

# 愛知用水東郷発電所の実績検証と効率的な運用方法の検討について

○建部 真也<sup>1</sup> ・ 村越 充典<sup>2</sup> ・ 伊藤 大<sup>3</sup>

## 概要：

愛知用水では幹線水路112kmのほぼ中央に位置する東郷調整池(愛知池)の有効落差を利用した小水力発電設備を設置している。これは、愛知用水が管理する用水路施設では、揚水機場をはじめとして電力を消費する施設が多数点在し、ここで支出する電気料金の負担軽減を目的として愛知用水二期事業にて設置されたもので、平成17年3月から運用を開始している。

発電実績としては、平成17年度は渇水の影響で調整池の水位が低下し、計画水位が確保できない月があったものの年間発電量については、計画値とほぼ同等の発電量を確保することができ、平成18年度以降も計画値を上回る実績となっている。しかし、発電量が調整池の水位及び放流量により大きく左右されるため単純比較することは出来ないが、年間発電量は平成18年度をピークに徐々に減少する傾向となっている。

本報告は、これまでの発電実績を整理し発電量が減少している状況の数値化把握、原因と対策の検討を行ったものである。また、完全利水従属型である発電運用の範囲で、より効率的となる発電の運用方法について検討を行う。

キーワード：新エネルギー、損失水頭、最適発電ポイント、

## 1. はじめに

愛知用水は、長野県に建設した牧尾ダムを水源として昭和36年に通水を開始し、その後、味噌川ダム、阿木川ダムを新たな水源として加え、岐阜県から尾張東部の平野及びこれに続く知多半島一帯に「農業用水」、「水道用水」、「工業用水」を供給する水路であり、平成23年9月30日に通水50周年を迎える。

東郷発電所は平成17年に、幹線水路約112kmのほぼ中央に位置する東郷調整池に設置された最大出力1000kwの小水力発電施設である。東郷調整池は、有効貯水量900万m<sup>3</sup>の調整池で、メイン取水施設(以下「M取水施設」という。)とバイパス取水施設(以下「B取水施設」という。)がある。発電所はこのバイパス水路に設置され、調整池から下流の水需要に応じて放流量を変動する完全利水従属型の発電施設である。

当発電所は平成17年3月より運用を開始し、発生電力量は年間約7,300MWhを見込んでいる。平成21年

11月に分解整備を実施したが、それ以外は長期間の停止もなく管理費の低減に貢献している。しかし、発電量が年々低下している傾向があることから、今回、これまで

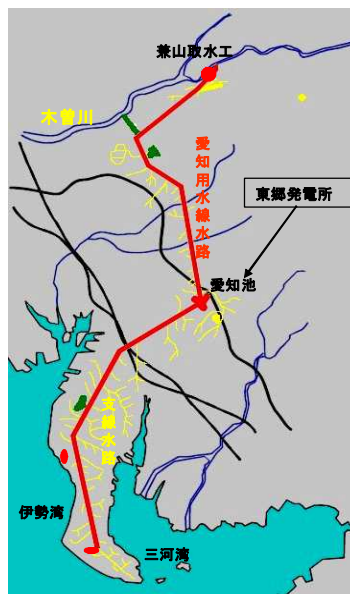


図1 発電所位置図

取得したデータを解析し、発電量低下の状況、原因等を推定し安定的な運用に向けた対策等について検討した。

また、データ解析の結果から、M取水施設とB取水施設からの放流量の割り振りについて検証し、より効率的に発電できる運用方法について検討した。

- 1.愛知用水総合管理所 設備課 主幹
- 2.愛知用水総合管理所 設備課 主幹
- 3.愛知用水総合管理所 設備課

## 2. 東郷発電所の諸元

### 2.1 東郷調整池からの取水

東郷調整池には最大  $30\text{m}^3/\text{s}$  の取水が可能なM取水施設と、M取水施設の点検、修理、故障時等においても下流への用水供給を継続するため、最大  $9.5\text{m}^3/\text{s}$  の取水が可能なB取水施設がある。

東郷発電所は、このバイパス水路に設置されている。

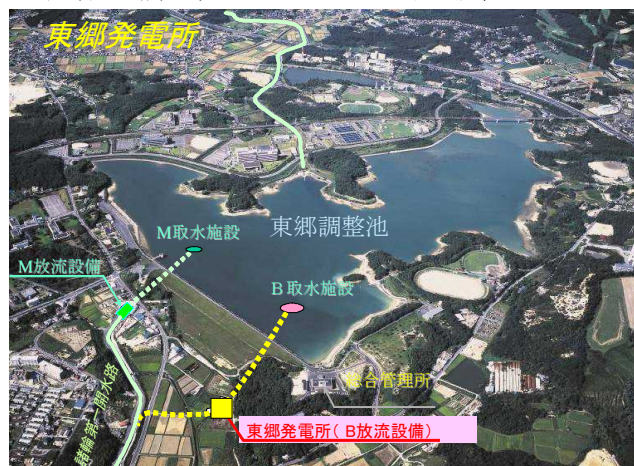


図-2 発電所配置図

### 2.2 発電所の諸元

- 位置 愛知県愛知郡東郷町大字諸輪地内
- 取水水位 EL 69.30m~EL55.00m (調整池水位)
- 放流口水位 EL 47.81m (下流幹線水路水位)
- 静落差 21.49m~7.19m
- 有効落差 14.42m~21.0m (池水位 69.30m)
- 使用水量  $2.5\text{m}^3/\text{s}$ ~ $9.5\text{m}^3/\text{s}$
- 発電電力 1,000kw(MAX)

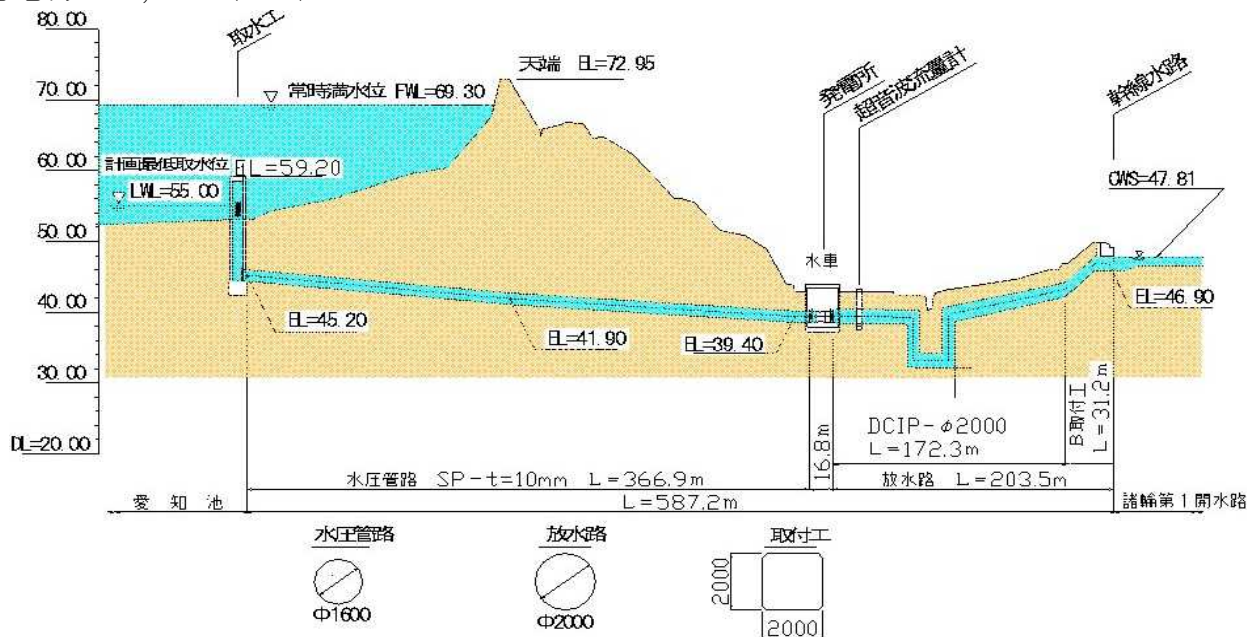


図-3 発電所プロフィール

- 水車 横軸チューブラ水車 (可変翼)
- 発電機 横軸同期発電機(6.6kv)

### 2.3 水運用

東郷調整池からの放流量は、調整池から下流の水需要に応じて時間、日間、期別に変動する。発電はこの需要に応じて発電量が変動する完全利水従属型の発電所である。

また、発電施設の設置前は、主にM取水施設から放流を行い、M取水施設の保守点検時などにB取水施設を使用する計画であったが、B取水施設に発電設備が設置されたことから発電設備の運転開始後は、B取水施設からの放流を優先している。発電流量以上の水量を必要とする場合は、不足する分をM取水施設から放流する。

下流の水需要は非灌漑期においても  $6\sim 7\text{m}^3/\text{s}$  あり、365日24時間発電が可能である。

## 3. 運用実績の整理

東郷発電所が運用を開始して5年経過し、5年間の総発電量は46,600MWhに達した。これは、一般家庭4人世帯にして13,000世帯分に相当するエネルギーであり、CO2換算して20,970tの排出量削減に貢献したこととなる。また、発電設備の停止日数は点検、障害含め25日程度であり、ほぼ順調に運用してきた。しかし、年間の発電量に関しては、平成18年度をピークに減少傾向となっている。過去の発電実績等を整理することで、当初計画との比較及び減少している状況等について分析を行った。

### 3.1 年間発電量の実績値と理論値の比較

東郷発電所の発電実績を年度毎に集計しグラフ化を行った。(図4) 参考として、年間の平均水位、平均流量、及びこれを用いて計算した理論値についてもプロットした。

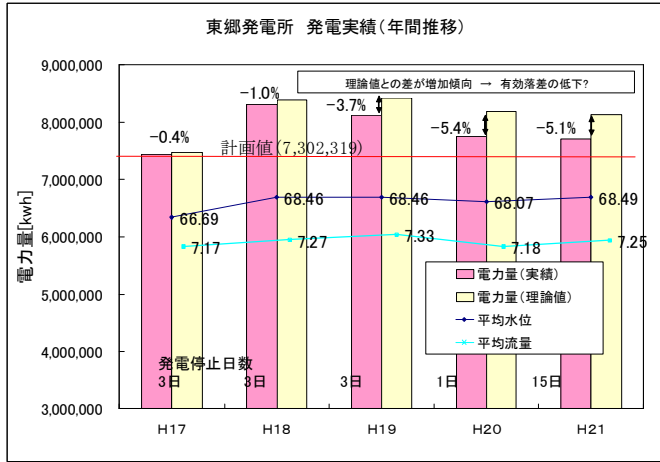


図4 東郷発電所 発電実績 (年間推移)

水力発電で発生する電力は、以下のとおり理論的に計算される。

$$電力 P = 9.8 Q H \eta$$

ここで、Q：発電流量、H：有効落差、 $\eta$ ：効率

東郷発電所は、完全利水従属型の発電であり、調整池の水位、利水量（発電流量）は日々変動する。これに伴い発電量も変動するため、単純に年間の平均水位、平均流量から計算した理論値と、実績値を比較して単純に判断することは難しいが、傾向として把握するためプロットした。

なお、平成21年度は発電設備の整備のため約2週間発電を停止しており、これらの日数も考慮して理論値は計算している。

このグラフから、以下の点について考察される。

- ・発電電力量は全ての年度において、計画値を越えている。
- ・発電電力量は平成18年度をピークに減少傾向である。
- ・平成18年度と平成19,21年度を比較すると、平均水位、平均流量がほぼ同じにもかかわらず、理論値との差が大きくなっており、有効落差の低下等が発生している事が想定される。

### 3.2 月間発電量の実績値と理論値の比較

#### (1) 月別年度別発電実績の傾向

前項で年度別比較及び理論値との比較を行ったが、調整池水位及び流量は一年間においても変動するため、月

別年度別に集計しグラフ化を行った。(図5)

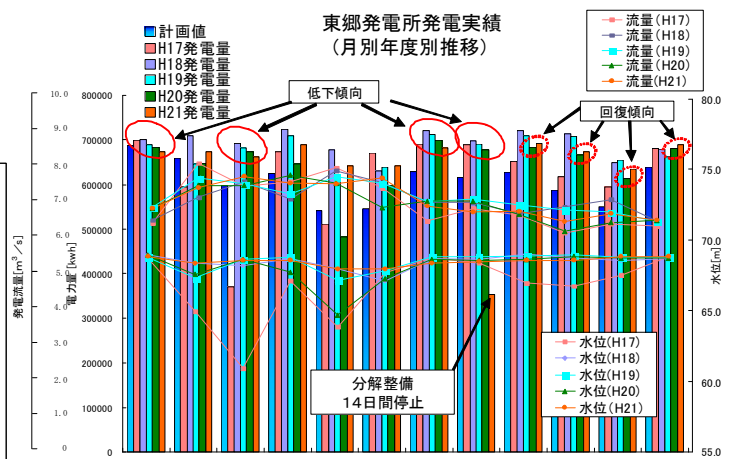


図5 東郷発電所 発電実績 (月別年度別推移)

このグラフより以下の点について考察される。

- ・平成17年度は渇水の影響で5, 6, 8月は計画発電量を下回っている。
- ・平均水位、流量が比較的同じ月については、年間発電量での検証結果と同様に、年々発電量は低下傾向にある。(4, 6, 10, 11月)
- ・平成21年11月に、障害から水車内部軸受の分解整備を実施している。この後4ヶ月(12,1,2,3月)は、平成20年度よりも実績が若干回復している。しかし、平成18年度と比較した場合は低い値となっている。

#### (2) 月別年度別発電実績と理論値との比較

年度別発電実績と理論値との比較と同様に、月別発電実績と、月平均水位、流量を用いて計算した理論値との比較を行った。(図6)

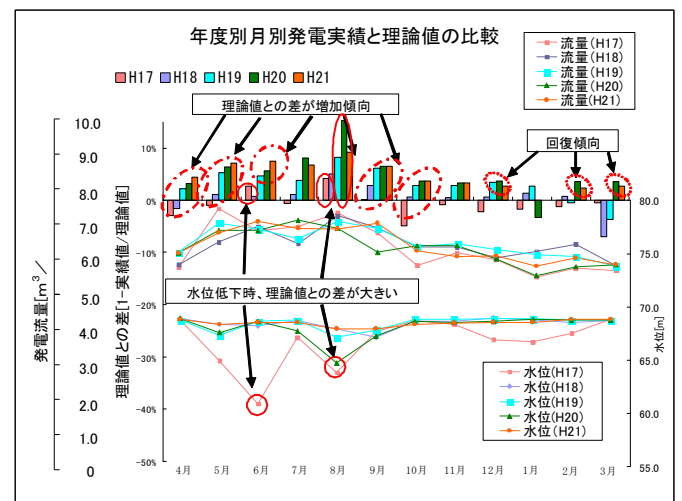


図6 年度別月別発電実績と理論値の比較

このグラフより以下の点について考察される。

- ・水位低下時（H17年度6，8月及びH20年度8月）には、理論値との差が大きくなる傾向がある。
- ・年々、理論値との差が増加する傾向がある。
- ・図5と同様、H21年度11月に分解整備を実施した後、は若干回復傾向となっている。

### 3.3 同条件(水位、流量)での正時データを抽出し、実績値を比較

3.1 及び 3.2 の結果から、発電量が減少傾向にあることから、平均値を用いた理論計算値ではなく、年度毎に同条件（水位、流量）で発電している正時データを抽出し実績値の比較を行った。

東郷発電所はB取水施設からの取水に付属して、2.5t m<sup>3</sup>/s～9.5m<sup>3</sup>/s の範囲で発電を行っている。運用上、灌漑期は最大 19m<sup>3</sup>/s 前後、下流への放流があり、B 取水施設から 7～8m<sup>3</sup>/s の発電放流を行い、残り 10m<sup>3</sup>/s 前後は M 取水施設からの放流となる。水路構造上、M 取水施設からの放流があると、合流地点の水位が上昇し有効落差が減少するため発電の出力に影響する。また、合流部における流況も変化することにより何らかの影響があることが推測される。よって、純粋に発電能力の状況を比較するため、M 取水施設からの放流が無い、非灌漑期（10月から4月）のデータにて比較を行うこととした。

過去の水位、流量データの中で、非灌漑期で、水位差、流量差の小さい 2,3 月(図5,図6 参照)のデータから、同条件(水位、流量)で発電を行っている正時データを抽出して比較を行った。(表-1)

水位	項目	H17	H18	H19	H20	H21	MAXとの割合
68.70 (68.68～68.72)	抽出数		24	36	12	26	
	電力[kw] (瞬時値)		966	940	959	933	0.966
	電力量 [kwh]		952	937	925	933	0.972
68.75 (68.73～68.78)	抽出数	8	16	62	19	87	
	電力[kw] (瞬時値)	972	974	953	964	939	0.964
	電力量 [kwh]	980	958	938	928	937	0.947
						平均	0.962
						低下率	3.8%

表-1 発電実績比較(同条件)

この結果より以下の点について考察される。

- ・平成17、18年度をピークに、発電量は減少傾向
- ・平成21年度は、電力量で見ると発電量が若干回復している。これは、今回の抽出データが平成21年に実施した分解整備後(11月以降)の2,3月のデータであり、

3.2 項で確認された傾向と一致する。

- ・今回の結果から約3.8%程度、発電量が低下していることが分かる。
- ・平成18年度実績の3.8%減で損失額を試算するとおよそ年間318万円の損失額となる。

### 3.4 実負荷試験の実施結果について

前項までの結果から、発電実績は低下傾向であることが判断されることから、平成22年3月に現段階での発電状況を確認する実証試験を実施した。

以下の条件にて、発電流量を変動させ発電出力の測定を行った。また、各流量における理論出力を計算しプロットした。

○流量範囲

2.5m<sup>3</sup>/s～9.5m<sup>3</sup>/s まで 0.5m<sup>3</sup>/s 間隔

○実験開始時の東郷調整池の水位

調整池水位 69.04[m]

○理論出力計算

設計上、調整池の水位が高い場合、出力が1000kwを越えるため、水車効率の曲線は制定されておらず理論値の計算も約1000kwまでとなる。

実験データより作成した結果は図7となった。

この結果より、以下のことが考察される。

- ・発電流量の増加に伴い理論出力との差が大きくなる。
  - ・発電流量7m<sup>3</sup>/sで、約5%の出力低下が確認された。
- この結果は、前項までで検証してきた結果とほぼ一致する。

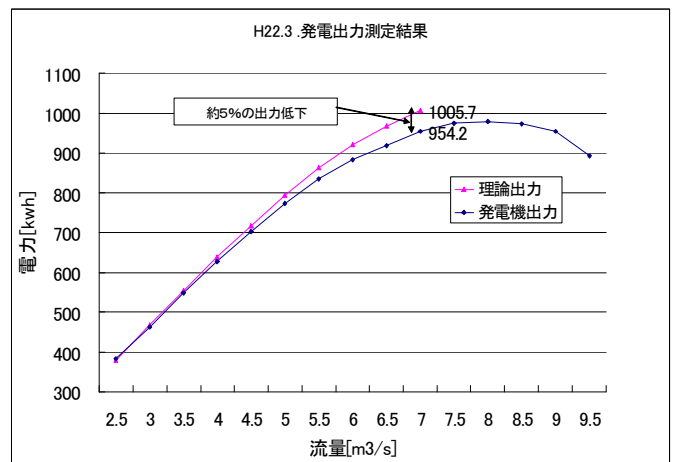


図7 実証試験結果

## 4. 出力低下要因の推定

### 4.1 推定される要因

水力発電の理論式を再掲すると以下のとおりとなる。

$$電力 P = 9.8 Q H \eta$$

ここで、Q：発電流量、H：有効落差、 $\eta$ ：効率

有効落差＝総落差－損失水頭

損失水頭＝ $78.36 \times 10^{-3}$ （取水口、圧力鉄管、放流管等

の形状から算出された定数） $\times Q \times Q$

基本的に効率については数年では低下することはない。

よって、計算式から考慮すると損失水頭の増加が出力低下の原因であると想定される。

損失水頭の増加原因としては、以下の項目がある。

#### ・入口損失の増加

近年、発電設備の封水関係において藻や泥などによる障害が発生している。また、平成 21 年 11 月には泥等による水車内部の排水経路の閉塞に伴い、内部軸受への水の混入等が発生し、分解整備を実施している。

常に発電により流速がある管路内でこのような状況が発生していることから、入口部のスクリーンへの藻の付着や泥による一部閉塞等が推定される。

#### ・管路損失の増加

設置当初、発電を開始するまで導水管路を閉塞していた関係で導水管路内に暑さ 0.3～1mm 程度の藻のような付着物が発生し、管路損失が増大し、設計出力が発生しなかったため、管内を清掃した経緯がある。

運用開始後は長期間の発電設備の停止は無かったことから、同様の藻が付着する可能性は低いが、水車内部と同様に泥や藻等が管路内の屈折部分等に付着し、流失障害が発生している可能性がある。

### 4.2 管路損失の増加傾向の検証

管路損失の増加傾向を検証するため、週点検で実施している水車前後の圧力計の指示値から、損失水頭を計算し、当初設計値(理論値)との割合を比較した。

サンプル値として設置当初から約半年間隔で抽出したデータを基に計算した結果を表 2 に示す。

この結果より、平成 18 年頃から、管路損失が増大していることが分かる。しかし、週点検で実施する計測はアナログメータの読み値であることから、精度が低く、管路損失の値もばらつきが生じる。よって、過去の点検結果約 5 年分のデータを基に、全てのデータについて測定した圧力から計算した値と、水位差から理論的に計算した損失水頭の値との割合について計算した結果を図 8 に示す。

項目として、水圧鉄管と放水路、合計値について分けてプロットした。

	流量 m <sup>3</sup> /s	鉄管水位 PG(Mpa) 読み値	水圧鉄管部 (鉄管水圧) m		鉄管水位 PG(Mpa) 読み値	放水路部 (ドラフト水圧) m		全配管 ロス m	理論 値	割合		
			PG補正	静水頭		PG補正	静水頭					
H17.9.28	8.45	0.220	22.45 - 0.48 = 21.97	63.6 - 39.4 = 24.2	2.23	0.110	11.22 - 0.48 = 10.74	48.33 - 39.40 = 8.93	1.81	4.04	5.60	72.2%
H17.11.25	7.20	0.260	26.53 - 0.48 = 26.05	67.95 - 39.4 = 28.55	2.50	0.100	10.20 - 0.48 = 9.72	47.63 - 39.40 = 8.23	1.49	3.99	4.06	98.2%
H18.5.15	7.00	0.275	28.06 - 0.48 = 27.58	68.98 - 39.4 = 29.58	2.00	0.100	10.20 - 0.48 = 9.72	47.80 - 39.40 = 8.40	1.32	3.32	3.84	86.5%
H18.11.24	7.30	0.260	26.53 - 0.48 = 26.05	68.86 - 39.4 = 29.46	3.41	0.100	10.20 - 0.48 = 9.72	47.47 - 39.40 = 8.07	1.65	5.06	4.18	121.2%
H19.5.10	8.03	0.240	24.49 - 0.48 = 24.01	67.46 - 39.4 = 28.06	4.05	0.110	11.22 - 0.48 = 10.74	48.04 - 39.40 = 8.64	2.10	6.15	5.05	121.7%
H19.11.26	7.65	0.260	26.53 - 0.48 = 26.05	68.87 - 39.4 = 29.47	3.42	0.100	10.20 - 0.48 = 9.72	47.46 - 39.40 = 8.06	1.66	5.08	4.59	110.8%
H20.5.23	7.51	0.260	26.53 - 0.48 = 26.05	68.78 - 39.4 = 29.38	3.33	0.100	10.20 - 0.48 = 9.72	47.64 - 39.40 = 8.24	1.48	4.81	4.42	108.8%
H20.11.21	7.30	0.260	26.53 - 0.48 = 26.05	68.64 - 39.4 = 29.24	3.19	0.100	10.20 - 0.48 = 9.72	47.41 - 39.40 = 8.01	1.71	4.90	4.18	117.3%
H21.5.22	8.00	0.250	25.51 - 0.48 = 25.03	68.29 - 39.4 = 28.89	3.86	0.110	11.22 - 0.48 = 10.74	48.17 - 39.40 = 8.77	1.97	5.83	5.02	116.3%

PG補正 (m) =  $\frac{PGの読み値(Mpa)}{9.8} \times 1,000 - 0.48$  = 水車中心の水頭

表 2 損失水頭の計算結果

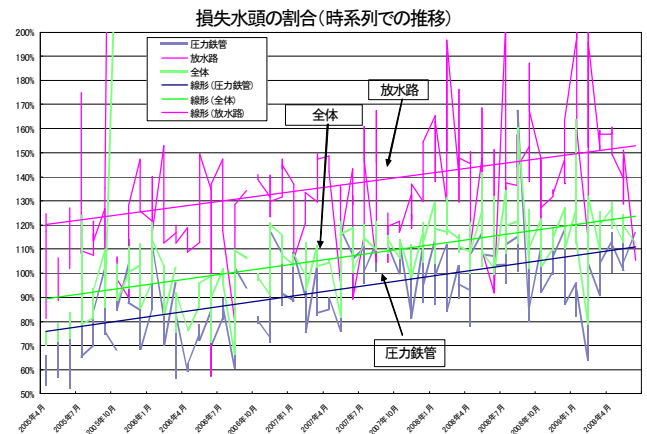


図 8 損失水頭の割合 (時系列での推移)

この図より以下のことが考察される。

- ・水圧鉄管、放水路共に管路損失は増加傾向にある。
- ・特に、放水路での管路損失が多くなっている。これは、放水路は設置当初、水圧鉄管を清掃した際にも、下流部の水路構造から清掃を実施しておらず、当初の付着物の影響も一部考えられる。また、放水路は河川横断のため屈曲していることや、水路との合流点があるため、屈曲部や合流部での付着物の影響等が発生しているものと思われる。
- ・線形近似線から、2009 年 4 月現在で、全体で約 20% 程度、損失水頭が理論値に対して増大していることがわかる。これを発電出力で換算してみると、発電流量 8m<sup>3</sup>/s で 6.6%、7m<sup>3</sup>/s で 4.5% 相当の出力低下が見込まれることとなり前項までの考察結果と一致する。

#### 4.4 管路損失の増加と障害等の関係

運用開始から平成 22 年 7 月現在までに発生した障害履歴について表-3 に示す。

No	主な障害履歴		
	発生日	障害内容	対応策
【発電所障害】			
1	H17.6	発電機水車側軸受台よりの漏油発生	軸受け台分解後、再シール処理を実施。
2	H17.8	ランナベーン操作用スラスト軸受ケースからの漏油発生	スラスト軸受けカバー分解後、漏油箇所を確認しパッキンゴム交換。
3	H18.9	ドラフト側主軸封水部よりの漏水発生	ドラフト側封水排水用のフローサイトに設置したフラップを撤去。配管等の清掃実施し排水量を確保。
4	H19.9	封水設備給水加圧ポンプより漏水発生	給水加圧ポンプの交換及び封水系統配管の清掃実施。
5	H20.8	封水配管の詰まりによる封水設備異常発生	直営作業により封水配管の清掃を行い、塵芥の除去作業を実施。
6	H21.10	水車内部ベアリング室内への混水発生	封水廻り、ランナベーン軸受廻り、水車内部軸受け廻りを分解、清掃、パッキン等の交換実施。

表-3 東郷発電所運用後の主な障害履歴

H19.9 頃から封水配管等に藻や泥などの影響で障害が発生している。特に、平成 21 年 10 月に水車内部軸受けへの水の混入があり、水車内部の分解整備を行った。

分解整備箇所を図 9 に示す。

分解整備には約 2 週間を要し、運用開始以来もっとも長期間に亘り、発電所を停止させることになった。

水車内部を分解した結果、内部軸受け部排水口路が粘土質系の泥等の付着によって閉塞され、内部ベアリング潤滑油への水の混入が確認された。

これらの障害と発電量の関係について考察したところ、図 5、図 6 より分解整備後に出力が増加傾向にある事が確認された。これは分解整備により内部封水廻りや、発電所入り口弁から副弁までの間約 17 m (図 10 参照) について清掃等を行い藻や泥等の撤去を行った効果によるものと思われる。

#### 4.5 管路損失への対策等

前項までの結果より管路損失の状況調査及び定期的な清掃が必要である。しかし、発電停止に伴う売電の損失及び調査、清掃にかかる費用を勘案し、管路損失による損害金額と比較しながら実施していく必要がある。

また、放水路については、幹線水路と合流しており片側通水して締め切り、点検・清掃できる期間が限られることから慎重に対応する必要がある。

水車及び発電設備についても従来どおり定期的に点検

整備していく事が重要であるが、今回のように想定していない障害もあることから、運用状況等により分解整備の時期を検討する必要がある。H21 年 1 月に実施した分解整備作業では、分解範囲が中心部分まで及び大掛かりな作業となってしまった。しかし予防保全として排水経路の閉塞を取り除く作業であれば、分解範囲は小さく停止期間も短期間で行える為、今後は 2, 3 年に 1 度は分解清掃等を実施していきたい。

過去の清掃状況及び今後の予定は以下のとおりである。

##### (1) 入口部及び水圧鉄管

平成 17 年 3 月に調査及び清掃等を実施。(発電試運転時に、期待する出力が得られなかったことから調査及び清掃等を実施)

##### ○入口部の調査

潜水作業による調査を実施。

作業日数 1 日 (売電損失 約 20 万)

概算費用 30 万

##### ○水圧鉄管の調査・清掃作業

取水塔の制水ゲートを全閉し、管内の抜水を行い、無水状態で調査及び管内の清掃を実施。

概算費用 200 万

作業日数 11 日間 (売電損失 約 220 万)

##### (2) 放水路

今年度、状況確認清掃予定

(水路内保守点検業務に併せて実施)

作業日数 14 日間 (売電損失 約 280 万)

概算費用 300 万円

##### (3) 水車及び発電機

6ヶ月点検 (封水配管及びブストレーナ清掃)

作業日数 1 日間 (売電損失 約 20 万)

概算費用 20 万円

12ヶ月点検

(高圧受変電設備及び水力発電設備点検)

作業日数 2 日間 (売電損失 約 40 万)

概算費用 100 万円

実際の調査、清掃等については、能力低下に伴う損失と、調査、清掃費用及び売電損失等を考慮しつつ検討していく必要がある。

損失額 > 調査・清掃費用 + 売電損失

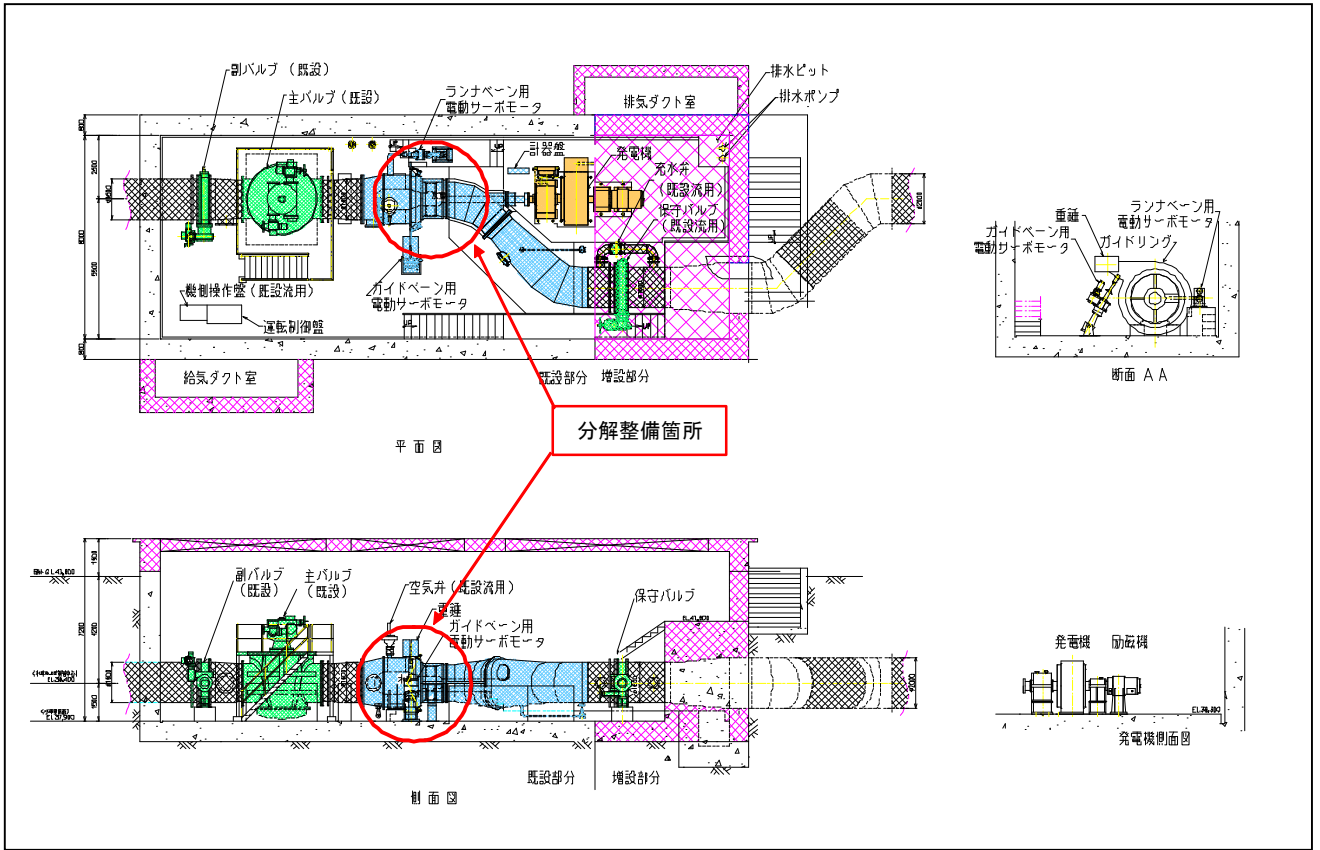


図9 分解整備箇所

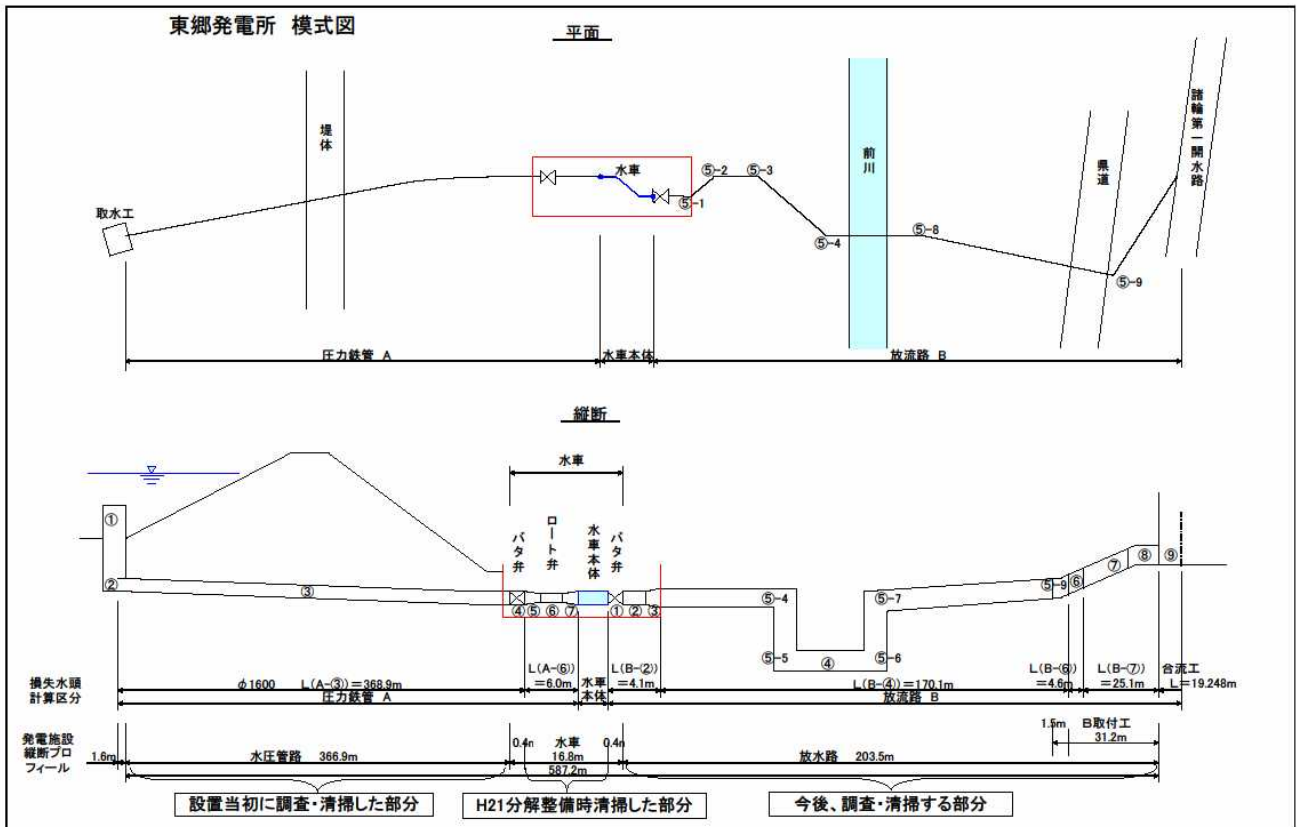


図10 東郷発電所模式図 (管路等調査・清掃状況)

## 5. 発電水量の検証

効率的な運用方法の検討のため、過去の発電実績を基に最適な発電流量の検討を行った。

### 5.1 発電水量検証の概要

M 取水施設からの放流量及び発電所を通しての B 取水施設からの放流量の割り振りについて検証した。

東郷調整池より下流へ水を供給するには、

- ① M 取水施設から放流する方法
- ② B 取水施設（東郷発電所）を通して放流する方法
- ③ M取水施設と B 取水施設を合わせて放流する方法

があるが、通常は②及び③の方法により、水力発電を行いながら下流へ水を供給している。

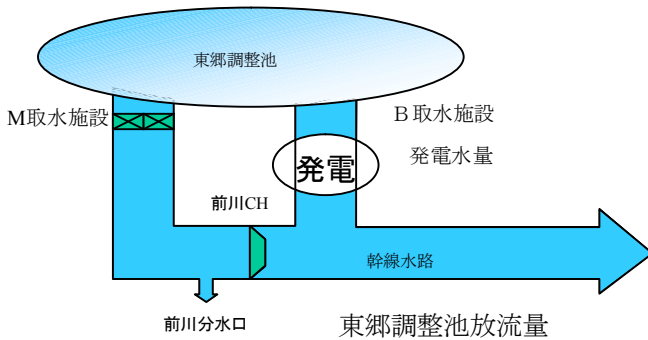


図 1 1 東郷調整池放流模式図

今までの発電水量の決定方法は、必要な東郷調整池から下流への合計放流量が決まり、③の方法により放流する場合は、おおよその目安により水量の配分を決めていた。

東郷調整池放流量 = 発電水量 + M 取水施設放流量

水力発電で発生する電力は、次の式により理論的に求まる。(再掲)

$$\text{電力 } P = 9.8QH\eta$$

ここで、Q：発電水量、H：有効落差、 $\eta$ ：効率  
従来「おおよその目安」としていたのは、上式での H 及び  $\eta$  が東郷調整池の水位、幹線水路の水位、発電水量による導水管内の損失水頭などが複雑に関係しているため、一概に「発電水量〇〇m<sup>3</sup>/s が一番発電電力が大きい」と言えないためによるものであった。

今回、過去の蓄積されたデータを解析することにより、発電に最適な水量を求めることができるようになったため、この方法による過去の運用実績での最適水量との差を集計し、この式の有効性を証明した。また、

従来「おおよそ」であったものを「最適」にすることで発電電力を増加させ、売電収入を向上に繋がるものである。

### 5.2 発電水量検証の方法

検証を行うためには、過去の発電実績を計算式で表し、その時点の発電が図 1 5（発電水量－発電電力グラフ）のどのポイントで運用していたか知る必要がある。そのポイントが仮に最適ポイントでない場合は、発電電力向上の余地が残されているということとなる。

理論式と実績での発電電力のグラフを図 1 2 に、理論式と実績での発電電力差のグラフを図 1 3 に示す。このグラフから実績発電電力は単純な理論式では求められないことが判明した。

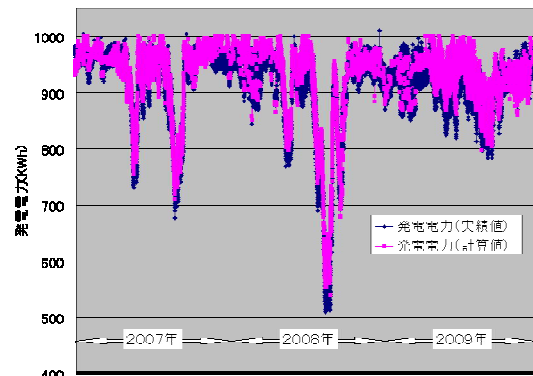


図 1 2 理論電力－実績電力グラフ

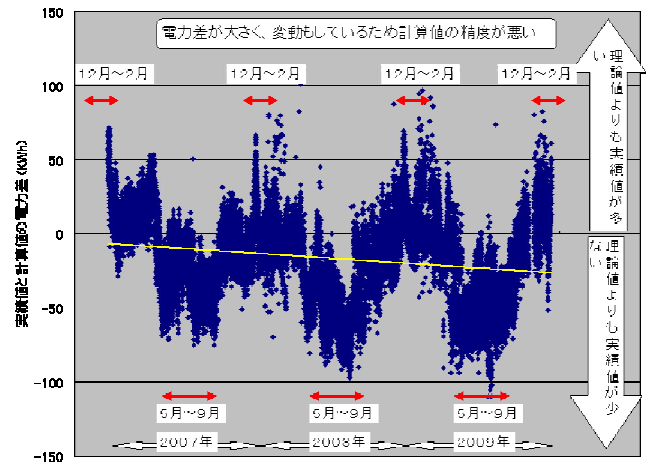


図 1 3 理論電力－実績電力の差分グラフ

またグラフのポイントは次の 2 点であることが判明した。

- ① 実績発電電力の差は季節により変動する。
- ② 理論値よりも発生電力が減少傾向にある。(近似線より)



これら2点について電力会社、水力発電メーカーなどに聞き取り調査をおこない検討した結果、次の結論に達した。

- ① 実際の発電電力は電力会社の配電系統等の影響を受け、同一水理条件でも発生電力は異なる。傾向として夏は理論値よりも電力が発生しにくく、冬は発生しやすい。
- ② 損失水頭が年々増加傾向にある。

これら2点を考慮し、実績値を補正し、計算し直した結果を図14のグラフに示す。

具体的には以下のとおり。

計算式 (補正值) = 理論式 + 季節定数 + 損失定数

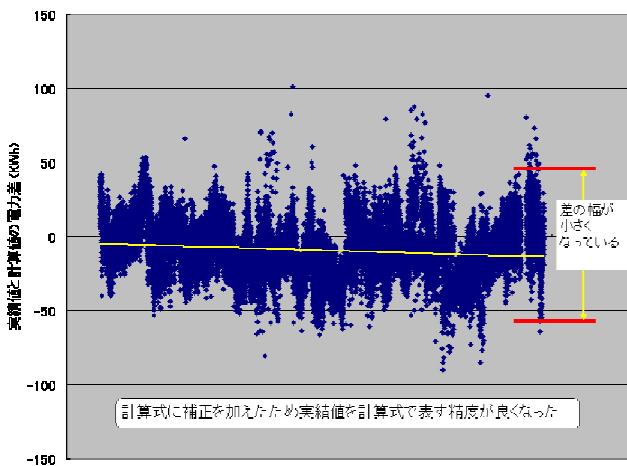


図14 補正後の発電実績グラフ

このグラフから補正前と比べ、理論値に近い発生電力を計算式で表すことが可能となったため、この計算式により、発生電力が最大となる最適ポイントでの試算を行った。

ここで一例として2007年5月2日3時のデータで最適ポイントでの運用改善について示す。この例では、

東郷調整池水位	67.94 m
バルブ放流量	2.29 m <sup>3</sup> /s
発電使用水量	6.99 m <sup>3</sup> /s
発生電力	876 KW (近似計算では888 KW)

のため、図15グラフのA地点で運用したこととなるが、グラフからも判るようにこのポイントは最適ポイントではない。したがって、最適ポイントであるB地点で運用した場合は、発生電力が970 KWとなり、82 KW (近似計算との差) の改善が見込まれる。今回の検証では、A地点からB地点へ発電水量を変更す

ることで、この差を改善することができるようになる。

この集計を2007年～2009年までの3ヵ年で集計した結果、全25500ポイントの内、実績が最適ポイントだった回数は約14800回、改善の余地があった回数が約10700回あった。これらを電力量及び売電金額で集計すると、最適ポイントで運用した場合は3年間で約265万円の売電収入の向上が見込まれた可能性があることが分かった。今後については、できるだけ最適ポイント付近で運用が可能となるよう運用していきたい。

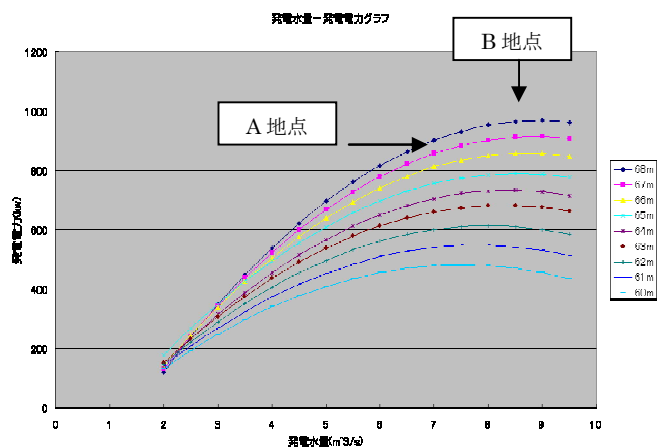


図15 発電水量－発電電力グラフ (補正後)

## 6. まとめと今後の課題

東郷発電所は平成17年度から運用を開始し、6年目を迎えている。これまで、ほぼ順調に運用してきたものの出力が減少傾向にあり、その傾向について検証を行った。

幾つかの観点から出力低下の傾向について分析した結果、設置当初と比較して3%～5%の範囲で出力が低下していることが確認された。これは、平成18年度の発電実績をピークと考えると、年間約250万から418万の売電価格に相当する。

出力低下の要因については、理論的な見解から、設置当初に発生した管路損失の状況、運用後の障害状況等から推測を行うと共に、日常点検の測定結果に基づく管路損失の検証等を行い、損失水頭が増加している点についても確認を行った。

損失水頭の改善については、今年度、放水路の点検・清掃等を予定していることから、今回想定した管路損失の状況等を確認していくとともに、今後の点検・清掃計画等にも反映させていきたい。

また、平成21年に発生した障害状況から、今後、

安定した運用を行っていくには、2～3年に1度は、水車部分の分解等も計画していく必要がある。

発電設備の点検整備並びに管路の点検清掃には発電停止を伴うため、停止期間の売電収入も減額となることから、お互いに整合を図り総合的なコストを考慮して実施していく必要がある。

このように、蓄積したデータを解析することで、発電所の状況を把握すると共に、これらのデータを基にして定期的な整備計画等を策定し実施していくことで安定した運用となるようしていきたい。

更に、今回は発電効率の最適ポイントを計算値により算出することが出来たため、今後の運用において、利水従属型である発電運用においても、可能な限り最適ポイントで発電することで発電実績の向上が可能となり、結果的に管理費の低減に繋がるものと思われる。

今後ともデータの蓄積を行い、更に精度を上げることにより、より最適な発電条件での運用が可能となるようにしていきたい。