

次世代電源システム！

工藤 章典¹

¹独立行政法人水資源機構 日吉ダム管理所 (〒629-0335京都府南丹市日吉町中神子ヶ谷68)

東日本大震災により、国内における電力供給情勢は大きく変化し、電気の安定供給について考える時にきている。今まではコストが優先し、災害に備えた機能や構造は軽視されがちであったが、これからは災害により強い施設が求められ、水資源機構も例外ではない。本稿では、電力会社の長期停電を想定した管理用水力発電設備の自立運転の実現に向けた取組として、発電実績を踏まえた発電量の増強と併せて検討したことから、日吉ダムをモデルとした次世代電源システムを提案するものである。

キーワード 自立運転、発電量の増強、再生可能エネルギー、予備発電設備、売電のプール化

1. はじめに

日吉ダム管理所は平成10年4月に管理を開始し15年が経過している。電源システムとしては管理用水力発電設備、予備発電設備、及び受変電設備を設置している。東日本大震災以降、電力を取り巻く情勢は大きく変化し、災害に強い施設造りと自然エネルギーの普及が求められているが、そのような中において日吉ダム管理用水力発電設備（以下「水力発電設備」という。）は、昨年末に再生可能エネルギーの設備認定を受け、クリーンエネルギーの象徴として貢献している。また、当ダムのように水力発電設備を有するダムでは、被災時における管理設備へのpower station（発電所）としての役割が期待され、国等においても検討が進められている。本稿では現状の電源システムにおける課題を抽出し、自立運転（電力系統から独立した運転形態）、及び発電量の増強の可能性について概略検討を行ったことから、次世代電源システムの構築について報告するものである。

2. 既存設備の問題点

水力発電設備は利水従属方式として建設され、設備諸元は表-1のとおりである。発電した電力は管理所内の管理設備で消費され、余剰電力は特定規模電力事業者へ売電しているが、既設の水力発電設備には大きく三つの問題が上げられる。

① 自立運転が行えない点である。東日本大震災のよう

に計画停電が実施された際には、水力発電設備の運転は不可能となり、予備発電設備による電力供給となる。備蓄している燃料は3日間分であるため、その後の燃料調達に課題がある。

表-1 電源システム設備諸元

管理用水力 発電設備	型式	横軸フランシス水車
	発電量	850kW～415kW
	基準落差	35m
	発電水量	2.0m ³ /s～3.0m ³ /s
	運転水位	EL.191.4m～EL.169.7m
予備発電設備	落差変動	125%～65%
	型式	ガスタービン
	最大出力	300kVA×2台
	燃料	灯油 (地下タンク 15,000L)
	運転時間	3日間 (72時間)

② 貯水位の高低時、又は商用停電により発電停止となる点である。水力発電設備の運転範囲は EL.191.4m（平常時最高水位）から、EL.169.7m（渴水位）までの21.7mである。そのため洪水によりダム貯水位が平常時最高水位以上、または、渴水位（EL.169.7m以下）となった場合には水力発電設備は運転できず、売電ができないどころか電力事業者から買電することになる。また、台風等の影響により商用電源が停電した際には、水力発電設備は停止する仕組みのため、管理設備へのバックアップ電源として予備発電機2台（現用、予備）を設置している。

③ 貯水位の変化による発電量の減少、または、抑制についてである。水力発電設備の発電にあたっては、ダ

ムの貯水位が洪水期(6月16日～10月15日の期間)と非洪水期(10月16日～翌年6月15日の期間)で約13m変動するため、中間水位であるEL182.3mが最大効率となるよう設計している。そのため、洪水期には水頭の低下から最大発電水量の3.0m³/sに対し発電量は600kWに落ち込み、逆に非洪水期には発電水量を2.3m³/sに抑制することで、発電量が最大850kWを超えないよう運転している。このことから洪水期は発電量の減少が生じ、非洪水期には発電量の抑制が発生している。

3. 次世代電源システムの設計要件

検討すべき項目

次世代電源システムの設計にあたり、検討すべき項目を表-2に示す。

表-2 検討項目一覧

検討項目	検討内容	備考
水力発電設備の自立運転導入	3.(1)	運転範囲拡大
水力発電設備の発電量増強	3.(2)	
予備発電設備の台数見直し	3.(3)	

(1) 水力発電設備の自立運転導入に関する検討

水力発電設備の設計に際しては、自立運転の必要性について機能とコストから比較している。建設当時は電力神話なるものから自立運転の必要性は低く導入が見送られたが、今回、既設設備の更新を前提とした自立運転の機能追加について、次のとおり検討を行った。

1点目は自立運転に必要なハードの整備である。発電する場合、需要と供給のバランスが崩れると、送電電圧の上昇、もしくは低下を招き、電気製品の正常な使用ができず、最悪の場合、発電所の緊急停止による大規模停電が発生する。そのため発生電力=消費電力(需要と供給)となるよう、送電網の管理者である電力事業者が応答性の優れた火力発電設備等で調整している。しかし、日吉ダムの水力発電設備はこの調整機能を備えていないため、余剰電力を消費する手段として系統連系(電力会社の送電線に接続し、余ったら電力を一般家庭等に供給すること)を行う必要がある。このように自立運転の実施にあたっては自らが電力調整を行う必要があるが、水力発電設備の調整機能は火力発電設備に比べ劣っているため、付属設備として管理用水力発電設備にフライホイール(回転エネルギーを蓄える円盤)を設置する方法がある(阿木川ダム、一庫ダムにおいて実績あり)。また、別の方法として負荷側でバランスをとるダミーロード(疑似負荷)や負荷制限装置の設置も考えられるため、

据付位置や運用方法(急激な負荷変動への対応)を考慮し決定することとなる。

2点目はシーケンス(制御の手順)に関する検討である。日吉ダムの送電網は売電・買電共用の専用線となっており、上位変電所との系統連系が行われている。系統に障害が発生した際は、作業員の安全と二次被害を防ぐため、上位変電所より図-1に示す転送遮断(日吉ダムの水力発電設備に接続された遮断器が遠隔操作にて開放するもの)が行われる。転送遮断が行われると水力発電設備は自動停止するよう設計されているため、転送遮断が行われても運転を継続できるよう、遮断位置を図-1の①から②への変更、もしくは上位変電所との転送遮断の運用方法について協議が必要である。遮断位置を①から②へ変更した場合、自立運転は可能になるが、水力発電設備の故障により転送遮断が行われた際には、電力事業者からの買電も不能となるため、遮断位置は変えずに上位変電所との運用について協議することが得策である。

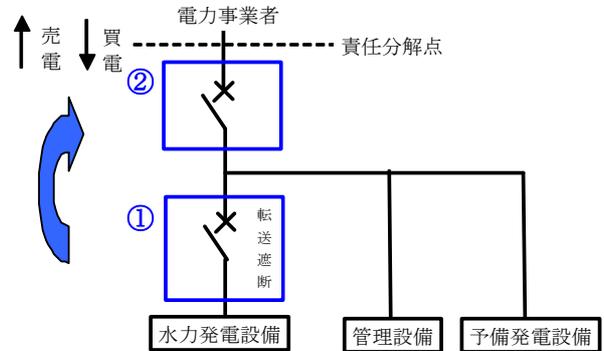


図-1 転送遮断位置 (イメージ)

3点目は水力発電設備の運転可能な水位である。一般的に水力発電設備(フランシス水車)の運転範囲は基準落差の125%~65%の範囲とされ、日吉ダムにおいても同様である(図-2参照)。

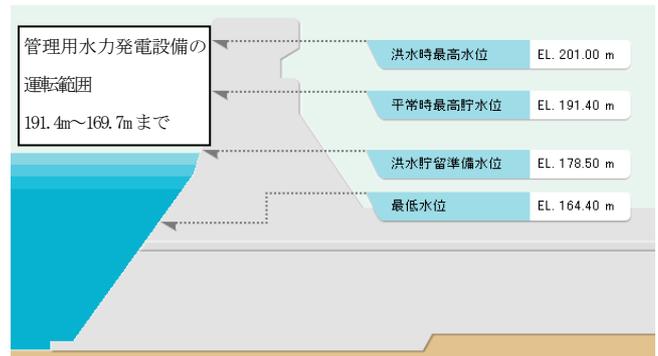


図-2 運転範囲

この範囲を超えた運転はキャビテーションの発生が高まることからメーカーの保証外となるが、自立運転の導入と併せて運転可能水位を拡大することが水力発電設備(power station)としての価値を更に高めることになる。

なお、運転水位の拡大については実機を用いて限界値を探ることから、更新後の検証が必要である。

(2) 水力発電設備の発電量増強に関する検討

ダムからの放流は発電放流を優先し、利水補給やドロウダウンのように放流量が増加する場合は、分岐バルブとの混合放流を行っている。発電量の増強にあたっては、過去にどれだけ分岐バルブからの発電外放流が行われているかを確認する必要があるため、発電量の計算に直接関係する貯水位と放流量を昨年のデータを用いて体系化(図-3)した。横軸は月日とし実線にてダム貯水位と発電量を表しており、洪水期(EL.178.5 m)は非洪水期(EL. 191.4m)に比べ貯水位が約13m低いことから、水頭の低下による発電量の減少が確認できる。縦軸は発電水量と分岐バルブからの放流を表している。これらの条件をもとに水力発電設備の出力公式より、発電外放流量0.5~0.1m³/sを発電量へ振り替えた際の仮想計算を行った。計算の結果、洪水貯留準備水位(洪水期)においては発電量を100kW程度の増加が可能である。

$$(出力公式) P=9.8QH \eta_p \cdot \eta_g \quad (kW)$$

表-3は有効落差毎に発電量を表したものである。この中で非洪水期においては有効落差が約41mとなり、発電水量が2.3m³/s以上では、発電機の定格出力850kWを超えてしまい運転禁止(表の右下の範囲)となる。そのため発電水量を2.3m³/s以下に抑制する必要がある。一方、洪水期では有効落差が約28mと低いため、発電水量は定格3.0m³/sの運転が可能となるが、実際にはバルブ開度が100%にもかかわらず、発電水量が2.9m³/sに減少し発電量も600kWに低下する。

上記を改善するため、発電機の定格出力を1000kWに増強(変更)すると共に、発電外放流の振替を最大で

0.5m³/sとした発電水量3.5m³/sに増加する。さらに、低水位における効率を改善するため、基準落差を現状より5m下げた30m付近へ変更する。なお、発電水量の増加にあたっては別途、圧力管の水撃圧について詳細設計を行うものとする。

表-3 貯水位-使用水量-発生電力表

貯水位 (EL. m)	落差 (m)	発電使用水量 (m ³ /s)										
		2.0	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.0
169.7	21.0	380	400	420	430	450	470	490	500	520	540	550
172.5	23.8	430	450	470	490	510	520	540	560	580	600	620
174.5	25.8	460	480	500	520	540	570	590	610	630	650	670
175.5	26.8	480	500	520	540	560	590	610	630	650	670	690
176.0	27.3	490	510	530	550	570	600	620	640	660	680	710
177.0	28.3	500	520	550	570	590	620	640	660	680	710	730
178.0	29.3	520	540	560	590	610	640	660	680	710	730	750
179.0	30.3	530	560	580	610	630	660	680	700	730	750	780
180.0	31.3	550	580	600	630	650	680	700	730	750	780	800
181.0	32.3	570	590	620	640	670	700	720	750	770	800	830
182.0	33.3	580	610	640	660	690	720	740	770	800	820	850
182.5	33.8	590	620	640	670	700	730	750	780	810	840	880
183.0	34.3	600	630	650	680	710	740	760	790	820	850	870
185.0	36.3	630	660	690	720	750	780	810	840	870	900	920
186.0	37.3	650	680	710	740	770	800	830	860	890	920	950
187.5	38.8	670	700	730	760	800	830	860	890	920	950	980
189.0	40.3	700	730	760	790	830	860	890	920	950	980	1020
191.0	42.3	730	760	800	830	860	890	920	950	980	1020	1070
191.4	42.7	740	770	800	840	870	910	940	970	1010	1040	1080

(3) 予備発電設備の内燃方式に関する検討

予備発電設備の設置にあたっては、電気通信施設設計指針に基づき設計している。その中で原動機方式はディーゼル機関、又はガスタービン機関を標準としダム毎に決定することとし、90年代には殆どのダムがガスタービン機関を採用していた。これはディーゼル機関とは違い冷却用の補機が不要であることと、原動機本体が小型になるため設置スペースの縮小が上げられる。しかし、ガスタービン機関は構造が複雑であるとともに、ディーゼル機関に比べ運転時におけるタービン破損等の重大な故障が時折発生している。そのため日吉ダムを含む各ダムにおいては更新と併せて、ガスタービン機関からディーゼル機関への変更が検討されているが、設置スペースの問題から実施できない問題がある。

今回、運転可能範囲を常時満水位から設計最高水位まで拡大することで、水力発電設備を予備発電機として見なすことができると判断した。これにより機能は変わら

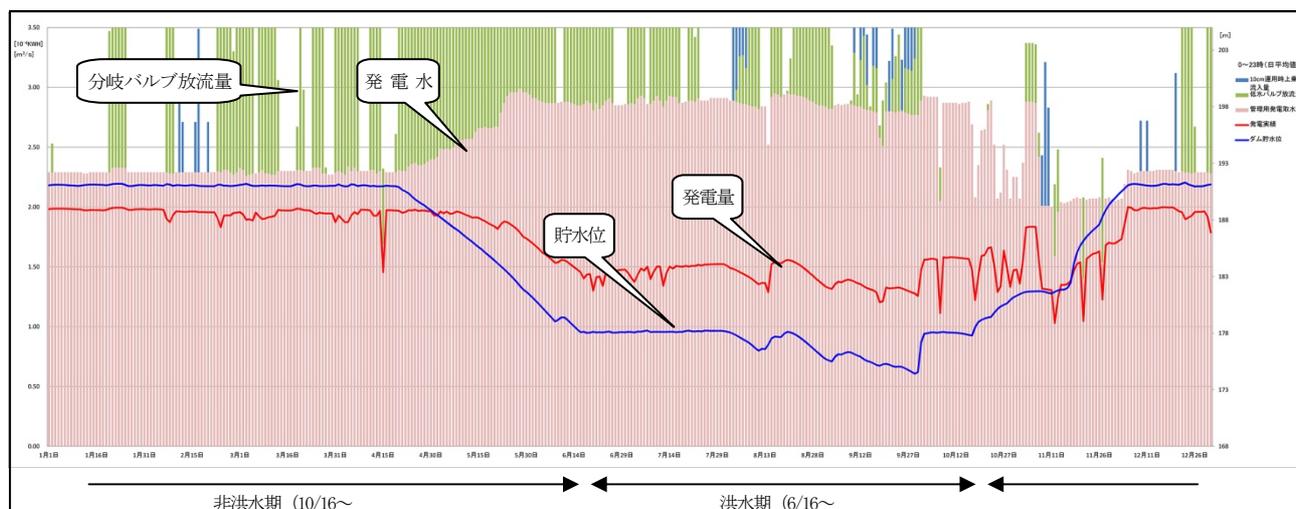


図-3 運転実績

予備発電機の台数を2台から1台に縮減でき、予備発電機が1台になることで、これまで設置スペースの問題から実施できないでいた、ディーゼル機関への機関変更が可能となる。

ダム放流計画を基本に詳細検討を行うこととなる。また、既設圧力管の耐水撃圧や試験環境の構築・実施方法、及び手順についても整理する必要がある。

4. 次世代電源システムの構成

検討結果より日吉ダムをモデルとした次世代電源システムの概要を表4（フルリプレース版）に示す。まず、非洪水期における発電水量の抑制を解消するため、発電出力を現状の850kWから990kWに増強する。また、発電水量については当初、過去10ヶ年の流況から2, 3, 4, 5, 6, 7m³/sのモデルで検討を行っているが、今回の検証から発電水量を3.5m³/sに見直し、基準落差についても35mから30mに変更する。これにより洪水期（貯水位が低い場合）における発電の増量が可能となるが、実施にあたっては水車本体と同期発電機の更新が必要となる。また、圧力管径についても拡張する必要があるが、幸いにも既設の圧力管は管路ロスを最大限に軽減する設計がされており、図4のとおり元径をφ1000mmとし、入口径にてφ800mmに絞っているため、拡張する際には大規模な改修を伴わず約0.5m³/sの増量が可能である。

自立運転については、水車本体の更新と併せて付属設備の追加、及びシーケンスの改造を行い、運転範囲についても拡大する。

表4 機能比較表（フルリプレース版）

設備	機能	電源システム	
		現状	次世代
水力発電設備	発電出力	850~415kW	990~100kW
	基準落差	35m	30m
	発電水量	2.0~3.0m ³ /s	0.5~3.5m ³ /s
	運転水位	191.4~169.7m	203.7~164.4m
	自立運転	なし	あり
予備発電設備	台数	2台	1台
	原動機	ガスタービン	ディーゼル
	燃料	灯油 15,000L	軽油 15,000L
	運転時間	3日	4日

予備発電設備については、ディーゼル機関に変更することで、ガスタービン機関よりも燃料消費が良くなり、運転時間が既存の地下タンク容量で3日から4日に延長できる。油種についても現在の灯油から警報車等への供給可能な軽油（別途、減免申請を行う）へ変更可能である。

本構成は概略検討にて確認しているため、実施にあたっては、「貯水位の最高水位が何時間続くのか」という

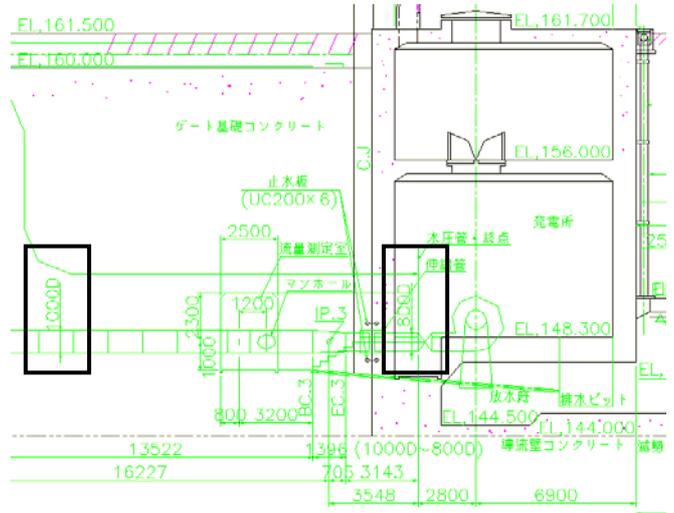


図4 水圧鉄管断面図

5. おわりに

クリーンエネルギーが注目されている時代において、水力発電設備の重要度は増している。水資源機構の水力発電設備は利水従属方式の設備であるため、電力事業者とは異なった運用をしている。そのため今後の設計にあたっては事前にダムの管理水位の確定と基準落差の決定方法が重要である。また、売電収益については毎年度精算するのではなく、整備を見越したプール化の仕組みを構築することで、設備の効率的な運用とユーザの皆様への還元がスムーズに行えると考える。

最後になるが、経営理念である「安全で良質な水を安定して安くお届けする」を念頭に置き、既存の設備のメリットとデメリットを的確に把握し、設備提案できるような技術の習得に励みたい。