

特集／エネルギー需給最適化を実現する最新IT化技術

燃料と電力需要を 需給双方向で統括管理・制御する

複雑な発電構成と需要側の要求に対応するため、高度な需給双方向での統括管理・制御に取り組んだ戸畑共同火力。その成果は、最適配分とリアルタイムな供給を可能とし、さらには人員の削減にもつながっている。

(編集部)

戸畑共同火力(株) 取締役発電所長 中村 博, 経営企画室長 森藤 博仁
技術部設備グループ電制担当グループリーダー 高木 輝政

1. はじめに

当社は、昭和42年8月に、九州電力殿と新日本製鐵殿（以下敬称略）の共同出資によって設立された火力発電所である。会社設立以来、「良質で安価な電力の安定供給」を経営理念と位置づけ、北九州の産業基盤を支える一翼を担いつつ発展してきた。

現在、4基総出力891,000kWの発電所を有し、発電された電力は九州電力への卸供給と新日本製鐵への自家消費電力として送られている。各社への送出可能電力枠の内訳は、九州電力へ376MW、新日本製鐵へ475MW、合計851MWとなっている。当社の発電事業の一つの特徴としては、この2社へ送る送出電力の構成が微妙に違う点がある。以前はユニットの取り分が半々であったが、2号機と5号機は新日鐵への全量供給、3号機と4号機は共同発電で38%が新日鐵、62%が九州電力で使用するというユニットごとに電力の取り分が違う仕組みとなっている。この受電枠は取り決めとなっており、発電量に余力が発生しても割り当て以上の電気を送ることはできない。また、九州電力は電力需給が逼迫した今年とは別にして、通常の通告は、夜間はゼロ通告で昼間に限って電力を通告する運用であることから、夜間の最低出力は新日本製鐵負荷で確保するといった運用を行っている。従い、発電ユニッ

トの最低出力負荷を確保できない場合や副生ガス余剰が発生した場合には、増出力を行い九州電力で引き取ってもらっている。以上のように、当社は一般的な共同火力にはない特別な制約のもとで、電力供給を行っている（図-1参照）。

当社の設備概要は、次のとおりである。

2号機 出力156,000kW

- ・ボイラ（燃料：石炭、高炉ガス、転炉ガス、コークス炉ガス）
- ・蒸気タービン（定格出力156,000kW）
- ・発電機（定格容量184,000kVA）

3号機 出力250,000kW

- ・ボイラ（燃料：LNG、高炉ガス、転炉ガス、コークス炉ガス）
- ・蒸気タービン（定格出力250,000kW）
- ・発電機（定格容量295,000kVA）

4号機 出力375,000kW

- ・ボイラ（燃料：LNG、高炉ガス、転炉ガス、コークス炉ガス）
- ・蒸気タービン（定格出力375,000kW）
- ・発電機（定格容量442,000kVA）

5号機 出力110,000kW

- ・ボイラ（燃料：石炭、LNG）
- ・蒸気タービン（定格出力110,000kW）

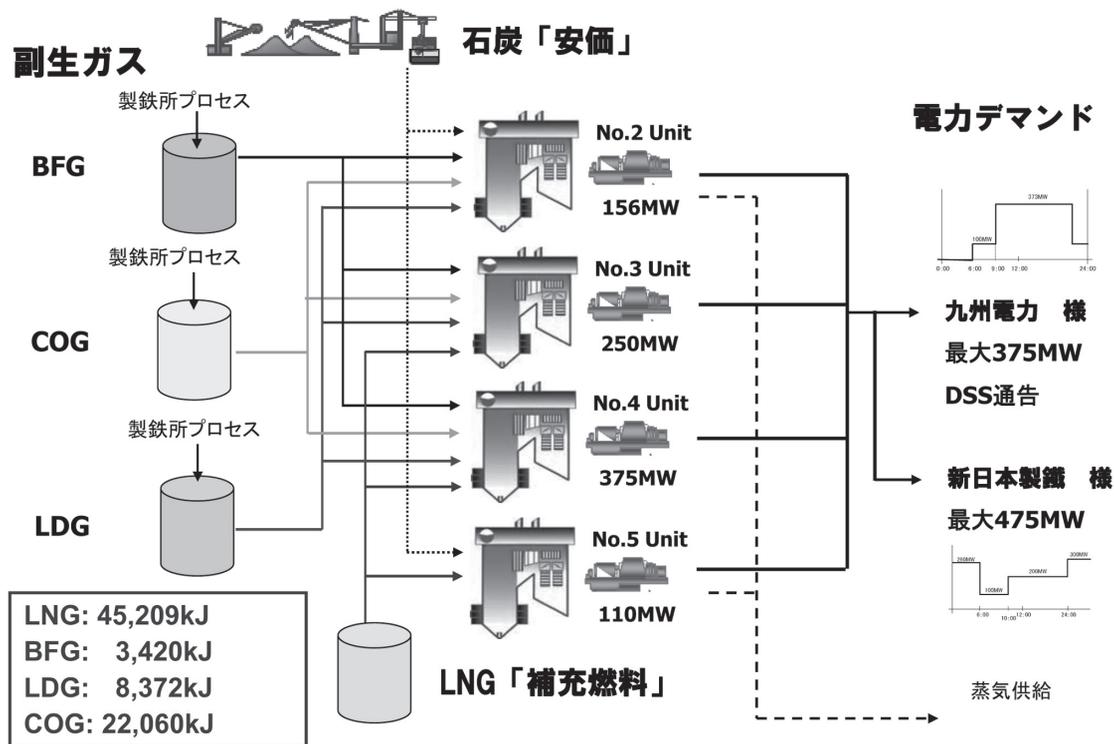


図-1 発電設備の運用概要

・発電機（定格容量123,000kVA）

2. 課題として何があったか

当社が制御技術を導入した背景には、上記のような需給の複雑化があったほか、各社へのスピーディな供給対応の要求が強まってきたなどの状況がある。制御技術導入前の状況を整理すると次の課題があった。

- ①ユニットごとに供給先が決まっており、負荷変化速度もユニットごとに違い、通告時の計算（負荷変化時間による補正した発生可能電力量計算）を行い、全体として過不足の調整を行なう必要がある
- ②ユニットごとに容量や燃料構成比率制限に違いがある
- ③通告電力デマンドの確保、副生ガスの完全消化（燃料LNGのミニマム化）
- ④ユニット別、負荷帯別による効率の違い
- ⑤燃料構成による効率の違い
- ⑥季節による効率の違い（大気温度・海水温度ほか）
- ⑦30分デマンドの対応（超過電力、未達電力の厳正化）

⑧1分以内での各ユニットへの効率的副生ガスの配分、通告受信後、次区間の電力送出量の計算結果返信

など。

具体的には、たとえば、最高効率点を計算するにも、ユニットの特性や副生ガスの量、カロリーなど条件はさまざまとなる。こうした複雑な条件の中で、アナログで計算機を使って最適値を探すにしても、非現実的な答え（机上の空論）がはじき出され、止む無く手計算で対応せざるを得ないのが実情となっていた（最適効率配分の答えは出るが、ユニット負荷や燃料の入替が発生し、不要なバーナの点消火等が発生し発電所全体の効率化にはならない）。また、1時間デマンドから30分デマンドへの変更や、九州電力、新日本製鐵の電力要求量の変動。さらに、副生ガスの変動への対応や5分前の通告で即時に対応する必要があった。この場合には、設計条件から1分以内に答えを出さなければ間に合わないことになり、人の作業ではとても対応できないスピードが求められる。特に、副生ガスの変動への対応が遅れると、ガスホルダーの許容を超えて

しまうリスクもあった。

3. インバータ導入、全面CRTを経て

導入した制御システムに触れる前に、前段となる制御システム導入以前に取り組んだ省エネ対策について、紹介しておきたい。当社が省エネ対策として顕著な成果を上げたものの1つに、3号機のボイラ（250MW）用誘引通風機（IDF）の電動機に汎用高圧ダイレクト方式インバータを導入している。これは、事業用火力発電所としては日本初で、経済産業省主催の平成14年度の省エネルギー優秀事例発表大会でも優良賞を受賞している。年間の省電力効果は、年間負荷および燃料パターンが画一的ではないため、推定となるが効果確認試験結果では3号所内率が約27%低減（省エネ約1700万kWh/年達成）している。

これを受け、現在は4号機にも適用し、4台のIDFのうち3台にインバータを取り付け、制御を行っている。3号機、4号機ともに平均約2000kWhの省エネとなっている。台数制御からインバータの3台制御へと発展的に切り替えてきた経緯である。

その後、最適操業に向け、2号ボイラの更新や、全ユニットを一つの制御室で操作監視できる様に中央制御室の統合化、3、4号機では操作監視制御装置の更新に伴い、自動化できるものはタービン起動を含め自動化し、CRTですべて操作監視を出来るように制御装置メーカーの制御装置を使い実施した。

そして、今回の需給双方向による最適化システムの構築へとつながっている。

4. 最適配分システムへ

以上のように、当社では省エネを含めたコストミニマムの視点から最適操業を行う仕組みづくりを行ってきた。しかし、先に挙げたように需要側の要求が高度化、複雑化、迅速化と、状況は大きく変化してきたことから、供給側としてその対応が必然となった。ユニットごとの条件の違い、燃料の違い、電力デマンドの確保と対応スピード、送出量の迅速な計算など、さまざまな要件に対応する必要がある。さらには、それぞれの要件を複合的に処理する高度な取り組みも必要と

なった。人の作業から進展著しいIT技術への切り替えとなった大きな要因でもある。

そこでまず取り組んだのが、異なる4つのユニットの最適配分システムの構築だった。○発電容量、運転仕様の異なる4機種の運用、○石炭、副生ガス、LNGなど多種多様な燃料、○電力、副生ガスの頻繁な通告変更ならびに蒸気供給、○電力系統連携線能力への対応、などを最適に運用できるように取り組んでいる。

支援システムとしては、横河電機のBest Operation Supporting System（BOSS）という制御システムを導入した。これによって、たとえば、デマンド要求を受け、各ユニットに対し制約条件を満たした上、最小の燃料コストとなるように燃料、電力、蒸気の出力行配分を指示し、その運転実績を集約できるなど、最適運用を実現している（図-2参照）。

システムの設計にあたって考慮した点は、①現場操作盤、現場SW、現場調節形、島設備シーケンサーなど現場機能は、中央制御計算機（DCS）に集約、現場設置機器を廃止、②現場機器の状態情報は、ほとんど中央表示、③現場の発信器、LS、制御ケーブルは、すべて更新、④新設ユニットの制御装置なみの設備リフレッシュ実現、とした。

また、工事品質の確保のために事前準備として、・全計装信号用ケーブル、トラフは別ルートで新設、・計算機室設置、計算機制御事前設置、・制御系統およびロジックの事前作成、各種計測器の2重化などを行った。そのほか、信号切替工事品質の確保や総合試運転による検証、調整の実施なども行っている。

5. 共通ユーティリティ設備の統合

ユニットごとの最適配分の自動化を達成した次のフェーズとして、一貫操業体制の構築のため、共通ユーティリティ設備の統合と設備管理システムの導入、電力系統の連携を進めた。需給連携にあたっては、九州電力とは電話およびファックスによる連絡、新日本製鐵とはオンラインによる通告処理の実施を行っている。

プロジェクトの対象は、1. 可能送出量計算、2. ガス・蒸気・受電通告の入力処理、3. 送気配分計算、

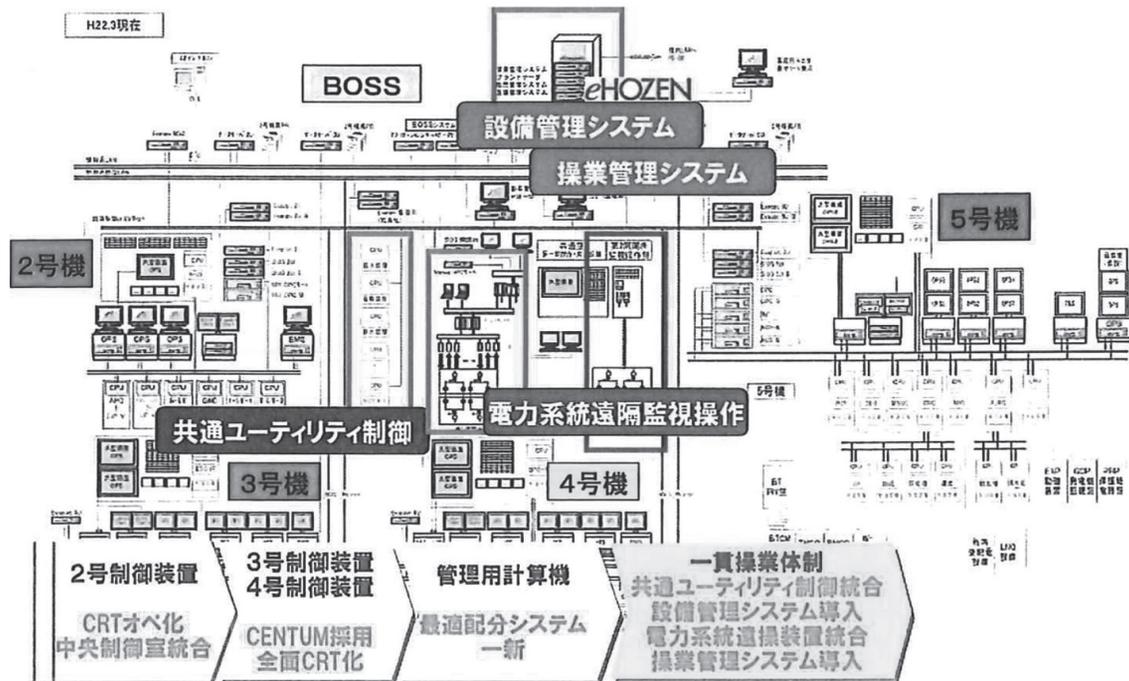


図-2 現在の一貫操業管理システム構成図

4. 電力配分計算, 5. 燃料配分計算, 6. 送出量計算, 7. 潮流オーバー監視, 8. 実績処理, 9. 送出量の監視, 10. 燃料コストの計算, とした。

これらの作業を以前のように、旧式の計算機で人の手によって行うことは不可能である。しかし、昨今のIT技術や制御技術の目覚ましい発展によって、上記の複雑な作業を正確かつスピーディに行うことを可能にした。

6. 投資回収は短期間、 1ユニット2名体制で実施

BOSSの構築にかかった期間は約1年だった。投資回収については、新たな要求への対応や機器更新の効果など、全体的で複合的な組み合わせとなることから、同じ条件になることが少なく、数値的な効果の比較を行うことは難しい。しかし、感覚的に投資回収はかなり短期間であると考えている。副生ガスの完全消費から石炭、LNGの投入などを無駄なく行えるようになったばかりでなく、管理コストも削減された。ユニットの補機切替、現場点検など通常の運転操作監視は2人運転体制（中央1人+現場1名）となった（図-3参照）。異常時ランバック（負荷降下）、タービン弁テスト、タービン起動・自動昇速度、バーナ点消火などの操作が自動化され、また、全ユニットとも全面CRTオペレーションを前提とした設計などによって運転・運用しやすい制御システムとなっている。ちなみに、多機能PHSの全社員携帯や集中監視ITVモニタなどの安全



図-3 統合運転室

対策装備も整えた。

同システムは、電力を必要とするお客さまのさまざまな要求に応じて生産する、いわば“受注販売生産システム”といえる。この需給の連携を進化されていくことは、共同火力のベストではなく、お客さまを含めたベストの構築を図ることになる。当社は、さらにこのベストを目指していきたい。

最後に、システムの構築にあたっては、横河電機製を採用したが、プラントメーカーからの変更であり、多大なご苦勞をかけて無事完成した。しかし、制御技術とはユーザーの運転技術そのものであり、発電設備を効率的に運用するには、自社が費用対効果を含め最適化を追求して主体的に取り組むべきものであると実感している。今後、システムの構築を検討されている各社には、この点も参考にいただければと思う。