

2-4-1 南部スラッジプラントにおけるガスエンジン発電機の 運用効率化について

森ヶ崎水再生センター 山上 泰弘
風間 浩一
田邊 晃一

1. はじめに

東京都下水道局では、省エネルギー機器の導入や運転管理の工夫などにより、電気や燃料の使用量を削減することで維持管理費の削減に取り組んでいる。森ヶ崎水再生センター南部スラッジプラント（以下「南プラ」という。）においては、その取組の一つとしてガスエンジン発電機を常用発電に用いることで電力のピークカットを行い、受電電力量を削減させ維持管理費を削減してきた（図1）。しかし、燃料である都市ガスの契約単価は年々上昇し、削減効果は低下していた。一層の維持管理費削減を推進するためには、契約単価の低減と発電機の運用効率化が課題であった。

今回、契約単価の低減を図った上で、都市ガス料金が電気料金より最も割安な7月から9月までの夏季昼間時間帯における発電量を大幅に増加させることにより、維持管理費及び温室効果ガス排出量を従前に比べ削減することができたので報告する。

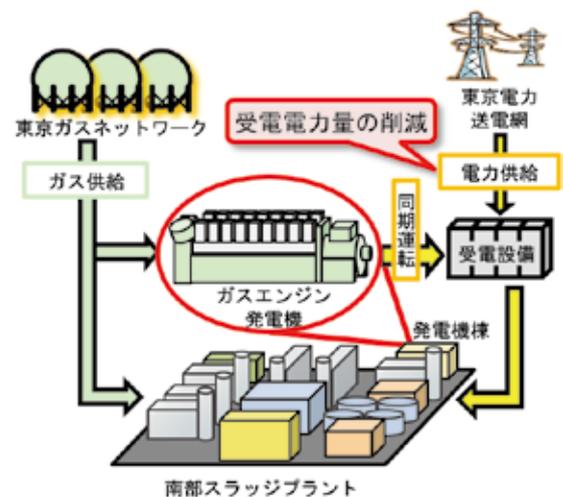


図1 南プラにおけるガスエンジン発電構成図

2. ガスエンジン発電機の概要

平成23年3月に発生した東日本大震災によって汚泥処理設備に電源を確保できなくなったことが、東京都区部下水道施設全体の運営に影響を及ぼした。この事態を受けて、汚泥処理施設における非常時の電源確保を可能とする体制を築くこととなった。その方法として、水再生センターにある発電機から汚泥処理施設へ電源を供給する方針が立てられたが、南プラの直近にある森ヶ崎水再生センターから南プラへと電源を供給することは、森ヶ崎水再生センターと南プラが隣接していないため困難であった。そこで、平成28年9月に常用・非常用兼用発電機として南プラにガスエンジン発電機（以下「発電機」という。）が導入された^[1]。導入した発電機では、南プラの焼却炉で使用している都市ガスを燃料として利用している。この発電機は発電効率が49.5%と高いため、非常用の電源として用いるだけでなく、電力のピークカット時の電源として利用されてきた。（参考として、森ヶ崎水再生センターのPFI発電事業における常用ガスエンジンの発電効率が43%である。）また、温室効果ガス排出係数について、発電機による電気と東京電力が供給する電気を比べると、前者が0.444、後者が0.489と前者の係数の方が小さい。よって、発電機の運転に

より温室効果ガス排出量も削減することができる。

3. 都市ガス契約単価の低減

南プラでは焼却炉と発電機において都市ガスを使用しており、都市ガスの供給を受けるため東京ガス株式会社と毎年受給契約を結んでいる。契約の期間は、例年9月から翌年8月までの一年間となっている。今回の契約において特に重視した指標が、契約年間使用量（以下「契約量」という。）、契約年間引取量（以下「引取量」という。）及び実績年間使用量（以下「実績量」という。）の3つである。各指標の説明を表1に示す。

受給契約では、契約量や引取量等を定め、それらの内容により契約単価が決定される。これまでの契約内容と契約単価から、契約単価を大きく左右する指標の一つが契約量であることがわかっている。具体的には、契約単価は契約量の増加に伴い低下し、反対に契約量の減少に伴い上昇する体系となっている。

一方、南プラでは維持管理費削減の取組の一部として、これまで省エネ型焼却炉の導入などによって焼却炉での都市ガス使用量を削減しており、これに合わせて契約量を減少させてきた。この契約量の減少に伴い、前述の体系にしたがって契約単価は年々上昇していた（図2）。

今後も南プラでは、運転管理の工夫や省エネ型の焼却炉の導入により都市ガス使用量が減少していくことが予想される。そのため、従前の契約量算出方式のままでは契約単価の上昇を避けることができない。

そこで、契約量の算出方法を変更し、年々減少していた契約量を増加させた。

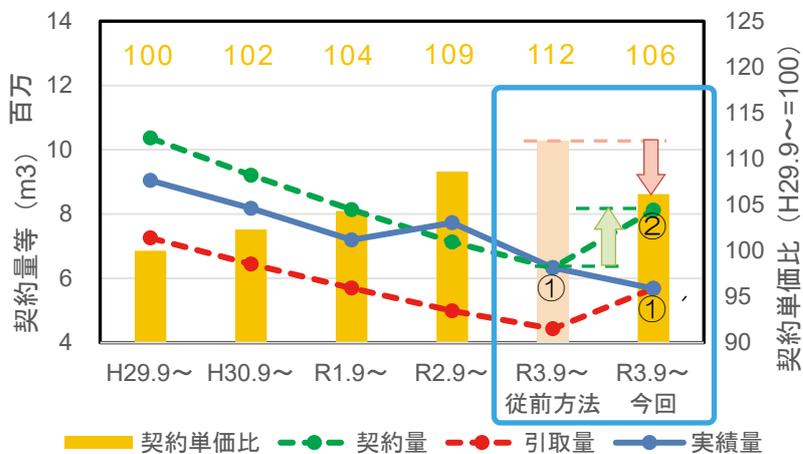
まず、契約量と引取量の関係に着目した。表1の「引取量は契約量の7割以上」を読み替えると、「契約量は引取量の1.4倍以下」という関係になる。

この関係から、実績量を引取量に近づけ引取量を最大化することで契約量が増加することがわかる。そして契約量増加により契約単価が低減される。

契約量増加のための具体的な算出方法の変更内容について述べる。従前、契約量は実績量の予測値を用いていた。予測には焼却炉の過去3年の平均ガス使用量と発電設備の運転時間に基づくガス使用量の合計を用いていた。引取量はこうして求められた契約量の7割としていた。今回、契約量ではなく、引取量を焼却炉のガス使用量と発電設備の運転時間に基づくガス使用量の合計から予測する方法に変更した。

表1 契約に用いられる各指標

契約量	契約するガス使用量
引取量	<ul style="list-style-type: none"> 一年間で引き取らなければならないガス量 契約量の7割以上 未達の場合違約金発生
実績量	ガス使用量の実績



(図中、橙色の数値は契約単価比を表す)

図2 南プラにおける契約量と契約単価の推移

引取量は一年間で引き取らなければならない量であるため、実績量が引取量を下回ると違約金が発生してしまう。これを回避するため、引取量は焼却炉のガス使用量が最小となる条件で求めた。具体的には、全焼却炉の汚泥投入量を過去3年の最小値とし、各焼却炉の燃料原単位は焼却炉の設備が安定稼働しているという想定での過去3年の最小値を採用した。また、予測の際には焼却炉の運転順位や各焼却炉の定期点検に伴う停止期間を考慮した。これらの条件で実績量を予測し、図2において実績量を従前の①から①'へと変更した。そして引取量を実績量と等しい①'とし、従前の算出方式に基づいて求めた引取量から増加させた。このように引取量を最大化させたことで契約量が図2において①から②へと増加し、結果的に契約単価が低減された。平成29年9月契約の際の契約単価を100としたときに、従前の方式では契約単価は112となるところであったが、今回の算出方式によって契約単価は106となり、約5%低減することができた。

また、本論文では発電機の効率的な運用を主眼としているが、契約単価の低減により焼却炉に用いる都市ガスに関する維持管理費についても削減することができた。

4. ガスエンジン発電機の効率的な運用

南プラでは発電機設置当初の稼働実績や経済性評価をもとに年間2,000時間の発電を行うと定められ、その方針を継続してきた。しかし、その方針を決定した当時と現在では、電気やガスの料金算定に関わる単価や発電機の点検費等が異なり、最適な運転時間が変化している可能性がある。そこで発電機の効率的な運用を考えるに際し、最適な年間発電時間の検討を行った。

表2 各発電機年間運転時間（Ⅰ～Ⅴ）における維持管理費削減額（20年間）

		Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ	Ⅴ
発電機運転時間(時間)		1,000	1,500	2,000	2,500	4,000
発電量 (kWh)		5,460,000	7,488,000	9,438,000	11,388,000	17,238,000
発電機ガス使用量 (m ³)		1,027,000	1,438,350	1,838,350	2,238,350	3,438,350
発電単価比 (Ⅰを100とする)		100	96	93	98	96
維持管理費削減額 (円)	ピーク時間	794,835	1,656,516	2,402,521	1,222,360	1,760,392
	夏季昼間時間	156,551	3,326,147	6,061,497	1,734,240	3,707,028
	他季昼間時間		-722,349	724,897	-4,326,066	-3,196,282
	夜間時間					-6,471,057
	合計	951,386	4,260,314	9,188,915	-1,369,466	-4,199,918

表2に1,000時間から4,000時間にわたる各発電機年間運転時間（Ⅰ～Ⅴ）における維持管理費削減額をシミュレートしたものを示す。シミュレート範囲は、20年間とした。この維持管理費削減額を求める際の発電単価として、発電機で使用したガス料金を発電量で割った金額に発電機点検費を加えたものを使用した。そして、1,000時間運転した場合で

ある I を 100 としたときの各運転時間の発電単価比を記載した。表 2 内の発電単価比では I の 100 が最も大きい値となった。大きい値となったのは、運転時間が少ない分都市ガス使用量が減少し、前述した体系によって契約単価が増大したことが主な要因である。よって、ガス料金のみを考えると運転時間が増えるにつれ契約単価が減少し発電単価比が減少するようと思われるが、発電単価比は契約単価だけでなく発電機点検費からの影響も受けるため発電単価比は表 2 にある値となった。

また、表 2 の維持管理費削減額は、表 3 に記載した各時間帯について東京電力から買電した場合の維持管理費から、発電機を運転した場合の維持管理費を引いたものである。I ~ V における維持管理費削減額を比較すると、Ⅲの 2,000 時間の場合に最大となった。よって、発電機の発電時間は年間 2,000 時間程度とした。

表 3 契約プランの電気料金単価

料金項目	時間帯	単価（税込み）[円/kWh]
ピーク時間	13～16時(7～9月)	17.71
夏季昼間時間	8～22時(7～9月において13～16時を除く)	17.10
他季昼間時間	8～22時(7～9月を除く)	15.95
夜間時間	上記以外の時間	12.54

そして、発電機を効率的に運用するために、7～9月における8～22時の時間帯である夏季昼間時間帯(以下「夏季昼間」という。)におけるガス料金と電気料金の関係に着目した。表 3 に示した、南プラが東京電力エナジーパートナー(株)と結んでいる契約プランの電気料金単価によると、一年の中で夏季昼間は、その他の時間帯と比べ電気料金が高くなる。一方、ガス料金は時間によって変動することはない。よって、夏季昼間のガス料金は電気料金に対して相対的に最も安い。

したがって、この時間の発電量を増加させ、その分受電量を抑えることで維持管理費を削減することができる。発電量を増加させるにあたり、夏季昼間において発電機を高出力で最大限運転させた。本運転により、燃焼効率が向上し発電機の温室効果ガス排出係数が減少した。そのため、温室効果ガス排出量についても削減することができた。

なお、夏季昼間以外における発電量については、前述のとおり年間発電時間を 2,000 時間相当としているため、夏季昼間の発電量を増加させた分減少させた。

5. 維持管理費及び温室効果ガスの削減効果

表 4 各月の維持管理費の削減効果

削減効果		R3.7	R3.8	R3.9	R3.10	R3.11	R3.12	R4.1	R4.2	R4.3	R4.4	R4.5	R4.6	計	
維持管理費(万円)		157	149	242	338	253	228	366	206	284	364	208	247	3,044	
内訳	発電機運用効率化	157	149	24	132	35	-3	75	37	39	216	27	109	995	
	契約単価 低減	発電機	0	0	107	84	66	26	82	30	67	48	45	47	604
		焼却炉	0	0	112	122	152	206	209	139	179	100	135	91	1,445
温室効果ガス削減量(t-CO2)		37	34	6	-42	-5	23	-8	-3	69	-12	1	13	113	

(従前の都市ガス単価決定方法及び発電機の運用方法を採用した場合との比較)

契約単価を低減し発電機を効率的に運用することで、表 4 に示すように令和 3 年 7 月から令和 4 年 6 月の期間において、3,044 万円の維持管理費を削減し、温室効果ガス排出量

を 113t-CO2 削減することができた。なお、削減効果を試算するにあたっては、本取組による維持管理費と、従前の都市ガス単価決定方法及び発電機の運転方法を採用した場合の維持管理費をそれぞれ求め、それらの差を削減効果とした。温室効果ガス削減効果についても同様に、本取組による温室効果ガス排出量と、従前の都市ガス単価決定方法及び発電機の運転方法を採用した場合の温室効果ガス排出量をそれぞれ求め、それらの差を温室効果ガス削減効果とした。

発電機運用効率化については令和 3 年 7 月から開始し、契約単価低減については年間契約の開始月となる令和 3 年 9 月から開始した。そのため令和 3 年 7 月、8 月の契約単価低減による削減効果は 0 となっている。

表 4 ではマイナスの数値が表れている。これは、ある月において比較した場合維持管理費削減量や温室ガス削減量が減ってしまったことを表す。例えば、令和 3 年 10 月の温室効果ガス削減量は-42t-CO2 となっている。これは、本取組の方式では従前の方式と比べて、夏季ではない 10 月の発電機運転時間が少なく、発電機を運転することによる温室効果ガス削減量が減ってしまったことが主な要因である。

6. 今後の課題

令和 3 年 9 月以降、都市ガス原材料価格が高騰している。この高騰が、契約単価に原料価格の変動分を上乗せした単価である従量単価を押し上げている。その結果、都市ガスの従量単価の上昇幅が、電気従量単価の上昇幅よりも大きくなっている。今後は都市ガスと電気従量単価の相対的な差を注視し、大きく変動した場合は適宜発電機の運用方法の見直しを図っていく必要がある。

参考文献

- 1) 片岡紘亮：「汚泥処理施設における安定的な電源確保について～ガスエンジン発電機の導入～」、Vol. 39、東京都下水道局 技術調査年報-2015-、平成 28 年 3 月、59 ページ