を向上させることができる。

産業施設では、市場取引を通じて電力を調達するケースが増加している。電力卸市場価格は急速に変動するのに対し、ガスの小売価格はフォーミュラ計算により市場の変化への反応に遅れが生じる。現状は、この時間的な価格の遅れが存在するため、電力とガスの両方を利用する需要家は、電力およびガスの消費量を戦略的に調整し、全体のエネルギーコストを削減するとともに、月毎の価格変動リスクを回避することが望ましい。

工場のエネルギーマネジメントシステムは、電力および蒸気の供給と需要の連続的なバランスを含む厳密な物理制約を満たさなければならない。従来、大規模な工場ではガスコージェネレーションシステムと補助的なガスボイラを用いて、購入したガスのみによってこれらの需要を満たし

てきた。既往研究では、再生可能エネルギーの余剰や電力価格が低い時間帯にガスエンジンの出力を低下させることで系統電力の需要を増加させるデマンドレスポンスを導入し、エネルギーコストの削減に成功している^{9,10)}。

しかし、産業用のガス小売契約には、年間のガス購入量に厳密な下限を課すテイク・オア・ペイ条項が含まれることが多い。工場のエネルギーマネジメントシステムに関するこれらの既往研究ではテイク・オア・ペイ制約は考慮されておらず、その影響も分析されていない。本論文で開発する手法は、小売価格差を活用することで月毎のコスト変動リスクの低減を可能にするとともに、開発した工場エネルギーマネジメントシステムにおいてテイク・オア・ペイ制約が総エネルギーコストに与える影響を分析する。

本論文の貢献は以下の通りである。

- 開発した工場エネルギーマネジメントシステムは、電力とガスの両方を活用することで、産業施設における月毎のエネルギーコストの変動リスクを低減し、エネルギーコストのボラティリティを緩和する。
- ガス小売契約における技術経済性分析を行い、テイク・オア・ペイ制約が産業施設の年間総エネルギーコストに与える影響を評価する。

本論文では、電力卸市場価格としてシステムプライス、ガスの小売価格として全国の貿易統計を用いた分析¹¹⁾における手法をベースとして、静岡県東部にある工場を想定したより具体的な問題設定における分析を行う。

* 東京大学大学院工学系研究科電気系工学専攻

〒113-8656 東京都文京区本郷 7-3-1

E-mail : mae@enesys.t.u-tokyo.ac.jp

** 株式会社 Flying Duck

〒411-0841 静岡県三島市南本町 13-41 石井ビル 4 階

2. 問題設定

産業施設は、連続的な生産プロセスにおいて、電力および蒸気などの熱エネルギーの両方を必要とすることが一般的である。これらの大きなエネルギー需要を効率的に満たすため、多くの工場ではガスコージェネレーションシステムやガスボイラを導入している。これらの自家発電設備は、天然ガスを消費して電力を自家発電するか、系統から電力を直接購入するかを選択できるという、柔軟なエネルギー調達を可能とする。

図1は、本論文で対象とする工場エネルギーマネジメントシステムの概要を示す。本施設は、外部の電力系統と都市ガス網の両方と接続されている。ガスエンジンは電力と蒸気を同時に生成し、ガスボイラは残りの熱需要を満たすための補助的な蒸気を生成する。

太陽光発電の余剰時間帯において安価な系統電力の利用を優先することは短期的なコストを削減できる一方で、年間の必要最低消費量であるガスのテイク・オア・ペイ制約に違反する可能性がある。運転計画では、複雑な物理的制約および契約上の制約を厳密に満たしながら、電力小売価格とガス小売価格の間の時間的な価格差を考慮する。

これを実現するために、工場エネルギーマネジメントシステムは以下の要件を満たす必要がある。

- 開発するシステムは、産業施設における電力と蒸気の供給需給バランスの両方を満たす。
- ガスのテイク・オア・ペイ制約の下で、ガスエンジン、ガスボイラ、および購入電力の最適な運用によって年間エネルギーコストを最小化する。

3. 手法

本節では、開発した工場エネルギーマネジメントシステムの最適化問題の定式化を示す。スケジューリング期間における時刻インデックスの集合を $\mathcal{T} = \{1, \dots, T\}$ とし、ガスエンジンの集合を $\mathcal{K} = \{1, 2\}$ とする。

3.1 目的関数

工場エネルギーマネジメントシステムの目的は、スケジューリング期間全体の総エネルギーコストを最小化することである。電力およびガスの購入による総コストの目的関数 J [JPY] は、次式のように定式化される。

$$J = \sum_{t=1}^T (p_t^{\text{buy}} c_t^{\text{buy}} + G_t c_t^{\text{gas}}) \Delta t \quad (1)$$

ここで、 p_t^{buy} [kW] および c_t^{buy} [JPY/kWh] は、購入電力とその単価である。

施設の総ガス消費量 G_t [Nm³/h] は次式で与えられる。

$$G_t = \sum_{k \in \mathcal{K}} G_{k,t}^{\text{GE}} + G_t^{\text{GB}} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (2)$$

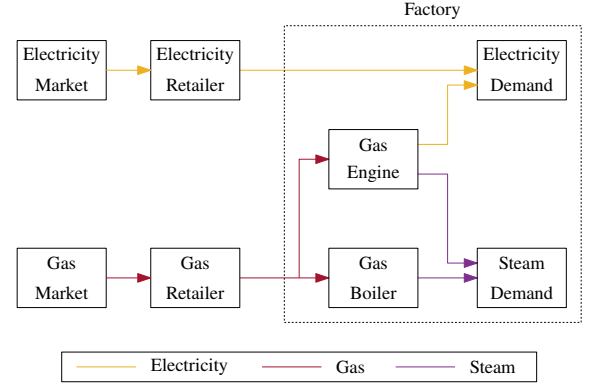


図1 工場エネルギーマネジメントシステムの概要。

小売事業者は市場から電力とガスを購入し、工場は小売事業者から電力とガスを購入する。小売価格は、販売費及び一般管理費を含めて市場価格に連動する。

ここで、 $G_{k,t}^{\text{GE}}$ [Nm³/h] および G_t^{GB} [Nm³/h] は、ガスエンジン k およびガスボイラのガス消費量である。 c_t^{gas} [JPY/Nm³] は消費ガスの単価である。 Δt [h] は各時間ステップの長さである。

3.2 電力需給バランス

施設の電力系統の安定性を確保するため、総電力供給は総電力需要と常に一致しなければならない。このバランス制約は次式で与えられる。

$$D_t^{\text{elec}} = p_t^{\text{buy}} + \sum_{k \in \mathcal{K}} P_{k,t}^{\text{GE}} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3)$$

ここで、 D_t^{elec} [kW] は施設の電力需要である。 $P_{k,t}^{\text{GE}}$ [kW] はガスエンジン k の発電出力である。

3.3 蒸気需給バランス

同様に、施設の蒸気需要は、ガスエンジンとガスボイラによる蒸気生成の合計によって満たされなければならない。ガスエンジンからの蒸気出力は、運転中は一定値としてモデル化され、次式で与えられる。

$$D_t^{\text{steam}} = S_t^{\text{GB}} + S_{\text{const}}^{\text{GE}} \sum_{k \in \mathcal{K}} u_{k,t}^{\text{GE}} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4)$$

ここで、 D_t^{steam} [t/h] は蒸気需要である。 $S_{\text{const}}^{\text{GE}}$ [t/h] は、運転中のガスエンジンの一定蒸気生成率である。 $u_{k,t}^{\text{GE}} \in \{0, 1\}$ はガスエンジン k の二値の運転状態であり、運転中であれば1、そうでなければ0である。 S_t^{GB} [t/h] はガスボイラの蒸気出力である。

3.4 設備仕様

ガスエンジンの発電出力特性は、そのガス消費量に対して線形にモデル化される。運転上の制限は、最小および最大容量を反映するため、次のような準連続制約によって境界が定められる。

$$P_{k,t}^{\text{GE}} = \alpha G_{k,t}^{\text{GE}} - \beta u_{k,t}^{\text{GE}} \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (5)$$

表1 ガスエンジンおよびガスボイラのパラメータ

機器	パラメータ	記号	値
ガス エンジン	台数	$ K $	2
	最小発電出力	$P_{\min}^{\text{GE}}$	4000 kW
	最大発電出力	$P_{\max}^{\text{GE}}$	8000 kW
	最小ガス消費量	$G_{\min}^{\text{GE}}$	780 Nm ³ /h
	最大ガス消費量	$G_{\max}^{\text{GE}}$	1500 Nm ³ /h
	傾き係数	α	50/9
	切片係数	β	1000/3
	一定蒸気出力	$S_{\text{const}}^{\text{GE}}$	3.0 t/h
ガス ボイラ	変換効率	η^{GB}	0.016 t/Nm ³

$$G_{\min}^{\text{GE}} u_{k,t}^{\text{GE}} \leq G_{k,t}^{\text{GE}} \leq G_{\max}^{\text{GE}} u_{k,t}^{\text{GE}} \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (6)$$

$$P_{\min}^{\text{GE}} u_{k,t}^{\text{GE}} \leq P_{k,t}^{\text{GE}} \leq P_{\max}^{\text{GE}} u_{k,t}^{\text{GE}} \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (7)$$

ここで、 α および β はガスエンジンの性能係数である。 $G_{\min}^{\text{GE}}$ [Nm³/h] および $G_{\max}^{\text{GE}}$ [Nm³/h] は、それぞれガス消費量の最小値および最大値である。 $P_{\min}^{\text{GE}}$ [kW] および $P_{\max}^{\text{GE}}$ [kW] は、それぞれ電力出力の最小値および最大値である。

ガスボイラの蒸気生成は、次式のようにそのガス消費量に比例するものとしてモデル化される。

$$S_t^{\text{GB}} = \eta^{\text{GB}} G_t^{\text{GB}} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (8)$$

ここで、 η^{GB} [t/Nm³] はガスボイラの変換効率である。

3.5 テイク・オア・ペイ制約

産業用エネルギー調達において、ガス購入契約には特定の期間にわたって最低限のガス消費量を要求するテイク・オア・ペイ条項が含まれることが多い。この契約条件をモデル化するため、テイク・オア・ペイ制約を導入する。この制約は、スケジューリング期間全体の総ガス消費量が予め定めた下限値以上となることを保証する。この下限値は、基準ガス消費量に対する一定の割合として定義される。

$$\sum_{t=1}^T G_t \Delta t \geq \gamma^{\text{ToP}} G_{\text{base}} \quad (9)$$

ここで、 γ^{ToP} は、基準ガス消費量に対する必要最小割合を表すテイク・オア・ペイ比率パラメータである。 G_{base} [Nm³] は、スケジューリング期間全体における基準総ガス消費量である。基準ガス消費量 G_{base} は、施設が系統電力を一切購入せず、自施設のガスエンジンとガスボイラの運転のみによって電力および蒸気の需要を全て満たすという仮定の下で事前に計算される定数パラメータである。

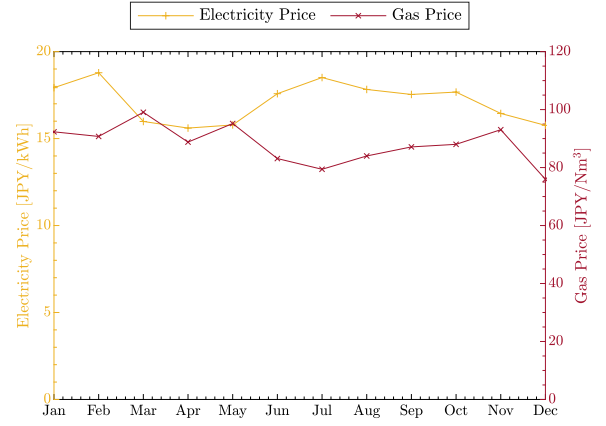


図2 電力およびガスの月別平均小売価格。ガス小売価格は、フォーミュラ計算により、貿易統計データにおける輸入ガス価格から3か月の遅れを有する。

3.6 最適化問題の定式化

目的関数と制約条件を統合することで、工場エネルギーマネジメントシステムの最適化問題は、混合整数線形計画問題 (MILP) として次式のように定式化される。

$$\min \quad \text{Eq. (1)}$$

$$\text{subject to} \quad \text{Eqs. (2)–(9)}$$

$$P_t^{\text{buy}}, P_{k,t}^{\text{GE}}, G_{k,t}^{\text{GE}}, G_t^{\text{GB}} \geq 0$$

$$u_{k,t}^{\text{GE}} \in \{0,1\}, \quad \forall k \in \mathcal{K}, \forall t \in \mathcal{T}$$

式(1)で定義される目的関数 J は、式(2)から式(9)の制約条件と全ての連続変数に対する非負制約を厳密に満たしながら最小化される。この定式化は連続変数と2値変数を含む線形の等式・不等式のみから構成されるため、MILP ソルバーを用いて効率的に大域最適解を求めることができる。

4. 検証

4.1 条件

開発した工場エネルギーマネジメントシステムのモデルを評価するための数値シミュレーションを、2025年1月1日から12月31日までの1年間を対象として実施する。スケジューリング期間は、時間ステップ $\Delta t = 0.5$ h (30分) として設定する。したがって、総時間ステップ数 T は17520 ($= 365 \times 24 \times 2$) である。開発したモデルの有効性を評価するため、代表的な産業施設に基づく数値シミュレーションを実施する。

(1) 電力需要および蒸気需要

市場価格変動が総運用コストに及ぼす影響を明確に評価し、開発した協調調達戦略の効果を分離するため、産業施設のエネルギー需要はスケジューリング期間全体を通じて一定であると仮定する。具体的には、電力需要 D_t^{elec} は、

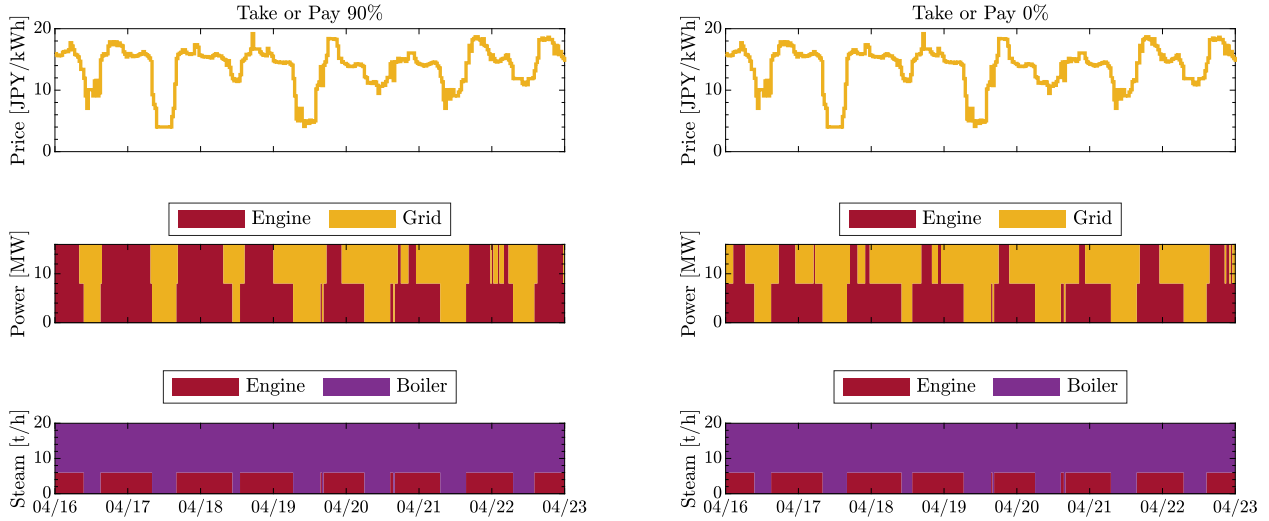


図3 2025年4月16日から22日における電力および蒸気のバランス. 左: テイク・オア・ペイ比率 $\gamma^{\text{ToP}} = 0.9$ (90%) の場合の最適化結果. 右: テイク・オア・ペイ比率 $\gamma^{\text{ToP}} = 0$ (0%) の場合の最適化結果. 上段: 電力小売価格. 中段: 電力バランス. 下段: 蒸気バランス. テイク・オア・ペイ比率が $\gamma^{\text{ToP}} = 1$ (100%) の場合, 電力は一定の蒸気供給を伴うガスエンジンによって全て供給される. 残りの蒸気はガスボイラによって供給される.

全ての時間ステップ $t \in \mathcal{T}$ において 16000 kW に固定する. 同様に, 蒸気需要 D_t^{steam} は, 全ての $t \in \mathcal{T}$ において 20 t/h の一定値に保たれる.

(2) ガスエンジンおよびガスボイラ

ガスエンジンおよびガスボイラの具体的な技術パラメータを表1に示す. 対象施設は, 2 台の同一のガスエンジン ($|K| = 2$) を備えており, 各エンジンは 8000 kW の最大発電出力を有する. ガスエンジンの傾き係数 α および切片係数 β は次式で与えられる.

$$\alpha = \frac{p_{\max}^{\text{GE}} - p_{\min}^{\text{GE}}}{G_{\max}^{\text{GE}} - G_{\min}^{\text{GE}}} \quad (10)$$

$$\beta = \frac{p_{\max}^{\text{GE}} G_{\min}^{\text{GE}} - p_{\min}^{\text{GE}} G_{\max}^{\text{GE}}}{G_{\max}^{\text{GE}} - G_{\min}^{\text{GE}}} \quad (11)$$

ここで, 発電出力特性は線形としてモデル化され, $\alpha = 50/9$ および $\beta = 1000/3$ に設定される. ガスエンジン運転中の一定蒸気生成率 $S_{\text{const}}^{\text{GE}}$ は 3.0 t/h に設定される. ガスボイラについては, 変換効率 η^{GB} を 0.016 t/Nm³ に設定する. テイク・オア・ペイ比率は, 3 つのシナリオにおいてそれぞれ $\gamma^{\text{ToP}} = 1, 0.9, 0$ に設定する.

(3) 電力小売価格

電力購入価格 c_t^{buy} [JPY/kWh] は, 日本卸電力取引所 (JEPX) のスポット市場に連動する動的な価格体系としてモデル化される¹²⁾. 購入電力の単価は, 次式のように定式化される.

$$c_t^{\text{buy}} = \frac{c_t^{\text{JEPX}}}{1 - l^{\text{grid}}} + c^{\text{grid}} + c_t^{\text{res}} \quad (12)$$

ここで, c_t^{JEPX} [JPY/kWh] は JEPX の東京エリアプライスとする. 送電損失率は $l^{\text{grid}} = 0.013$ (1.3%) に設定する. 託送料金は, 税抜きで $c^{\text{grid}} = 0.827$ JPY/kWh に設定する. 再生可能エネルギー発電促進賦課金 c_t^{res} [JPY/kWh] は, 税抜きで, 2025 年 1 月 1 日から 4 月 30 日までは 3.17 JPY/kWh, 2025 年 5 月 1 日から 12 月 31 日までは 3.62 JPY/kWh とする.

(4) ガス小売価格

ガス小売価格 c_t^{gas} [JPY/Nm³] は, 貿易統計¹³⁾に基づいて決定される. 元データは, 液化天然ガス (LNG) の実際の輸入価格を c^{LNG} [JPY/MT] としており, 1 MT は 1000 kg に相当する. LNG 1 MT の総発熱量を約 54000 MJ, 標準都市ガスの低位発熱量 (LHV) を 45 MJ/Nm³ と仮定すると, 1 MT の体積換算値は $54000/45 = 1200$ Nm³ と計算される. したがって, ガス価格の基本的な単位換算是次式のように定式化される.

$$c_{\text{base}}^{\text{gas}} = \frac{c^{\text{LNG}}}{1200} \quad (13)$$

ここで, $c_{\text{base}}^{\text{gas}}$ [JPY/Nm³] は, 体積換算された基準輸入価格を表す. フォーミュラ計算により, 特定月の最終的なガス小売価格 c_t^{gas} は, この体積換算された輸入価格 $c_{\text{base}}^{\text{gas}}$ に 3 か月の遅れを適用し, 販売費および一般管理費を反映する所定の係数 1.15 を乗じることによって計算される. その結果, 2024 年 10 月から 2025 年 9 月までの清水港の貿易統計の過去データを用いて, 2025 年 1 月から 12 月までのシミュレーション期間に適用する月別ガス価格を導出する.

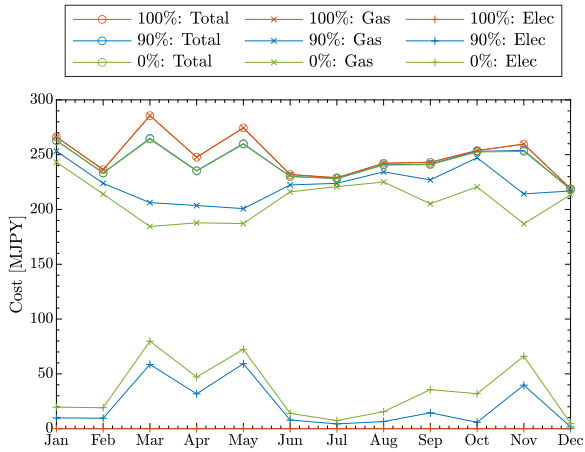


図4 各テイク・オア・ペイ比率 $\gamma^{\text{ToP}}=1$ (100%), 0.9 (90%), 0 (0%) における月別エネルギーコスト.

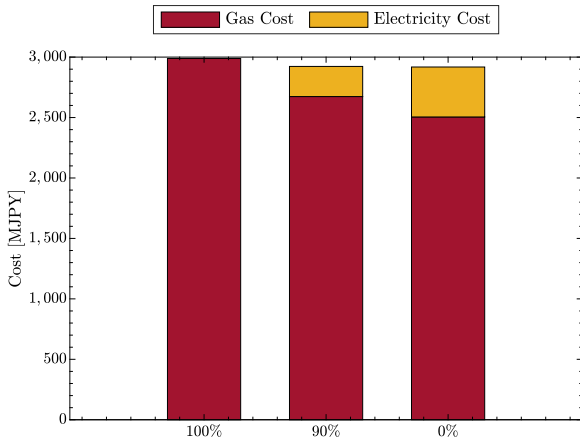


図5 各テイク・オア・ペイ比率 $\gamma^{\text{ToP}}=1$ (100%), 0.9 (90%), 0 (0%) における年間エネルギーコスト.

なお、ガス小売価格 C_t^{gas} は、各月内の全ての時間ステップ t にわたって一定である。

4.2 最適化結果

本論文では、テイク・オア・ペイ比率 $\gamma^{\text{ToP}}=1$ (100%), 0.9 (90%), 0 (0%) の異なる3つのシナリオを検討する。

図2は、電力およびガスの月別平均小売価格を示す。ガス小売価格は、フォーミュラ計算により、輸入貿易統計と比較して3か月の遅れを示す。対照的に、電力市場価格は、太陽光発電の出力抑制により4月から5月頃にかけて大きく低下する。月毎のコスト変動は、これらの時間的な価格差に基づいて、より安価なエネルギー源を選択的に利用することでヘッジすることができる。

図3は、短期的な運用挙動を調査するため、2025年4月16日から22日までのエネルギーバランスを示す。日中は、太陽光発電の出力抑制により、スポット市場価格が0.01円/kWhまで低下することが頻繁に生じる。この期間中、工場エネルギーマネジメントシステムは戦略的にガスエンジンを停止し、系統電力を購入するとともに、一定の蒸気需要

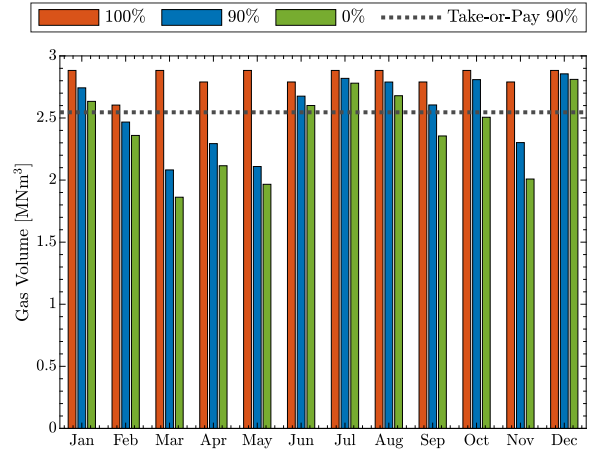


図6 各テイク・オア・ペイ比率 $\gamma^{\text{ToP}}=1$ (100%), 0.9 (90%), 0 (0%) における月別ガス消費量. 水平の黒点線は、テイク・オア・ペイ比率 $\gamma^{\text{ToP}}=0.9$ (90%) における月平均のテイク・オア・ペイ下限値を示す。

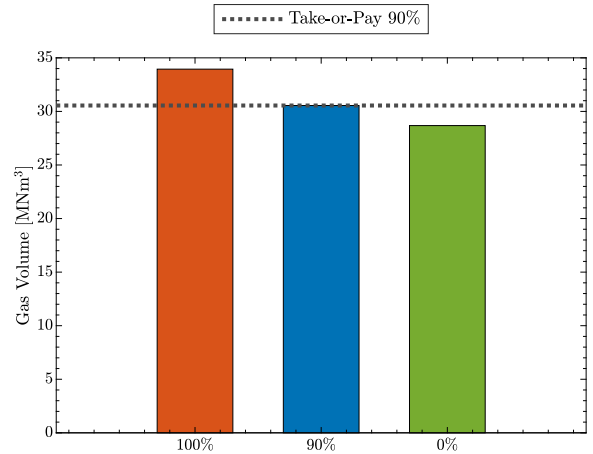


図7 各テイク・オア・ペイ比率 $\gamma^{\text{ToP}}=1$ (100%), 0.9 (90%), 0 (0%) における年間ガス消費量. 水平の黒点線は、テイク・オア・ペイ比率 $\gamma^{\text{ToP}}=0.9$ (90%) における年間テイク・オア・ペイ下限値を示す。

を満たすためにボイラ出力を増加させる。 $\gamma^{\text{ToP}}=0.9$ の場合、システムはこれらの低価格時間帯を効果的に活用する。 $\gamma^{\text{ToP}}=0$ の場合、系統電力の購入は、相対的に価格の高い時間帯にも拡大する。なお、 $\gamma^{\text{ToP}}=1$ の場合、施設はガスエンジンの連続運転のみに完全に依存する。

図4および図5は、それぞれ月別および年間のエネルギーコストを示す。 $\gamma^{\text{ToP}}=1$ の場合、エネルギーコストはガス輸入価格の変動に直接追従する。制約を $\gamma^{\text{ToP}}=0.9$ に緩和すると、4月から5月頃の低価格月における電力調達が増加し、年間総コストと月毎の変動の両方が大幅に低減される。さらに $\gamma^{\text{ToP}}=0$ まで緩和すると、電力購入の割合がさらに拡大する。しかしながら、 $\gamma^{\text{ToP}}=0.9$ から0への変化によるコスト削減効果は、 $\gamma^{\text{ToP}}=1$ から0.9への変化による効果に比べて著しく小さい。

図6および図7は、それぞれ月別および年間のガス消費量を示す。 $\gamma^{\text{ToP}}=1$ の場合、年間ガス消費量は最大となり、 $\gamma^{\text{ToP}}=0.9$ の場合、総消費量は契約上の下限値にちょうど一致する。テイク・オア・ペイ制約を撤廃して $\gamma^{\text{ToP}}=0$ とすると、1から0.9への変化と比較してガス消費量の削減幅は2倍弱となり、月別消費量は年間の多くの月において参考平均下限値を下回る。

これらの結果から、テイク・オア・ペイ制約を緩和することで、産業施設は電力市場の変動を積極的に活用して総エネルギーコストを削減し、市場リスクをヘッジできることが分かる。約0.8程度の中程度のテイク・オア・ペイ比率は、制約のない $\gamma^{\text{ToP}}=0$ の場合とほぼ同等の経済的効果をもたらす可能性がある。しかしながら、過度な緩和は系統電力への依存度を増加させる。日本の電力系統は太陽光発電のない時間帯においてガス火力発電に大きく依存しているため、系統電力への積極的な移行はCO₂排出削減の可能性を制限する恐れがある。

5. 結論

本論文では、電力とガスの市場連動小売契約におけるガス使用量制約を考慮した工場エネルギーマネジメントシステムを開発した。開発した工場エネルギーマネジメントシステムは、系統電力と天然ガスの両方を相乗的に活用することで、年間総エネルギーコストを効果的に削減し、月毎のコスト変動を緩和する。技術経済性分析により、ガス購入契約におけるテイク・オア・ペイ制約を緩和することで、系統電力の利用率が増加する可能性があることが示された。しかし、この電力利用率は電力とガスの相対的な価格差およびCO₂排出制約などの条件に依存しているため、総エネルギーコストを最小化するためにテイク・オア・ペイ制約を完全に撤廃することは必ずしも必要ではないことが確認された。余剰電力を系統に販売可能な高度な施設構成の検討、および複数年にわたるエネルギーコストのリスクヘッジに関する包括的な分析を今後の検討とする。

参考文献

- 1) Leandra Scharnhorst, Xinyi Xie, Max Kleinebrahm and Wolf Fichtner; Techno-economic analysis of future process-specific demand response in European industries, 2024 20th International Conference on the European Energy Market (EEM), (2024), pp.1-10.
- 2) Yuanyuan Deng, Masahiro Mae and Ryuji Matsuhashi; Dynamic pricing and system optimization of integrated energy system in industrial parks based on carbon tax, 2024 20th International Conference on the European Energy Market (EEM), (2024), pp.1-7.
- 3) Mehran Moradi and Hooman Farzaneh; Demand response programs in decentralized hybrid local energy markets: Evaluating the impact of risk-adjusted behavior of market players and the integration of renewable energy sources, using a novel bi-level optimization framework, Applied Energy, 390(2025), 125806.
- 4) Masahiro Mae, Ryuji Matsuhashi, Kazutaka Nakamura and Hirotada Bessho; Model predictive control for imbalance compensation of solar power generation in local area energy management system, 2025 21st International Conference on the European Energy Market (EEM), (2025), pp.1-6.
- 5) Raiki Morisako, Masahiro Mae and Ryuji Matsuhashi; Operation pattern analysis of electric vehicle taxis considering electricity market price, 2024 20th International Conference on the European Energy Market (EEM), (2024), pp.1-5.
- 6) Masahiro Mae, Keisuke Abe and Ryuji Matsuhashi; Comparison of contracts in vehicle-to-load to benefit both retailers and electric bus operators, 2024 20th International Conference on the European Energy Market (EEM), (2024), pp.1-5.
- 7) Sinan Cai, Masahiro Mae and Ryuji Matsuhashi; Demand-side response management in electricity markets via a profit-oriented forecasting criterion, IEEE Access: Practical Innovations, Open Solutions, 13(2025), pp.183379-183390.
- 8) Mehran Moradi and Hooman Farzaneh; Hybrid local energy markets: Incorporating utility function-based peer risk attributes, renewable energy integration, and grid constraints analysis, Energy Conversion and Management: X, 24(2024), 100713.
- 9) 八木賢治郎, 小薮靖晃, 室伏敬治; 卸電力価格適用を想定した製紙工場での自家発電運用モデル開発と経済性評価, エネルギー・資源学会第38回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 5(2), (2022), pp.121-122.
- 10) 八木賢治郎; 製造業での設備運用と市場入札の最適化実装例: 再エネ社会へ向けて, 令和7年電気学会電力・エネルギー部門大会, 6(1), (2022), pp.17-18.
- 11) Masahiro Mae and Kenjiro Yagi; Techno-Economic Analysis of Factory Energy Management with Market Price Spread between Electricity and Gas under Take-or-Pay Contract, 2026 22nd International Conference on the European Energy Market (EEM), (2026), pp.1-5.
- 12) 一般社団法人日本卸電力取引所; スポット市場, <https://www.jepx.jp> (アクセス日: 2026.6.15).
- 13) 財務省; 貿易統計, <https://www.customs.go.jp/toukei/info/index.htm> (アクセス日: 2026.6.15).