

駒ヶ根市 中田切地区の 小水力発電概略検討

長野県土地改良事業団体連合会

目 次

第1章 調査の概要	1-1
1.1 調査目的	1-1
1.2 工 期	1-1
1.3 調査位置	1-1
1.4 調査内容	1-1
1.5 報告書の作成	1-2
第2章 発電計画の概要.....	2-1
2.1 発電計画の検討（中田切地区）.....	2-1
(1) 入手資料	2-1
(2) 流量資料整備.....	2-2
(3) 流量調査	2-3
(4) 発電流量の検討.....	2-6
第3章 概略発電計画の策定.....	3-1
3.1 発電ルートを選定.....	3-1
(1) 発電基本事項の検討.....	3-1
3.2 水車形式を選定.....	3-12
(1) 適応水車の抽出.....	3-12
(2) 水車の比較検討.....	3-14
(3) 各水車形式の諸元.....	3-14
(4) 各水車形式の概算工事費.....	3-15
第4章 経済性の評価.....	4-1
(1) 各水車形式の経済性.....	4-1
(2) 発電原価による事業評価.....	4-2
(3) 建設単価法による事業評価.....	4-3
(4) 年間収支額を考慮した場合の投資回収年による事業評価.....	4-5
(5) 経済性評価、考察.....	4-6
第5章 総合検討	5-1
(1) 今後の計画推進に向けた課題等の提言.....	5-1

第1章 調査の概要

1.1 調査目的

本調査は、下記表に示した地区の小水力発電を建設するために必要な予備調査（単独地点調査：可能性の可否を判断するため）を行うことを目的とする。

業務実施地区	関係市町村	備考（管理者等）
中田切地区	駒ヶ根市	

1.2 工 期

着 手： 平成 25 年 2 月 20 日

完 了： 平成 25 年 3 月 28 日

1.3 調査位置

中田切地区 ： 駒ヶ根市 赤穂地区 （添付図参照）

1.4 調査内容

本調査は図 1.1 に示す調査フローに従い、下記項目に関する調査結果をとりまとめる。

(1) 発電計画の検討（発電計画概略設計：1/1,000）

- ・ 現地調査
- ・ 流量資料整備
- ・ 発電流量の検討

(2) 概略発電画の策定

- ・ 水車、発電機の選定
- ・ 概略施工計画
- ・ 工事費の積算
- ・ 概略設計図書の作成

(3) 経済性の評価

- ・ 発電所建設による経済的効果の検討

(4) 総合検討

- ・ 今後の計画推進に向けた課題等の提言

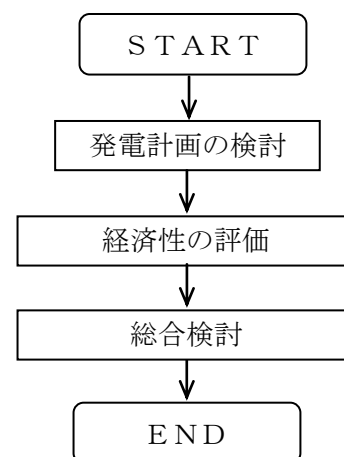


図 1.1 調査フロー

1.5 報告書の作成

本業務の調査・検討結果をとりまとめて、報告書は指定される要領で作成する。本業務の成果品は以下のとおり。

業務報告書(A4 版)	2 部
業務報告書 (原稿)	1 部
電子媒体	1 部

第2章 発電計画の概要

2.1 発電計画の検討（中田切地区）

（1）入手資料

1）水文資料

- ① 中田切地区分水槽流量観測データ
- ② 水利使用規則
- ③ 水利権申請書

2）図面関係

- ① 中田切 計画平面図
- ② " 計画縦断図

3）地形図

- ① 1/25,000 地形図

(2) 流量資料整備

1) 期別水利権の状況

期別水利権の状況を、表 2.1 に記す。

平成 20 年に申請した許可水利権の水利許可状況並びに養命酒製造(株)の工業水利の状況を下表に示す。

表 2.1 水利権の状況 (慣行水利権)

期 間	日数	農業水利権 許可水量 (m^3/s)	工業水利権 許可流量 (m^3/s)	合計値 (m^3/s)
5/11~5/20	10	0.596	0.03	0.626
5/21~9/10	113	0.290	0.03	0.320
9/21~5/14	242	0.116	0.03	0.146
計	365			

2) 中田切用水の流況

前項の流量表をもとに流況表をまとめる。また、発電所計画流量に対する、流況曲線及び流量設備利用率を算出する。

表 2.2 年間許可水量流況表

(m^3/s)						
最大流量	豊水量 (95 日)	平水量 (185 日)	低水量 (275 日)	渇水量 (355 日)	最小流量	平均流量
0.626	0.320	0.146	0.146	0.146	0.146	0.246

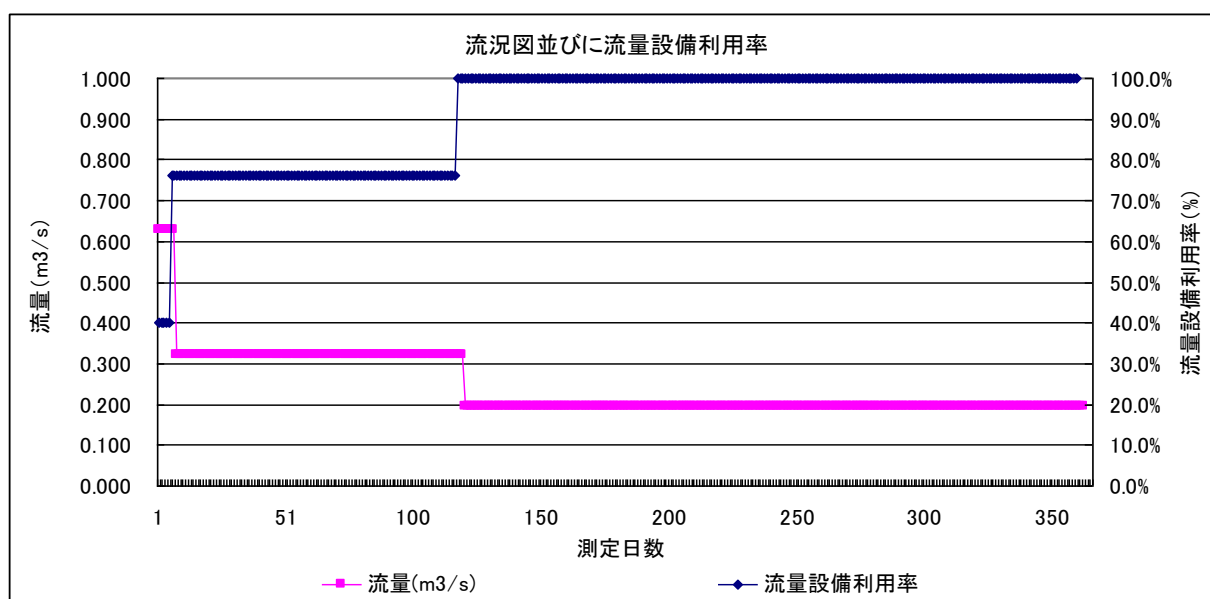


図 2.1 発電所計画流量 流況図

(3) 流量調査

1) 流量調査地点の概要

本地区は、中田切川を流れる流量のほぼ全量を取水し、分水施設にて農業用水並びに工業用水の必要量を計量して下流で利用している。余水は、余水吐より中田切川に戻している。

当該地点において中田切川から取水して小水力発電を行なう場合は、中田切川を流れる流量との関係により発電で使用する流量を設定して、発電量を決定する必要がある。

したがって、水力発電計画を立案する場合は、落差も重要な要因であるが、発電流量を正確に把握することも重要な要因となる。

そこで、本施設に取水している流量を調査して、発電に利用可能な流量がどの程度確保できるのか、検討することとした。



写2.1 分水槽の流況状況



写2.2 水位計設置状況



写2.3 流速測定状況



図2.2 流量観測位置図

2) 流量観測の解析方法

発電計画の取水地点における流況曲線図を、流量測定データより作成する。

流況曲線図とは、縦軸に流量、横軸に日数を取り、1年間の日流量データを順番に並び替えしたものであり、図2.2 に示すように図化したものです。

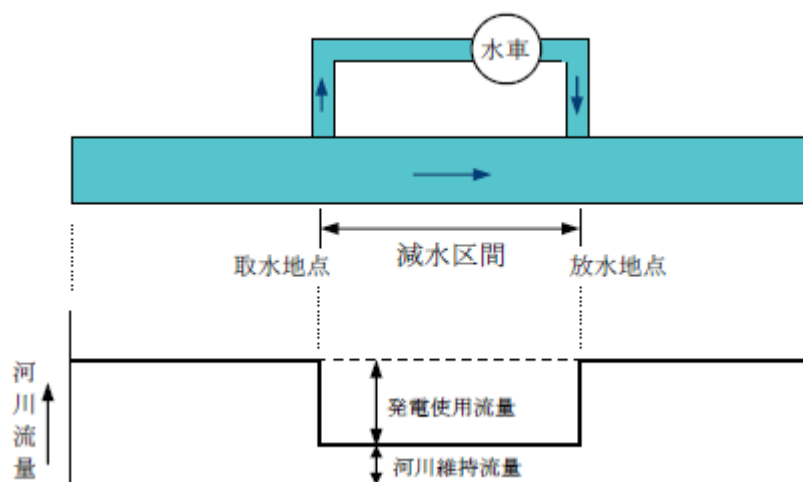


図2.3 発電流量取水概念図

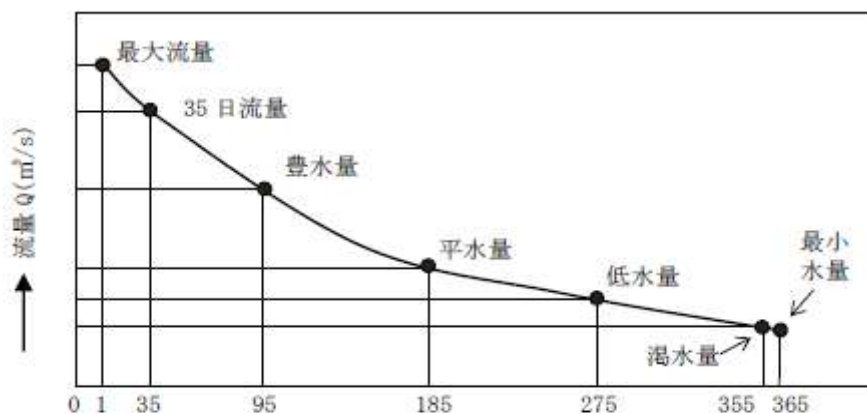


図2.4 一般的な流況図

ここで、図2.3 における各水量の意味を表2.3 に示します。

表2.3 流量に関する用語の説明

用 語	説 明
最小水量	1 年中の最も少ない流量
渇水量	1 年を通じて355 日間はこの流量より下がない流量
低水量	1 年を通じて275 日間はこの流量より下がない流量
平水量	1 年を通じて185 日間はこの流量より下がない流量
豊水量	1 年を通じて95 日間はこの流量より下がない流量
35 日流量	1 年を通じて35 日間はこの流量より下がない流量
最大流量	1 年中の最も多い流量

発電計画において決定すべき使用水量としては、最大使用水量と常時使用水量の2つがある。

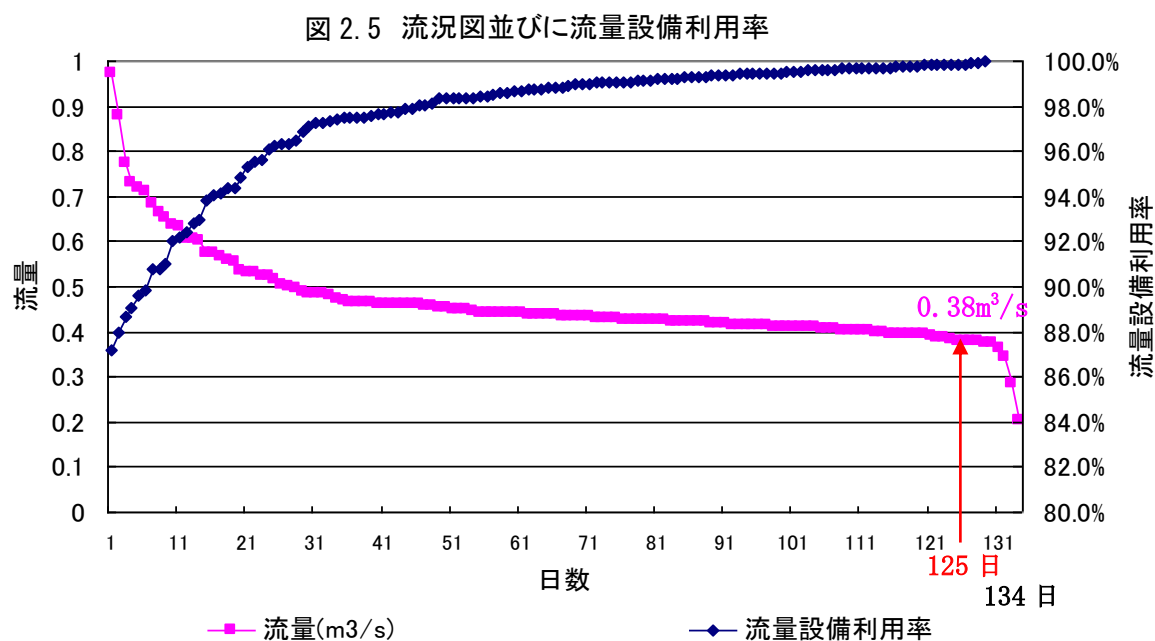
最大使用水量 $Q_{\max}$ は、発電所で使用する最大の水量（流量）であり、最大出力はこれによって定まります。また常時使用水量 Q_f は、1年中を通して355日（渇水量）使用し得る水量である。

（４）発電流量の検討

流量観測データは、「平成24年度駒ヶ根市小水力発電可能性調査事業 水量調査業務」報告書のとおりである。

本業務では、平成24年9月20日から平成25年1月31日までの134日間流量データを図2.6のとおりグラフにした。

また、本データのうち日平均流量を降順に並べ替えて図2.5に示すとおり流況図並びに設備利用率のグラフを作成した。



これより発電流量は、前項で「常時使用水量 Q_f は、1年中を通して355日使用し得る水量である。」と定義されている。

このことから、流量測定した134日の中で最も小さい流量より昇順で10番目の値を発電流量（常時使用水量 $0.38\text{m}^3/\text{s} \div 0.40\text{ m}^3/\text{s}$ ）とする。

表 2.4 計画諸元

項目	諸 元
常時使用水量	$0.40\text{ m}^3/\text{s}$
流量設備利用率	99.6%

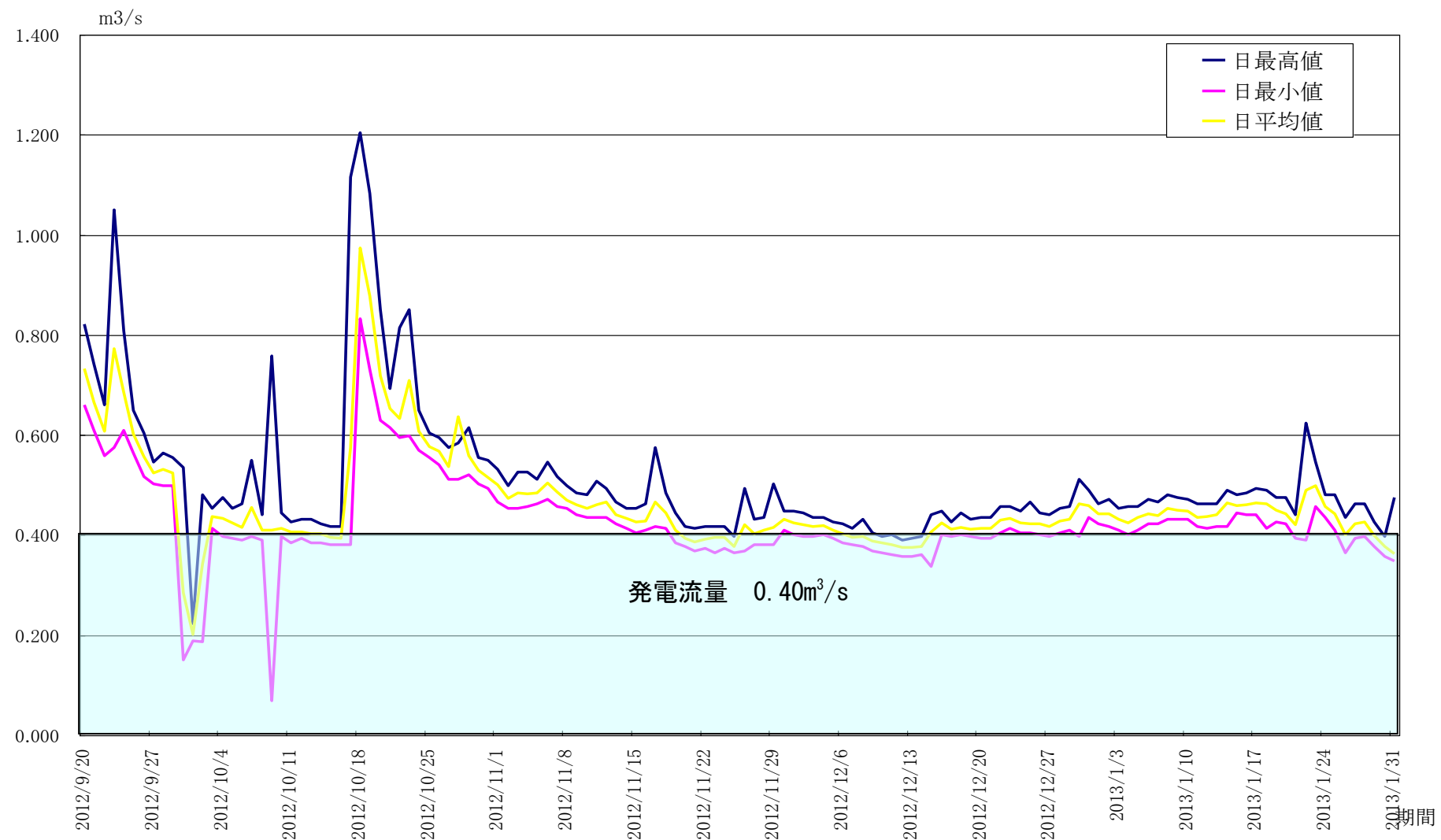


図 2.6 中田切井の流況図

第3章 概略発電計画の策定

3.1 発電ルートを選定

(1) 発電基本事項の検討

ア. 水路ルートを選定

水路ルートは、中田切井の取水口から土砂吐工までの373m間において水力設備を設置する。特に中田切井からの取水管やヘッドタンクの位置は、現地調査の状況や将来の維持管理を考慮して用水路と管理用道路が近接する箇所を選定する。

また、発電所位置は用水取水口より300mから365m程下流の位置とした。

この365m間において、既設平面図、縦断図等より2ルートを選定し、概略の比較検討により最適なルートを選定する。

(7) 取水地点・取水方式

中田切井は、一級河川中田切川の左岸より取水しており、取水後は分水槽により農業用水並びに工業用水が計測され、開水路と暗渠工の複合水路で流下している。

発電用水の取水位置は、維持管理を考慮して用水と管理道路とが近接する箇所とし、取水方式は、既設取水管から新設する発電所用ヘッドタンクに導水する方法とする。なお、ヘッドタンク内の余水は、中田切川に放流する。

(4) 発電所及び放水地点

発電所の位置は、維持管理や放水のための水路状況等を考慮してヘッドタンク位置より下流300m～365m程下流の土砂吐工付近に設置する。

以上より、用水路と道路の近接状況や既設配水路縦断勾配の変化する地点等を考慮して以下の2ルートについて検討を行う。

- ① 中田切井の分水口から下流約300mに発電所を設置するルート
- ② 中田切井の分水口から下流約365mに発電所を設置するルート



写真 3.1 取水地点上流側状況



写真 3.1 分水工 発電所設置位置下流側

(ウ) 比較水路ルート

水路ルートの比較検討ケースは、取水地点、発電所及び放水地点より、以下の２ルートとした。なお、水路ルートは図 3.1、及び図 3.2 に示す。

① 水路ルート 1

水路ルート 1 は、中田切川の用水取水口後の分水槽から発電用ヘッドタンクに取水し、新設水圧管路で計画平面図測点 300 の分土工付近に設置する発電所まで導水（約 290m）する。なお、新設水圧管路は用水に併設された管理用道路下へ埋設する。

発電した後は、農業用水並びに工業用水を計測して受益に流送するとともに、余水は中田切川へ放水する。

② 水路ルート 2

水路ルート 2 は、中田切川の用水取水口後の分水槽発電から発電用ヘッドタンクに取水し、新設水圧管路で計画平面図測点 365 の分土工付近に設置する発電所まで導水（約 355m）する。なお、新設水圧管路は用水に併設された管理用道路下へ埋設する。

発電した後は、農業用水並びに工業用水を計測して受益に流送するとともに、余水は中田切川へ放水する。

水路ルート比較（平面図）

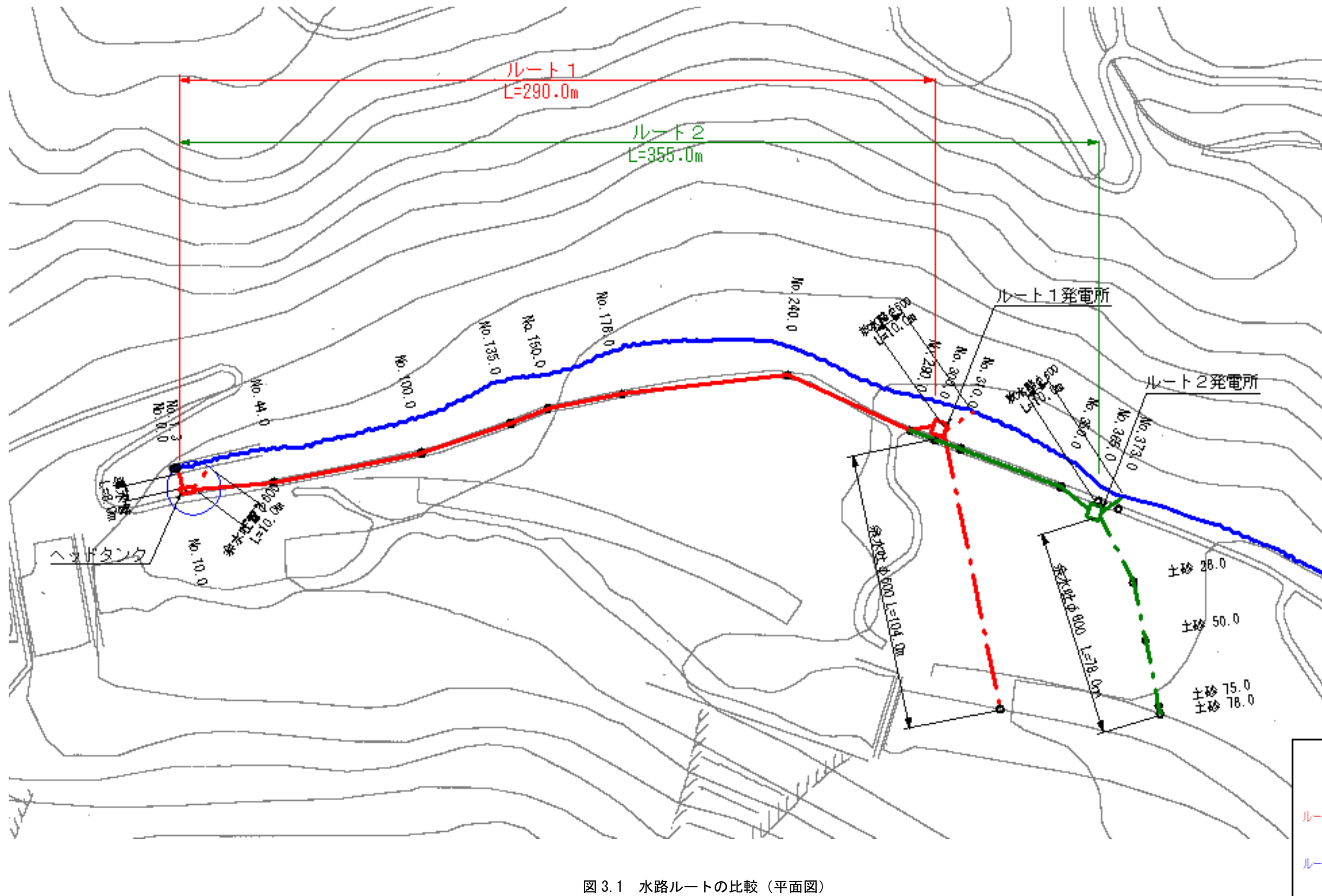


図 3.1 水路ルート比較（平面図）

水路ルート比較（縦断図）

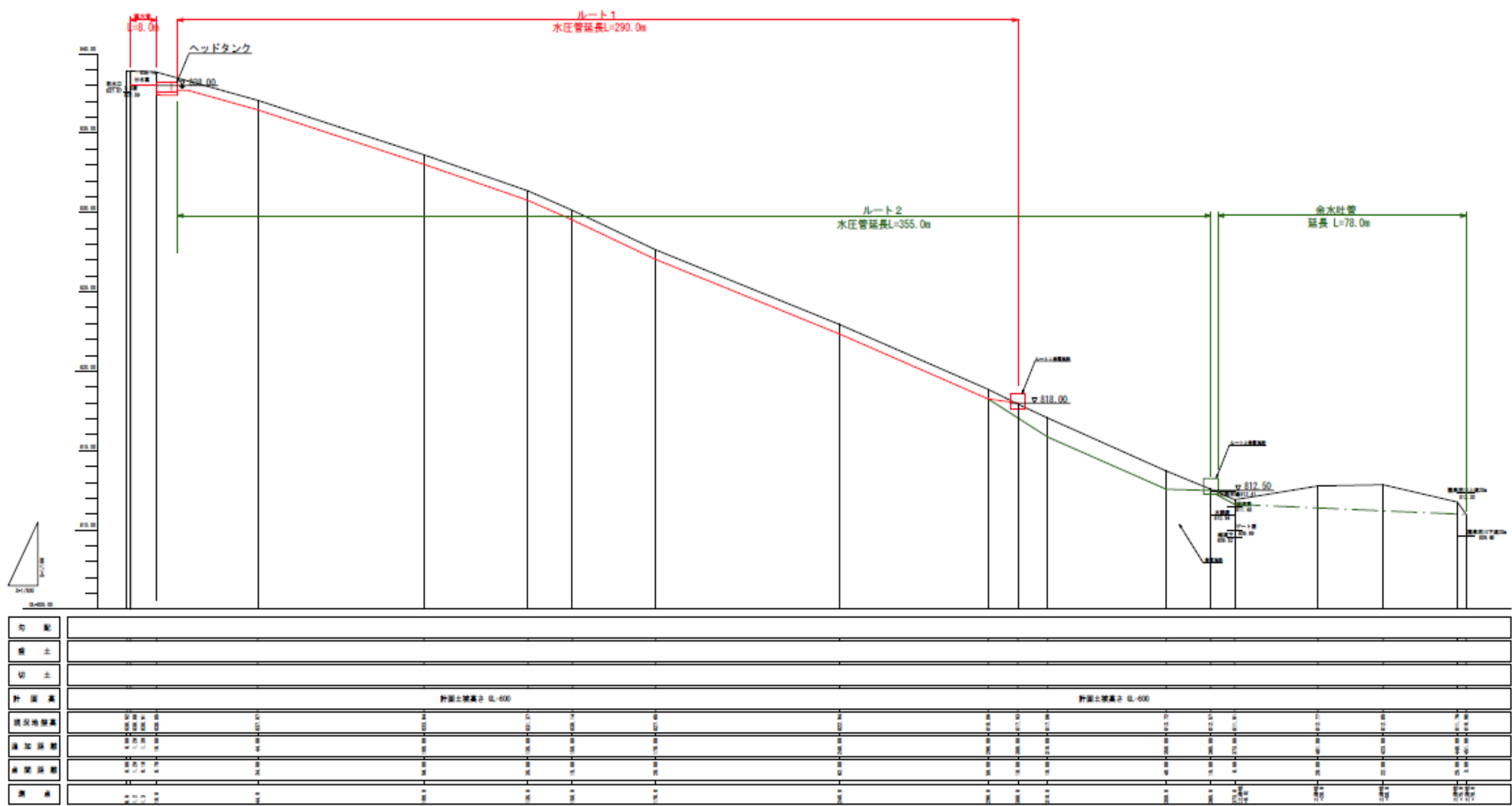


図 3.2 水路ルート比較（縦断図）

イ. 水路ルートを選定

(ア) 最大使用水量

水路ルートを選定における常時使用水量は、流況資料より、流量設備利用率が 99.6%となる $0.40\text{m}^3/\text{s}$ とした。

(イ) 取水位、放水位及び有効落差

取水位は、ルート 1 並びにルート 2 とともに EL. 838.00 とした。

また、放流利（発電位置）は、ルート 1 が約 300m 下流 EL. 818.00m、ルート 2 が約 365m 下流の土砂吐工付近の EL. 812.50m、とした。

これより有効落差は水路ルートより概算で損失水頭を算出し設定した。（表 3.2 参照）

(ウ) 水車形式の選定

ルート 1～2 の水車形式は常時使用水量（ $0.40\text{m}^3/\text{s}$ ）、有効落差（18.07～24.60m）から、図 3.3 の水車形式選定図より、クロスフロー水車、横軸フランシス水車、プロペラ水車（インライン式）、ポンプ逆転水車の 4 機種が選定される。

これらの水車形式のうち、プロペラ水車（インライン式）、ポンプ逆転水車は、流量一定運転が原則の水車形式であるため、変化のある自然河川や農業用水路から発電使用水を取水する計画地点においては、適合性が低い。

本章では、各水車の特性等を記し、後述の『水車・発電機の選定』において、クロスフロー水車、横軸フランシス水車の比較検討を行う。

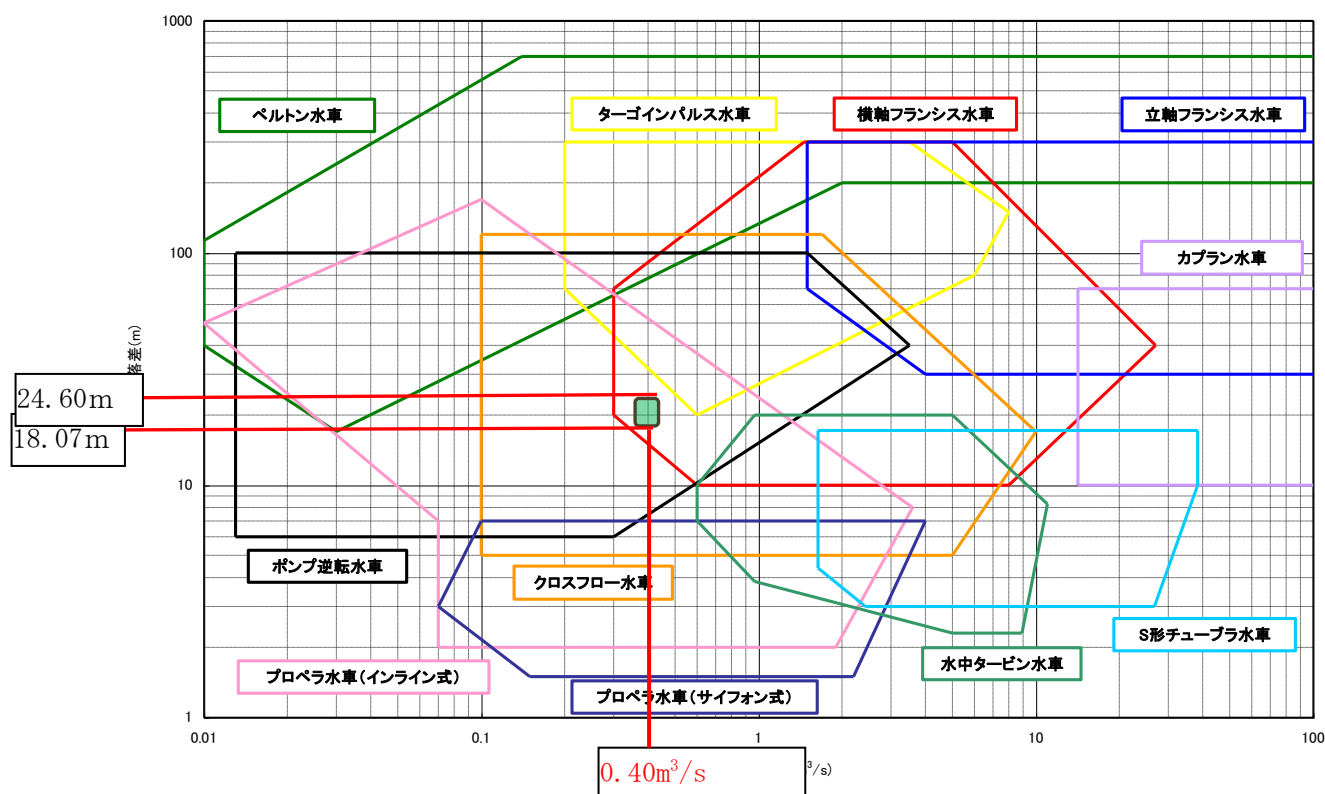
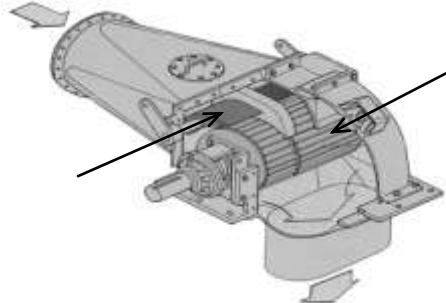
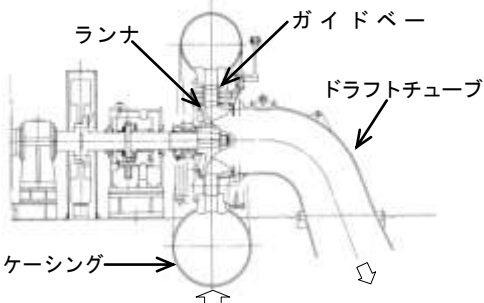
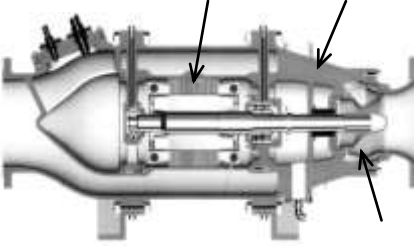
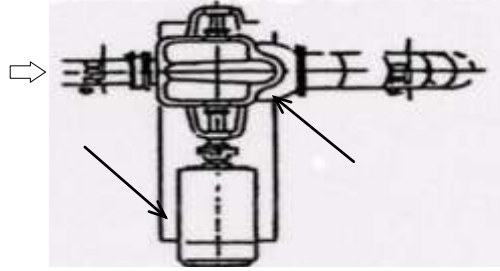


表 3.1 水車形式の選定結果

水車形式	クロスフロー水車	横軸フランシス水車	プロペラ水車（インライン式）	ポンプ逆転水車
水車区分	衝動水車	反動水車	反動水車	反動水車
概略図				
特徴	流水が円筒形のランナに軸と直角方向に流入し、ランナ内を貫通して流出する水車で、流量調整できる機構（ガイドベーン）を備え、軽負荷特性に優れた中小水力用の水車で、構造が簡単である。 ガイドベーンを2～3枚に分割することで軽負荷特性が良好で、一般に 15%程度の負荷でも運転可能である。	流水はランナの全周から中心に向かって流入し、水圧によりランナを回転させつつ、ランナ内で軸方向に向きを変えて流出する。流量調整できる機構（ガイドベーン）を備え、低～高落差、小～大流量までの広い範囲で用いられるが、構造が複雑である。 軽負荷特性は、一般に 30%程度の負荷でも運転可能である。	円筒プロペラ水車の一種であり、水車軸に発電機を直結したタイプと、水車上に発電機を搭載し、水車回転部と発電機をベルトで連結したタイプがある。流量変化に対しては、流量調整弁や可動翼ランナの採用が可能。 水道用施設（パイプライン）に利用されるケースが多い。	標準立軸（横軸）ポンプを逆転させて使用する。ランナ固定用ネジを標準ポンプに対し、逆に切る必要がある。流入方向がポンプの場合と比較して反転するため、ランナ形状がポンプの場合と逆になる。 ガイドベーンを有せず、一定流量のみ。最高効率が 80%未満と低い。
機器費	構造が簡素であり、機器費は他の水車に較べて安価である。	構造が比較的複雑なことから機器費が高い。	固定翼ランナの機器費は比較的安いが、可動翼ランナを採用した場合は機器費が増大する。	機器費は比較的安い。
維持管理	維持管理は容易であり、一般的な磨耗部品の点検及び交換を行う。	維持管理は容易であり、一般的な磨耗部品の点検及び交換を行う。	メンテナンス費用は、磨耗部品が少ないため安価で、保守性も高い。	維持管理は容易であり、一般的な磨耗部品の点検及び交換を行う。

注）衝動水車：圧力水頭を持つ水をノズルから噴出させて、すべて速度水頭に変えて、噴出水の衝動によりランナを回転させる構造の水車。反動水車：圧力水頭を持つ流水の水圧をランナに作用させる構造の水車。

(エ) 発電力及び年間可能発電電力量

発電力は表 3.2 に示す有効落差及び損失水頭と水車・発電機総合効率より算定し、年間可能発電電力量は、流量設備利用率、および設備利用率を基に算出した。

表 3.2 水路ルート別発電諸元

項 目	ルート 1 φ 500	ルート 1 φ 600	ルート 2 φ 500	ルート 2 φ 600	備 考
取 水 位 (EL.m)	838.00	838.00	838.00	838.00	
放 水 位 (EL.m)	818.00	818.00	812.50	812.50	水車中心
総 落 差 (m)	20.00	20.00	25.50	25.50	
有 効 落 差 (m)	18.07	19.27	23.14	24.60	FRPM 管 φ 500 V=2.04m/s FRPM 管 φ 600 V=1.42m/s
水 路 延 長 (m)	290.0	290.0	355.0	355.0	
常 時 使 用 水 量 (m ³ /s)	0.40	0.40	0.40	0.40	流量設備利用率 99.6%
常 時 出 力 (kW)	55.7	59.1	71.3	75.7	
水車・発電機総合効率 (%)	78.7	78.3	78.7	78.6	ハイドロパレー計画 ガイドブックより
年間可能発電電力量 (MWh)	439.1	465.9	562.1	596.8	設備稼働率 90%

設備稼働率：(豪雨や台風、設備点検での機器停止日を考慮して 90%とする。)

○管径の検討

発電時の流速を 2.0m/s で設計すると、常時使用水量 0.40m³/s より管径は

$$Q = AV \quad \text{より} \quad A = Q/V = 0.40\text{m}^3/\text{s} \div 2.0\text{m/s} = 0.20\text{m}^2$$

$$D = (4 \times A \div \pi)^{(1/2)} = (4 \times 0.20 \div 3.14)^{0.5} = 0.505 \text{ m}$$

従って、φ 500～600 の管計で検討する。

○管の損失水頭の計算

損失水頭の計算は、「水門鉄管技術基準 F R P (M) 水圧管 編 (水門鉄管協会)」に基づいて行う。

・摩擦による損失水頭

$$h_f = f' \cdot \frac{L}{R} \cdot \frac{V^2}{2g} \quad \left(\frac{f'}{R} = \frac{124.5 \cdot n^2}{D^{4/3}} \right)$$

$$= \frac{124.5 \cdot n^2 \cdot R}{D^{4/3}} \cdot \frac{L}{R} \cdot \frac{V^2}{2g}$$

$$= \frac{124.5 \cdot n^2 \cdot L \cdot V^2}{D^{4/3} \cdot 2g}$$

h_f : 摩擦による損失水頭 (m)

n : 粗度係数 = 0.01 (FRPM 管、HIVP 管)

D : 管内径 (m)

L : 管路の長さ (m)

V : 流速 (m/s)

R : 管路の径深 (m)

g : 重力の加速度 (9.8m/s²)

※年間可能発電電力量 (kWh)

- ・ルート 1 (φ 500) : 55.7kW×365 日間×24 時間×90% = 439,138 (kWh)
= 439.1 (MWh)
- ・ルート 1 (φ 600) : 59.1kW×365 日間×24 時間×90% = 465,944 (kWh)
= 465.9 (MWh)
- ・ルート 2 (φ 500) : 71.3kW×365 日間×24 時間×90% = 562,129 (kWh)
= 562.1 (MWh)
- ・ルート 2 (φ 600) : 75.7kW×365 日間×24 時間×90% = 596,818 (kWh)
= 596.8 (MWh)

(オ) 概算工事費

各水路ルート of 概算工事費を以下の要領で算出し、その結果を表 3.3 に示す。

- (1) 「ハイドロバレー計画(平成 17 年 3 月 財団法人新エネルギー財団)」のうち、概算工事費の積算基準に準拠して算出。
- (2) 放水口工事費は、放水路に含むこととして計上しない。

表 3.3 各水路ルートの概算工事費

単位: 百万円

積算項目		ルート 1 φ 500	ルート 1 φ 600	ルート 2 φ 500	ルート 2 φ 600	備 考
1)	土地保障費	—	—	—	—	
2)	建物関係	9.1	9.4	10.3	10.7	地上式 $Y=1.11X^{0.522}$
3)	土木関係	92.0	111.8	98.5	120.0	Σ①～③
	① 水路	a. 取水ダム	—	—	—	—
		b. 取水口	6.0	6.0	6.0	水路半径 $r=0.3m$ として計算
		c. 沈砂池	7.6	7.6	7.6	スラブ無し
		d. 導水路	0.9	0.9	0.9	暗渠 $L=10m$
		e. 水槽	4.7	4.7	4.7	—
		f. 余水路	14.6	19.2	11.3	ルート 1 暗渠 $L=114m$ ルート 2 暗渠 $L=88m$
		g. 水圧管路	37.1	48.5	45.4	FRPM φ 500 埋設 FRPM φ 600 埋設
		h. 放水路	1.1	1.1	1.1	$L=10m$
		i. 放水口	2.1	2.4	2.1	—
		k. 雑工事	7.5	9.1	8.0	$\{a+ \sim j\} \times 10\%$
	②貯水池又は調整池		—	—	—	—
	③機械装置	1. 基礎	2.0	2.1	2.4	地上式
		m. 諸装置	8.4	10.2	9.0	$\{a+ \sim l\} \times 10\%$
4)	発電機器・制御機器類	48.9	49.9	53.8	55.0	—
5)	仮設備費	7.5	8.6	8.2	9.3	$\{2\}+3\}+4\} \times 5\%$
6)	総係費	11.1	12.6	12.0	13.7	$\{2\}+3\}+4\}+5\} \times 7\%$
7)	(小計)	168.5	192.3	182.7	208.7	
8)	ダム分担金	—	—	—	—	—
9)	建設中利子	—	—	—	—	
10)	分担関連費	—	—	—	—	
11)	送配電設備費	1.0	1.0	1.0	1.0	送電距離 100m 中電開取単価 1 万/m (架空 3.3～6.6kV 級)
12)	(計)	169.5	193.3	183.7	209.7	$7\}+8\}+9\}+10\}+11\}$

表 3.4 各水車形式別 概算工事費積算根拠

項 目		積 算 条 件	
建 物	関 係	『積算基準』により計上	図 3.1
土 木	関 係		
①水路	a. 取水ダム	取水口を含むため、計上しない	
	b. 取水口	『積算基準』により計上	図 3.7
	c. 沈砂池	『積算基準』により計上	図 3.13
	d. 導水路	『積算基準』により計上	図 3.15, 16
	e. 水槽	『積算基準』により計上	図 3.18
	f. 余水路	『積算基準』により計上	図 3.22
	g. 水圧管路	FRPM 管埋設工として計算	単価表添付
	h. 放水路	『積算基準』により計上	図 3.16
	i. 放水口	放水路工を含むため、計上しない	図 3.36
	j. 雑工事	『積算基準』により計上	
③機械装置	k. 基礎	『積算基準』により計上	図 3.39
	l. 諸装置	『積算基準』により計上	
発電機器・制御機器類		複数メーカーの見積り金額を参考に計上	
仮設設備費		『積算基準』により計上	
総 係 費		『積算基準』により計上	
送配電設備費		『積算基準』により計上	

※『積算基準』： ハイドロバレー計画ガイドブック（平成 17 年 3 月 財団法人新エネルギー財団）
「添付資料-3 概算工事費の積算基準」

(カ) 最適水路ルート決定

各水路ルートの比較検討の結果 経済的な最適ルートは、表 3.5 に示すとおりである。

ルート 1 並びにルート 2 とも発電用水導水管の管径は、φ 500 が経済的に有意となった。

表 3.5 各水路ルートの比較検討結果

項 目		ルート 1 φ 500	ルート 1 φ 600	ルート 2 φ 500	ルート 2 φ 600
発 電 計 画	取 水 位 (EL. m)	838.00	838.00	838.00	838.00
	放 水 位 (EL. m)	818.00	818.00	812.50	812.50
	総 落 差 (m)	20.00	20.00	25.50	25.50
	有 効 落 差 (m)	18.07	19.27	23.14	24.60
	常 時 使 用 水 量 (m ³ /s)	0.40	0.40	0.40	0.40
	常 時 出 力 (kW)	55.7	59.1	71.3	75.7
	年間可能発電電力量 (MWh)	439.1	465.9	562.1	596.8
	流量設備利用率 (%)	100	100	100	100
	設 備 利 用 率 (%)	90	90	90	90
工 事 費 (百万円)		169.5	193.3	183.7	209.7
経 済 性	建 設 単 価 (円/kWh)	387	415	327	352
最 適 ル ー ト		◎		◎	

3.2 水車形式の選定

(1) 適応水車の抽出

本発電計画地点における水車形式の選定は、前章の結果より、開発規模の計画諸元に基づいて行う。

本発電計画地点で適用可能な水車形式は、表 3.5 に示す有効落差及び最大使用水量の計画諸元から、図 3.4 の水車選定図を用いて、クロスフロー水車、ポンプ逆転水車、プロペラ水（インライン式）の 4 機種が抽出される。

本章では、各水車の特性等を記し、後述の『水車・発電機の選定』において、各水車の比較検討を行う。

表 3.5 計画諸元

項目	諸 元
最大使用水量	0.40 m ³ /s
有 効 落 差	ルート 1 18.07 m
	ルート 2 23.14 m

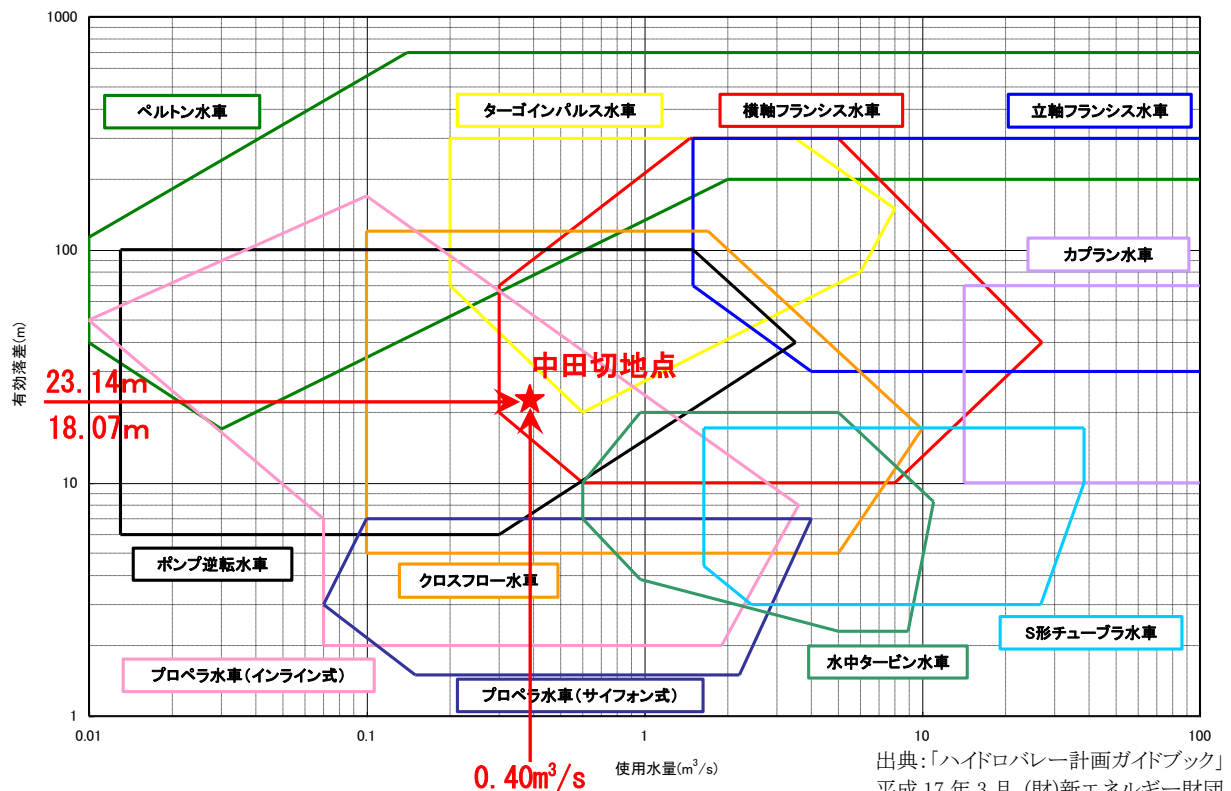
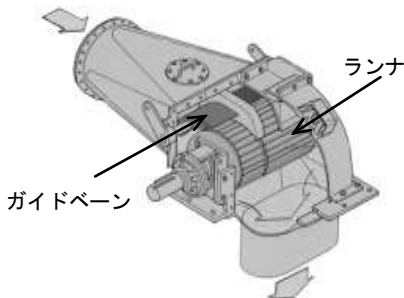
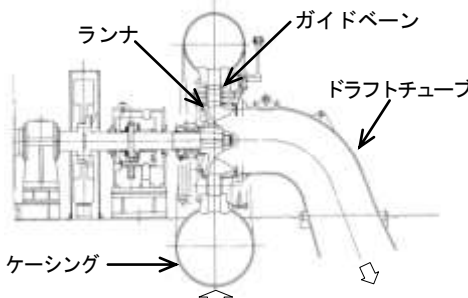


図 3.4 水車形式選定図

表 3.6 水車形式の選定結果

水車形式	クロスフロー水車	横軸フランシス水車
水車区分	衝動水車	反動水車
概略図		
特徴	流水が円筒形のランナに軸と直角方向に流入し、ランナ内を貫通して流出する水車で、流量調整できる機構（ガイドベーン）を備え、軽負荷特性に優れた中小水力用の水車で、構造が簡単である。 ガイドベーンを 2～3 枚に分割することで軽負荷特性が良好で、一般に 15%程度の負荷でも運転可能である。	流水はランナの全周から中心に向かって流入し、水圧によりランナを回転させつつ、ランナ内で軸方向に向きを変えて流出する。流量調整できる機構（ガイドベーン）を備え、低～高落差、小～大流量までの広い範囲で用いられるが、構造が複雑である。 軽負荷特性は、一般に 30%程度の負荷でも運転可能である。
機器費	構造が簡素であり、機器費は他の水車に較べて安価である。	構造が比較的複雑なことから機器費が高い。
維持管理	維持管理は容易であり、一般的な磨耗部品の点検及び交換を行う。	維持管理は容易であり、一般的な磨耗部品の点検及び交換を行う。
経済性	ルート 1 の場合 387 円/kWh ルート 2 の場合 327 円/kWh	ルート 1 の場合 326 円/kWh ルート 2 の場合 276 円/kWh
評価	衝動水車のため、水車軸中心位から放水位までの落差は全損失となり、落差を利用できず、その分経済性に劣る。	機器費はクロスフロー水車を選定した場合より高くなるが、出力及び発電電力量が他の水車より大きくなることから、経済性で最も優れている。
		○

注) 経済性は、kWh 当たりの建設単価。また、概算工事費算出にあたり、電気関係工事費は、メーカー見積りを参考にした。

(2) 水車の比較検討

図 3.4 の水車選定図より抽出された 4 機種の水車形式のうち、ポンプ逆転水車、プロペラ水車（インライン式）は、流量一定運転が原則の水車形式であるため、変化のある自然河川や農業用水路から発電使用水を取水する本発電計画地点には適合性が低い。

したがって、本発電計画地点ではクロスフロー水車と横軸フランシス水車とで経済性の比較検討を実施する。

(3) 各水車形式の諸元

ア. 常時使用水量

最適水路ルートを選定における常時使用水量は、流況資料より、流量設備利用率が 99.6% となる $0.40\text{m}^3/\text{s}$ とした。

イ. 取水位、放水位及び有効落差

取水位は、EL. 383.80m とした。

衝動水車（クロスフロー水車、横軸フランシス水車）の放水位は、水車の特性より、ルート 1 では水車中心標高 EL. 818.0m、ルート 2 では水車中心標高 EL. 812.5m とした。

ウ. 発電力及び年間可能発電電力量

発電力は表 3.7 に示す有効落差及び損失水頭とメーカー数値の水車・発電機総合効率より算定し、年間可能発電電力量は、設備利用率を基に算出した。

各水車形式の発電諸元並びに年間可能発電電力量は表 3.7 に示す。

表 3.7 各水車形式別 発電諸元

項 目	ケース 1 No. 300		ケース 2 No. 365		備 考
水 車 形 式	クロスフロー水車	横軸フランシス水車	クロスフロー水車	横軸フランシス水車	
取 水 位 (EL. m)	838.00	838.00	838.00	838.00	
放 水 位 (EL. m)	818.00	818.00	812.50	812.50	
総 落 差 (m)	20.00	20.00	25.50	25.50	
有 効 落 差 (m)	18.07	18.07	23.14	23.14	
水 路 延 長 (m)	290.0	290.0	355.0	355.0	FRPM 管 ϕ 500mm
常 時 使 用 水 量 (m^3/s)	0.40	0.40	0.40	0.40	
常 時 出 力 (kW)	53.1	58.4	68.4	75.2	
水車・発電機総合効率 (%)	75.0	0.825	75.5	83.0	
年間可能発電電力量 (MWh)	418.6	460.4	539.2	592.8	設備稼働率 90%

(4) 各水車形式の概算工事費

各水路ルート of 概算工事費は、以下の要領で算出し、その結果は表 3.8 に示す。

ア.「ハイドロバレー計画（平成 17 年 3 月 財団法人新エネルギー財団）」のうち、概算工事費の積算基準に準拠して算出。

イ. 沈砂池は、水槽と兼用できることから、計上しない。

ウ. 放水口工事費は、放水路に含むこととして計上しない。

表 3.8 各水車形式別 概算工事費

単位:百万円

積算項目			ケース 1		ケース 2		備 考
			クロスフロー水車	横軸フランシス水車	クロスフロー水車	横軸フランシス水車	
1)	土地補償費		—	—	—	—	—
2)	建物関係		5.9	9.3	10.1	10.6	地上式
3)	土木関係		92.0	92.0	98.5	98.5	Σ①～③
①水路	a.	取水ダム	—	—	—	—	—
	b.	取水口	6.0	6.0	6.0	6.0	水路半径 r=0.30m として計算
	c.	沈砂池	7.6	7.6	7.6	7.6	—
	d.	導水路	0.9	0.9	0.9	0.9	暗渠 L=10m
	e.	水槽	4.7	4.7	4.7	4.7	—
	f.	余水路	14.6	14.6	11.3	11.3	ルート 1 暗渠 L=114m ルート 2 暗渠 L=88m
	g.	水圧管路	37.1	37.1	45.4	45.4	FRPM φ 500 埋設
	h.	放水路	1.1	1.1	1.1	1.1	L=10m
	i.	放水口	2.1	2.1	2.1	2.1	—
	i.	道路工事	—	—	—	—	—
	k.	雑工事	7.5	7.5	8.0	8.0	{a+～j}×10%
	②貯水池又は調整池		—	—	—	—	—
	③機械装置	1. 基礎	2.0	2.0	2.4	2.4	地上式
		m. 諸装置	8.4	8.4	9.0	9.0	{a+～l}×10%
4)	発電機器・制御機器類		56.5	61.5	60.5	64.5	見積書による
5)	仮設備費		7.9	8.2	8.5	8.7	—
6)	総係費		11.6	12.0	12.5	12.8	{2)+3)+4)+5)}×7%
7)	(小計)		176.9	183.0	190.1	195.1	—
8)	ダム分担金		—	—	—	—	—
9)	建設中利子		—	—	—	—	—
10)	分担関連費		—	—	—	—	—
11)	送配電設備費		1.0	1.0	1.0	1.0	送電距離 100m 中電開取単価 1 万/m (架空 3.3～6.6kV 級)
12)	(計)		177.9	184.0	191.1	196.1	7)+8)+9)+10)+11)

第4章 経済性の評価

(1) 各水車形式の経済性

前項の水車特性を踏まえ、クロスフロー水車と横軸フランシス水車で経済性の検討を行なった。

各ケースの比較検討結果より最適水車型式は、表 4.1 に示すとおり建設単価が最も安価となる横軸フランシス水車とする。

表 4.1 各水車形式の経済性

項 目		ケース 1		ケース 2	
		クロスフロー水車	横軸フランシス水車	クロスフロー水車	横軸フランシス水車
発電計画	取水位 (EL. m)	838.00	838.00	838.00	838.00
	放水位 (EL. m)	818.00	818.00	812.50	812.50
	総落差 (m)	20.00	20.00	25.50	25.50
	有効落差 (m)	18.07	18.07	23.14	23.14
	常時用水量 (m^3/s)	0.400	0.400	0.400	0.400
	常時出力 (kW)	53.1	58.4	68.4	75.2
	年間可能発電電力量 (MWh)	418.6	460.4	539.2	592.8
	流量設備利用率 (%)	100	100	100	100
	設備利用率 (%)	90	90	90	90
工事費 (百万円)		177.9	184.0	191.1	196.1
経済性	建設単価 (円/kWh)	425	400	355	331
最適水車形式			○		○

注) 建設単価＝工事費／年間可能発電電力量

(2) 発電原価による事業評価

1) 保守・メンテナンスコスト

年経費の算出は、「ハイドロバレー計画ガイドブック」の経费率等を参考に行なうことも出来るが、本検討では概ね発電規模が分かっているため、年経費を個別に積み上げた年経費も合わせ算出し、大きい方の値で検討することとした。

本検討を行う際の条件は以下のとおりである。

表 4.2 年経費の検討一覧

経費項目			ルート1 建設費 184,000 千円	ルート2 建設費 196,100 千円	「ハイドロバレーガイドブック」による経費 (諸経费率)
年 経 費	資本費	資本回収費	— (9,200)	— (9,805)	建設費 ÷ 総合耐用年数(20 年)
	直接費	人件費	313	333	建設費 × 0.17%
		修繕費	903	963	(耐用 20 年 平均 0.491%)
		固定資産税	—	—	公設のため見込まない
		その他経費	570	608	建設費 × 0.31%
	間接費	一般管理費	214	228	直接費 × 12%
	計		2,000 (11,200)	2,132 (11,937)	

※ : 「ハイドロバレー計画ガイドブック」平成 17 年 3 月、経済産業省 資源エネルギー庁・(財)新エネルギー財団」P133

2) 発電原価による事業評価

発電価格が電力会社からの買電料金を下回っているか検討する。

$$\text{発電原価 (円/kWh)} = \frac{\text{年間経費}}{\text{年間可能発電電力量 (kWh)}}$$

< ルート 1 >

$$= 2,000,000 \text{ 円} \div 460,425 \text{ kWh} = 4.4 \text{ 円/kWh} < \text{電力会社からの買電料金}$$

従量電灯 A (中部電力) 17.05 円/kWh

< ルート 2 >

$$= 2,132,000 \text{ 円} \div 592,876 \text{ kWh} = 3.6 \text{ 円/kWh} < \text{電力会社からの買電料金}$$

従量電灯 A (中部電力) 17.05 円/kWh

計算の結果、ルート 1 の発電原価は 4.4 円/kWh、ルート 2 の発電原価は 3.6 円/kWh となり、いずれも買電料金 17.05 円/kWh を下回っている。

(3) 建設単価法による事業評価

建設資金は、補助事業を使わずに行なう計画である。

この場合、建設資金の調達は、地元企業等が組織した管理団体への出支や寄付により賄う計画である

表4.3 発電電力量（kWh）当りの建設単価

地 点		ルート 1	ルート 2	備 考
発 電 計 画	取 水 位 (EL. m)	838.00	838.00	
	放 水 位 (EL. m)	818.00	812.50	
	総 落 差 (m)	20.00	25.50	
	有 効 落 差 (m)	18.07	23.14	
	常時使用水量 (m ³ /s)	0.40	0.40	
	常 時 出 力 (kW)	58.4	75.2	
	年間可能発電電力量 (MWh)	460.4	592.8	
	流量設備利用率 (%)	100	100	
	設 備 利 用 率 (%)	90	90	
補 助 率 (%)		0	0	
総 工 事 費 (千円)		184,000	196,100	
補 助 残 額 (千円)		184,000	196,100	
年 間 発 電 電 力 量 (kWh)		460,425	592,876	
電力量当り建設単価 (円/kWh)		400	331	
実 現 性 (最低売電単価)		売電単価は 24.4 円/kWh 以上	売電単価は 20.2 円/kWh 以上	売電単価 < 20~35.7 円/kWh
評 価		○	○	

<事業評価>

発生電力を電気事業者へ一旦売電し、電力供給対象施設（需要施設）に係る電力を購入する方式の場合の建設単価法における事業性評価は、発電施設の建設単価及び発電原価が売電単価から見て相当な水準であることが求められている。

前項で求めた発電原価とkWh当りの建設単価より、事業評価を行なう。

<ルート1の事業評価>

$$\begin{aligned}\text{減価償却費(円/kWh)} &= Z(\text{建設単価(円/kWh)}) \times \text{地元負担率(100\%)} \times \text{残存価格率(100\%)} \\ &\quad \div \text{固定価格買取期間(20年)} \\ &= (400\text{円/kWh} \times 1.0 \times 1.0) \div 20\text{年} = 400\text{円/kWh} \div 20\text{年} \\ &= 20.0\text{円/kWh}\end{aligned}$$

従って、適正な売電単価は、

$$\begin{aligned}\text{適正な売電単価} &\geq \text{発電原価(円/kWh)} + \text{減価償却費(円/kWh)} \quad \text{となり} \\ 4.4\text{円/kWh} + 20.0\text{円/kWh} &= 24.4\text{円/kWh}\end{aligned}$$

となり、売電価格が24.4円/kWh以上であれば、事業性があると評価できる。

<ルート2の事業評価>

$$\begin{aligned}\text{減価償却費(円/kWh)} &= Z(\text{建設単価(円/kWh)}) \times \text{地元負担率(100\%)} \times \text{残存価格率(100\%)} \\ &\quad \div \text{固定価格買取期間(20年)} \\ &= (331\text{円/kWh} \times 1.0 \times 1.0) \div 20\text{年} = 331\text{円/kWh} \div 20\text{年} \\ &= 16.6\text{円/kWh}\end{aligned}$$

従って、適正な売電単価は、

$$\begin{aligned}\text{適正な売電単価} &\geq \text{発電原価(円/kWh)} + \text{減価償却費(円/kWh)} \quad \text{となり} \\ 3.6\text{円/kWh} + 16.6\text{円/kWh} &= 20.2\text{円/kWh}\end{aligned}$$

となり、売電価格が20.2円/kWh以上であれば、事業性があると評価できる。

なお、次項の投資回収年による経済性評価では、売電単価を今年度よりスタートした『再生可能エネルギーの固定価格買取制度』における売電単価35.7円/kWhと同制度における将来的な売電価格を予想した20.00円/kWhで検討を行なっている。

(4) 年間収支額を考慮した場合の投資回収年による事業評価

検討は、売電収入や維持管理費等の支出を加味した経済性評価を県営事業で実施した場合で行なった。検討結果は表4.4に示す。

表 4.4 中田切地区経済性評価結果一覧

地 点	ルート 1	ルート 2	備 考
補 助 率 (%)	0	0	
総 工 事 費 ①(千円)	184,000	191,100	
維 持 管 理 費 ②(千円/年)	2,000	2,132	
発 生 電 力 量 ③(kWh)	460,425	592,876	
売 電 単 価 ④(円/kWh)	35.70	35.70	H24 年度の固定価格買取制度における売電単価
	20.00	20.00	将来の固定価格買取想定価格
売 電 収 入 ⑤(千円) ⑤=③×④	16,437	21,165	
	9,208	11,875	
年 間 収 支 ⑥(千円) ⑥=⑤-②	14,437	19,033	
	7,208	9,743	
補 助 残 額 ⑦(千円)	184,000	191,100	
回 収 年 ⑧(年) ⑧=⑦÷⑥	12.7	10.0	買取価格 35.7 円/kW
	25.5	19.6	買取価格 20.0 円/kW
固定価格買取期間 (年)	20.0	20.0	
実 現 性	○	◎	買取価格 35.7 円/kW
	×	○	買取価格 20.0 円/kW

○：固定価格買取期間～1/2 固定価格買取期間、◎：1/2 固定価格買取期間未満

×：固定価格買取期間の 20 年を越えた場合

- ① ルート 1 補助率 0%で売電単価 35.7 円/kwh の場合は、事業費回収年が固定価格買取期間 20.0 年よりも短い 12.7 年で回収できることから、事業の実現性がに高い。
- ② ルート 1 補助率 0%で売電単価 20.0 円/kwh の場合は、事業費回収年が固定価格買取期間 20.0 年を超える 25.5 年となることから、事業を実現するためには事業費のコスト縮減を図る必要がある。
- ③ ルート 2 補助率 0%で売電単価 35.7 円/kwh では、事業費回収年が固定価格買取期間 20.0 年よりも短い 10.0 年で回収できることから、事業の実現性が非常に高い。
- ④ ルート 2 補助率 0%で売電単価 20.0 円/kwh では、事業費回収年が固定価格買取期間 20.0 年よりも短い 19.6 年で回収でき事業は実施可能であるが、更なる事業費のコスト縮減を図る必要がある。

◎経済性の評価における注意点

今回算定した費用は、製造者からの情報提供、また「ハイドロバレー計画（平成 17 年 3 月 財団法人新エネルギー財団）」の概算工事費の積算基準をもとに算出したものであり、詳細な仕様に基づいた費用ではない。また、回収年に関して、年経費等を考慮した数値ではない。

よって、実際の費用とは精度が異なるため、取扱いには注意を要する。実施に当たっては、再度、検討、詳細設計、及び積算を行う必要がある。

（５）経済性評価、考察

今回のシミュレーションにおいては、補助金を最大限活用することで、設備の耐用年数期間内で建設コスト回収が可能であり、事業化の可能性が期待できる結果となった。

本シミュレーションは、条件(流量、有効落差、設備利用率等)を仮定して行ったが、実際、水力発電事業を計画する際は、これらの条件を再整理すると共に、諸条件により経済性評価に係る検討項目、評価内容について詳細検討を進めていく必要がある。

第5章 総合検討

(1) 今後の計画推進に向けた課題等の提言

1) 河川法関係

河川法の許可申請に当たっては、事前に事業の概要や設計の妥当性を確認する協議を河川管理者と十分に行う必要がある。

発電のための水利使用（特定水利使用）は、出力の大小に係らず、河川法第23条に基づく水利権の取得が必要である。特に本地区は、かんがい用水として既得水利権以上の水量で発電を計画しているため、新たに発電用水利権の取得が必要で、河川管理者の許可を受ける必要がある。

このように河川より新たな水を取水する場合は、河川に減水区間が生じる。(図2.3参照)

新たな取水許可をとるためには、河川区分した区間毎に、渇水時における障害の状況や流量の変化と水深、流速、水面幅、水質等の変化との関係及びそれらが動植物の生態系や景観等に及ぼす影響を調査する必要がある。そして、新たに水を取水した場合、渇水時であっても確保すべき最低限の流量がながれる検証する必要があり多額の費用と多大な時間が必要となる。

更には、駒ヶ根市、水利組合、漁協及び農業用水を利用する関係水利者との協議・同意も必要となる。

○ 河川法第55条（河川保全区域における行為の制限）

河川保全区域内（長野県は河川界から堤内地側に18m入った地域）において、次に掲げる行為をしようとする者は、国土交通省令で定めるところにより、河川管理者の許可を受けなければならない。

- 一 土地の掘さく、盛土又は切土その他土地の形状を変更する行為
- 二 工作物の新築又は改築

2) 電気事業法

本計画は、事業用電気工作物のうち自家用発電設置者の自家用電気工作物となるため、以下の法令を遵守する必要がある。また、届出に当たっては、所管の中部近畿産業保安監督部電力安全課と事前の説明・協議を十分に行う必要がある。

ア. 電気事業法第39条（事業用電気工作物の維持）

事業用電気工作物を設置する者は、事業用電気工作物を経済産業省令で定める技術基準に適合するように維持しなければならない。

イ. 電気事業法第42条（保安規程）

事業用電気工作物を設置する者は、事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安を確保するため、経済産業省令で定めるところにより、保安を一体的に確

保することが必要な事業用電気工作物の組織ごとに保安規程を定め、当該組織における事業用電気工作物の使用（第五十条の二第一項の自主検査又は第五十二条第一項の事業者検査を伴うものにあつては、その工事）の開始前に、経済産業大臣に届け出なければならない。

2 事業用電気工作物を設置する者は、保安規程を変更したときは、遅滞なく、変更した事項を経済産業大臣に届け出なければならない。

ウ．電気事業法第 43 条（主任技術者）

事業用電気工作物を設置する者は、事業用電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安の監督をさせるため、経済産業省令で定めるところにより、主任技術者免状の交付を受けている者のうちから、主任技術者を選任しなければならない。

エ．電気事業法第 48 条（工事計画）

事業用電気工作物の設置又は変更の工事（前条第一項の経済産業省令で定めるものを除く。）であつて、経済産業省令で定めるものをしようとする者は、その工事の計画を経済産業大臣に届け出なければならない。その工事の計画の変更（経済産業省令で定める軽微なものを除く。）をしようとするときも、同様とする。

2 前項の規定による届出をした者は、その届出が受理された日から三十日を経過した後でなければ、その届出に係る工事を開始してはならない。

3）電力会社との調整関係

ア．系統連系

本計画では、電力会社の系統に連系して、全量売電をする。系統連系の詳細については、電力会社（中部電力㈱）と協議を十分に行う必要がある。

イ．売電単価

経済産業大臣は、毎年度、当該年度の開始前に、電気事業者が再生可能エネルギー電気の調達につき、経済産業省令で定める再生可能エネルギー発電設備の区分、設置の形態及び規模ごとに、当該再生可能エネルギー電気の 1 キロワット時当たりの価格（以下「調達価格」という。）及びその調達価格による調達に係る期間（以下「調達期間」という。）を定めることとなっている。

これを固定価格買取制度というが、事業を行なう年度において買取価格の適用を受けるためには、経済産業省令及び告示上、当該年度末3月31日までに、(1)経済産業大臣の設備認定を受けることと、(2)系統連系に関する契約の申込み書類を電気事業者が受領することの2点を済ませておく必要がる。

このうち、(2)の系統連系に関する契約の申込み書類を電気事業者に提出するに当たっては、通常、事前に電気事業者に対して系統の空き状況の確認や連系にあたって必要となる対策などの検討を求める必要がるが、このプロセスには約3か月かかるので、留意ねがいたい。

4) 関係者との調整関係

ア. 土地改良施設利用

本計画では、水利組合が管理する中田切井水取水余水吐～分岐点の落差を利用するものであり、発電所設備の設置に当たっては、事前に駒ヶ根市、水利組合、漁協や水利利用者と協議を行い、施設の共同利用の同意書が必要となる。

イ. 土地改良施設の他目的使用

本計画は、農業用施設を発電目的に使用することから、他目的使用となり、使用料を払う必要があるため、協議が必要である。

5) 今後の発電計画の推進

農業水利施設利用小水力発電導入促進事業の設計業務では、水力開発における事業化の可否を判断するための可能性調査である。

実施に当たっては、取水設備、電気機械設備、付帯設備等の詳細設計及び負荷遮断時における既設農業用水路への影響等の詳細検討が必要である。

今後の詳細検討や関係者との協議等において、更なる設計合理化等による発電所建設費の抑制などにより、耐用年数内の短期間での建設資金の回収が可能となることも考えられることから、今後の発電計画推進に当たっては十分な検討が必要である。

特に留意する点を記述する。

○有効落差の算定は、既存の縦断図を参考に求めているため、測量等によりルート確定後再検討する必要がある。

○常時使用水量について本検討では、流量調査により使用水量を $0.40\text{m}^3/\text{s}$ としたが、実施に際しては、再度、詳細な最大使用水量の検討が必要である。

○既存の水量調整方法や水利管理との整合性については、今回検討対象外となるため、再検討を要する。また、取水設備等は、既存情報から想定した一例で検討しており、実施の際は現地状況との整合性を考慮する必要がある。

○制御方式等により、構成設備の変動があるため、実施に当たっては、具体的な制御方法、制御電源の供給方法等を考慮する必要がある。