

新型炉部会セッション

再生可能エネルギー導入拡大を見据えた新型炉に期待される新たな技術開発
New technology development expected for advanced reactors toward massive expansion of
renewable energy capacity

(3) 蓄熱型高速炉の価格追従モデルに基づく通年シミュレーション

(3) Annual simulation of fast reactor with thermal energy storage based on price following model

*藤井 祥万¹

¹ 東京大学

1. はじめに

近年、太陽光発電を中心とする変動性再生可能エネルギー（以下再エネ）の大量導入に伴い、エネルギーストレージの重要性が上昇しているなか、蓄熱技術を用いたエネルギー貯蔵が注目されている。いわゆる"Carnot Batteries"と呼ばれる、再エネ余剰電力を熱として貯蔵し、需要に応じて電力に再変換するプロセス^[1]や、電力には再変換せず、直接熱利用するプロセス^[2]などが検討されている。原子力発電に関しては、炉熱を蓄熱し、需要に応じて発電することでフレキシビリティを向上させる観点からも検討されてきており^[3]、近年では再エネとの協調の観点からの研究開発や実証が進んでいる^[4]。ただし、コンセプトや蓄熱材、適用温度域などはよく議論されているが、発電システムとしての年間シミュレーションによる検討などは限定的である。

そこで本研究では小型モジュール炉（Small Modular Reactor、以下 SMR）への熔融塩蓄熱の適用を想定し、通年の運転パターンを模擬する価格追従モデルを開発、シミュレーションを実施し、蓄熱の導入効果を検討した。

2. 価格追従モデルによる蓄熱技術を導入した年間シミュレーション

2-1. 価格追従モデルの開発

図 1 に本研究で検討したシステムの概要図を示す。蓄熱方式としては熔融塩を直接熱媒として用いる二槽式とした。熔融塩は低温側で 290 °C とし、SMR の冷却材のナトリウムとの熱交換で 560 °C まで昇温され、高温タンクに貯蔵されることとした。高温タンクの熔融塩は蒸気発生器に送られ、12.6 MPa/370 °C の過熱蒸気を生成すると仮定した。なお、SMR からの熱出力は一定とした。また、比較のために入熱を太陽光発電とした P2H2P (Power to Heat to Power)のプロセスも試算した。図 1 に示すように太陽光発電でヒーターを駆動し、太陽光由来の入熱により熔融塩を昇温、SMR のケースと同様に 560 °C まで昇温させると仮定した。

発電出力については、スポット市場価格に応じて発電量を調整する、価格追従モデルを新たに構築した^[5]。制約条件としては、設定する熔融塩量に対応する熔融塩タンクの上限・下限、および蒸気タービンの定格・最低負荷（定格の 20%と仮定）の 4 条件を考慮した。

まず入熱と出熱のバランスを取るサイクル時間を戦略的放熱期間 t_{cycle} と定義した。蒸気タービンの最低出力に対応する入熱量 $q_{\text{in_min}}$ は維持しなければならないため、戦略的放熱期間内で最低出力を維持する合計投入熱量 $Q_{\text{in_min}}$ は式(1)のように表せる。

$$Q_{\text{in_min}} = q_{\text{in_min}} \times t_{\text{cycle}} \quad (1)$$

*Shoma Fujii¹

¹The University of Tokyo

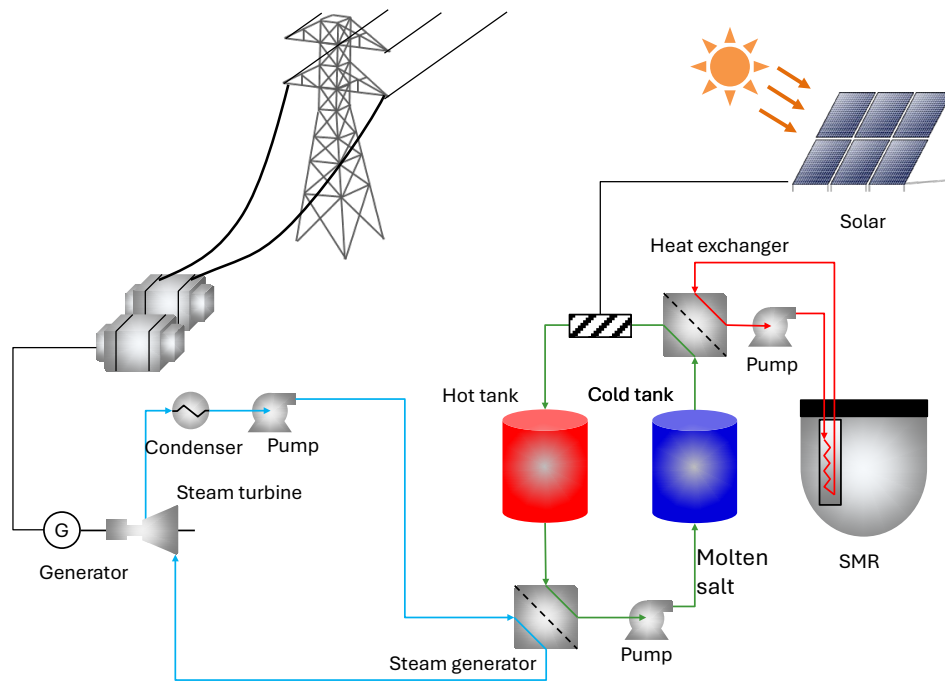


図1 小型モジュール炉および太陽光発電を入熱源とする溶融塩蓄熱システムの概要図

また、戦略的放熱期間中での入熱量 $Q_{in}(t)$ の合計は1時間あたりの入熱量 $q_{in}(t)$ を用いて式(2)のように表せる。

$$Q_{in}(t) = \int_{t_i}^{t_i+t_{cycle}} q_{in}(t) dt \quad (2)$$

式(3)で示す戦略的放熱期間内 ($t_i \sim t_i+t_{cycle}$) における、一定出力で発電し続けた場合のスポット価格の合計と時刻 t におけるスポット価格 $c_{spot}(t)$ の比 $x(t)$ を用いて、 $Q_{in}(t)$ と Q_{in_min} の差分の熱量を配分し、式(4)に示すように最低出力に対応する入熱量 q_{in_min} を加算することで戦略的放熱期間中において入熱量をスポット価格が高い時間帯から優先的に出熱に割り当てる出熱パターンを模擬することが可能であり、この出熱パターンを理想的な出熱パターン $q_{out_1}(t)$ として設定した。なお、 $q_{out_1}(t)$ はタンクの上限・下限制約は考慮していない。

$$x(t) = \frac{c_{spot}(t)}{\int_{t_i}^{t_i+t_{cycle}} c_{spot}(t) dt} \quad (3)$$

$$q_{out_1}(t) = q_{in_min} + [Q_{in}(t) - Q_{in_min}] x(t) \quad (4)$$

次にタービンの上限、下限の制約下において、式(5)に示すように入熱と同じ挙動を示すカーブ $q_{out_2}(t)$ を設定した。

$$q_{out_2}(t) = q_{in}(t) \quad (5)$$

このカーブ $q_{out_2}(t)$ は、スポット市場価格には追従しないが、入熱を蓄熱せずに、溶融塩を介してそのまま出熱するため、高温タンク、低温タンクの液面が変化せず、必ずタンクの上限・下限の制約を満たすことができる。以上の理想的な出熱カーブ $q_{out_1}(t)$ と蓄熱機能を利用しない $q_{out_2}(t)$ の間を式(6)のように $\alpha=0 \sim 1$ まで0.1刻みで11段階に分割し、サイクル内で制約条件をすべて満たす α を決定、最終的な出熱カーブ $q_{out}(t)$ を設

定した。以上により、タービンの上限・下限、タンクの上限・下限全ての制約を $\alpha=0\sim1$ の間のいずれかのカーブで満たすことが可能である。

$$q_{\text{out}}(t) = (1-\alpha)q_{\text{out}_1}(t) + \alpha q_{\text{out}_2}(t) \quad (6)$$

以上の価格追従モデルを用いて、ケーススタディとして九州電力の 2022 年 4 月 1 日～2023 年 3 月 31 日までの 1 時間ごとの 1 年間のスポット市場価格のデータ^[6]を用いて 200 MWe 級の SMR に蓄熱機能を付与した場合の計算を実施した。蓄熱機能として、30000 ton の熔融塩を使用することとし、この場合の蒸気タービンの定格出力を 350 MWe とした。また、太陽光発電については同じ期間中の九州電力管内の太陽光発電^[6]の 5% を入熱とし、蒸気タービンの定格出力は 100 MW、熔融塩量は SMR のケースと同じ 30000 ton として試算した。戦略的放熱期間は SMR の場合は 12 時間、太陽光発電導入時には 168 時間と設定した。

2-2. コスト評価

蓄熱を組み込んだ発電システムのコスト評価を実施した。SMR の CAPEX (Capital Expenditure)、OPEX (Operating Expenses)は文献^[7]を参考に、スケールファクターを考慮して決定した。その他の蒸気タービン、タンク類の CAPEX は化学装置コストハンドブック等^[8]を用いて算出し、現在の価格に修正して算出した。また、蓄熱の OPEX に関しては、産業連関表の石油火力発電部門の投入係数表^[9]を用いて、設備費の 5%として算出した機械修理費をベースに賃金や広告、廃棄物処理などのその他経費を算出した。

3. シミュレーション結果

図 2 に定格発電出力 200 MWe の SMR に 30000 ton の熔融塩を用いた蓄熱を付加した場合の年間シミュレーションのうち、4 日間のシミュレーション結果を示す。図中、Heat input は SMR からの炉熱回収を示しており、Output は熔融塩を用いて生成した蒸気により発電した出力を示している。図からわかるように一定の熱入力に対してスポット市場価格が安価なときには発電出力を落として運転し、高価なときに出力を増大していることがわかる。SMR 単独で発電した場合の年間の発電時平均スポット市場価格は 14.4 円/kWh であるのに対して、蓄熱機能を付加した場合の発電時平均スポット市場価格は 16.7 円/kWh となり、蓄熱機能を付加することでより高い価格のときに発電できていることがわかる。現在日本のスポット市場価格は太陽光発電の影響を大きく受けているため、この結果は SMR に蓄熱機能を付与することで、日中の発電量を低減させ、夜間の発電量を増大させることが可能であることを意味しており、太陽光発電のさらなる導入を推進することが可能となる。また、SMR 単独で発電した場合の年間の発電量は 1757 GWh であるのに対して、蓄熱機能を付加した場合の年間発電量は 1686 GWh となり、わずかに減少する。これはフレキシビリティを確保するために定格発電出力 200 MWe の SMR に対して 350 MWe を定格とする蒸気タービンを導入しており、年間の平均のタービン負荷率とそれに伴う熱消費率が低下したことが理由である。

また、図 3 に太陽光発電を入熱源とした場合の結果を示す。価格追従モデルにより、日中のスポット市場価格が安価なときに蓄熱し、夜間のスポット市場価格が高価になる時間帯に優先的に出熱することにより、蓄熱時平均スポット市場価格が 10.1 円/kWh であるのに対して、発電時平均スポット市場価格は 15.0 円/kWh となった。年間の発電量は 196 GWh であり、太陽光発電に蓄熱機能を付与した場合と比較して SMR の場合は同じ熔融塩量において約 9 倍の発電量を確保できることがわかった。

4. 結言

価格追従モデルによる通年シミュレーションにより SMR および太陽光発電に蓄熱機能を付与した場合の効果を検討した結果、同じ蓄熱容量に対して SMR は太陽光発電よりも多い発電量を確保できる一方、太陽光発電に蓄熱機能を付与した場合の方が、スポット市場価格が安価な日中に優先的に蓄熱することが可能なため、蓄熱と出熱の価格差をつけられることがわかった。

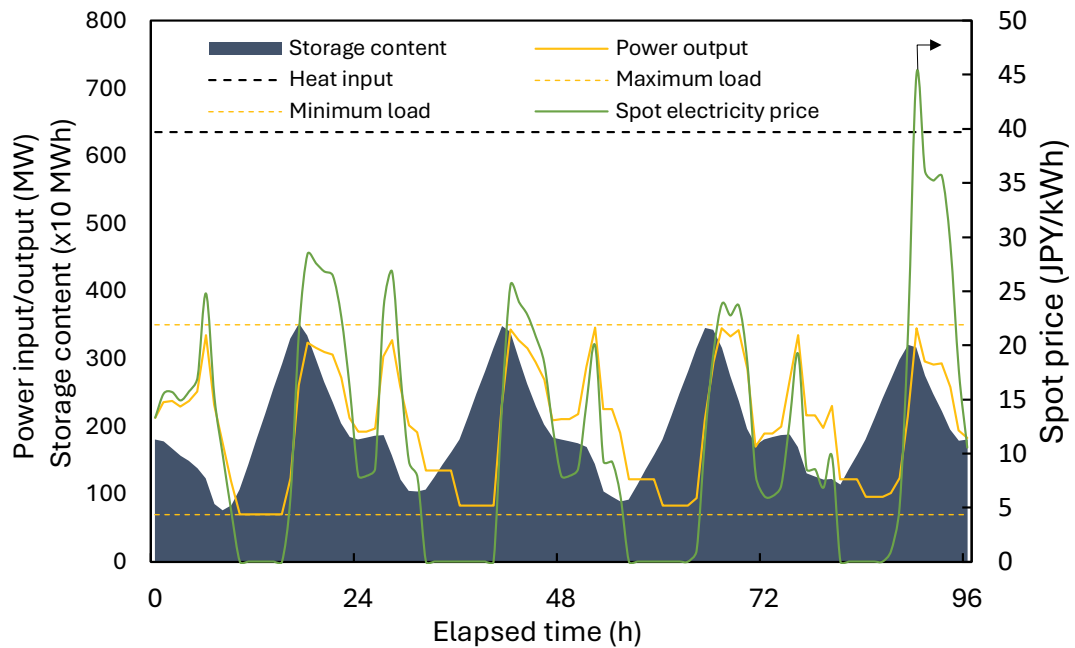


図2 SMRに蓄熱機能を付与した場合のシミュレーション結果

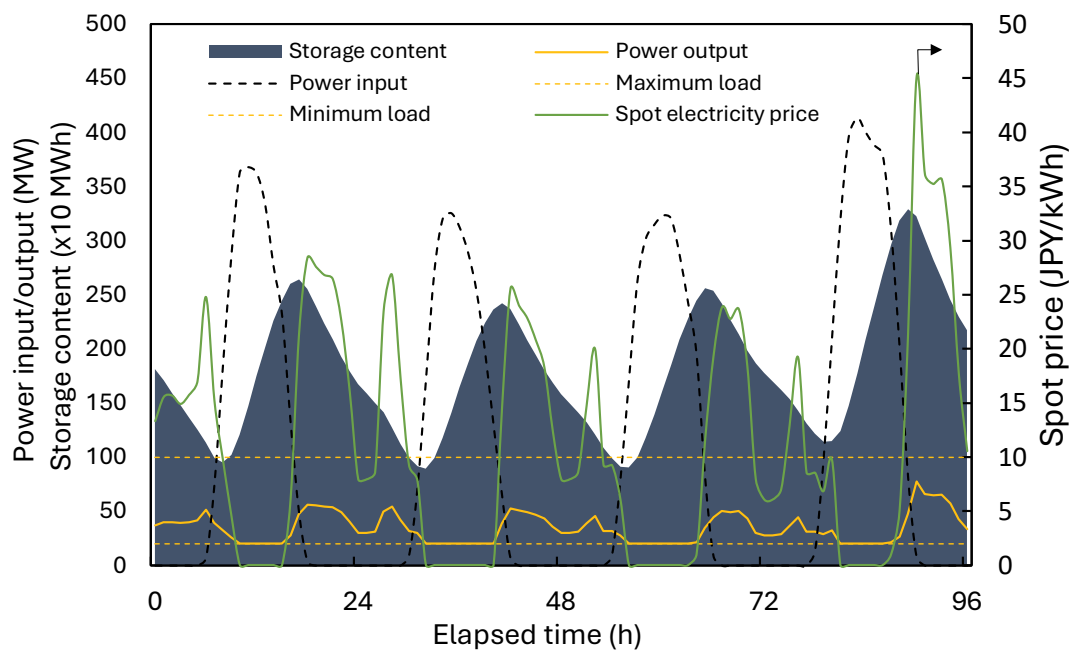


図3 太陽光発電に蓄熱機能を付与した場合のシミュレーション結果

謝辞

本研究は JST さきがけ (JPMJPR2278), JST 共創の場形成支援プログラム(COI-NEXT:JPMJPF2003), JSPS 科研費若手研究(22K18061)の成果を含んでいる。

参考文献

- [1] Novotny, V., Basta, V., Smola, P., and Spale, J., "Review of Carnot Battery Technology Commercial Development", *Energies*, 15 (2), 647 (2022)
- [2] Trevisan, S., Buchbjerg, B and Guedez, R., "Power-to-heat for the industrial sector: Techno-economic

- assessment of a molten salt-based solution", Energy Conversion and Management, 272, 116362. (2022)
- [3] Frick, K., Misenheimer, C. T., Doster, J. M., Terry, S. D., and Bragg-Sitton, S. "Thermal energy storage configurations for small modular reactor load shedding", Nuclear Technology, 202 (1), 53-70, (2018)
- [4] Terrapower, <https://www.terrapower.com/natrium/> (アクセス日 2024 年 8 月 1 日)
- [5] 藤井祥万, 山野秀将, 大野修司, 早船浩樹, "変動性再生可能エネルギー大量導入に向けた蓄熱発電のシステム評価", 第 28 回動力エネルギー技術シンポジウム講演予稿集, D133, 2024 年 6 月, 京都
- [6] 自然エネルギー財団, "電力需給チャート", <https://www.renewable-ei.org/statistics/electricity/#demand> (アクセス日 2024 年 2 月 2 日)
- [7] Black, G. A., Aydogan, F., & Koerner, C. L., "Economic viability of light water small modular nuclear reactors: General methodology and vendor data", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 103, 248-258 (2019)
- [8] 斎藤義己, "化学装置コストハンドブック (改訂 3 版)", 工業調査会 (2000)
- [9] 森泉由恵, 本藤祐樹, 中野諭, "再生可能エネルギー部門拡張産業連関表の開発と応用", 日本エネルギー学会誌, 94 (12), 1397-1413 (2015)