

令和 7 年 12 月 25 日

豊田市大野瀬町梨野地区における小水力発電所
事業性評価調査・公募資料作成業務委託
報告書

株式会社リバー・ヴィレッジ

目次

1. 事業概要	4
1.1. 業務概要	4
1.2. 業務の目的	4
1.3. 業務内容	5
1.4. 実施スケジュール	6
1.5. 調査地点概要	7
2. 流量調査	8
2.1. 水位計設置方法	9
2.2. 現地での流量実測方法	11
2.3. 流量調査結果	14
2.4. 近傍ダムデータの選定	18
2.5. ダムデータによる推定流量と実測流量の比較	19
2.6. 河川流況作成	22
2.7. 維持流量・灌漑流量	24
3. 基本設計	26
3.1. レイアウト検討	26
3.2. 土木設計	30
3.2.1. 取水施設・導水路	30
3.2.2. 沈砂池・ヘッドタンク	32
3.2.3. 水圧管	35
3.2.4. 発電所建屋	38
3.2.5. 放水路	39
3.3. 地盤支持力の検討	40
3.4. 水車発電機器の検討	44
3.5. 工事数量算出、工事費概算	46
4. 事業性評価	48
4.1. 発電量・売電額計算	48
4.1.1. 有効落差の計算	48
4.1.2. 流量範囲・総合効率	53
4.1.3. 発電量・売電額計算	54
4.2. 収支計算・事業性評価	62
4.3. 発電諸元まとめ	69
5. 公募資料作成業務	72
5.1. 業務履行経過	72

5.2. まとめ	72
----------------	----

別添 ① 基本設計図面

別添 ② 内訳書

別添 ③ 水車機械参考資料

別添 ④ 公募資料（案）一式

1. 事業概要

1.1. 業務概要

- ①業 務 名 豊田市大野瀬町梨野地区における小水力発電所事業性評価調査・
公募資料作成業務委託
- ②期 間 自：令和7年7月1日 至：令和8年1月31日
※協議により全業務の履行短縮を行い、12月25日付で報告書を提出。
- ③事業実施場所 豊田市大野瀬町ほか地内
- ④委 託 者 豊田市
- ⑤受 託 者 株式会社リバー・ヴィレッジ

1.2. 業務の目的

豊田市大野瀬町梨野地区における小水力発電事業の可能性調査及び基本設計等を行い、事業性評価を行うとともに、発電事業者の公募に必要な資料の作成を行うことを目的とする。なお、本業務は、一般社団法人新エネルギー財団の「水力発電導入加速化事業費」（以下「水力発電補助金」という。）を用いて行うこととする。

1.3. 業務内容

小水力発電の事業性評価を行うのに必要な次の項目に取り組む。

項目	内容
① 流量調査	・令和7年7月～令和7年11月の期間、水位データの観測を行い、流量の多い時期と少ない時期のデータを取得するため、最低2回程度の現地流量実測を行う。 ・近傍ダムのデータによる推定流量と実測流量を比較し必要に応じて補正を行い、対象河川の10年間の河川流況を作成する。
② 基本設計	・レイアウト、構造検討 ・有効落差、使用水量の算定 ・主要構造物（ヘッドタンク、水圧管路、発電建屋基礎、放水路等）の基本設計図面作成 ・水車発電設備の検討 ・工事数量算出、工事費概算
③ 事業性評価	・発電量、売電額シミュレーション ・収支計算、事業性評価
④ 公募資料作成	・発電事業者の公募を行う際の資料を発注者と協議の上、作成する。募集要項、様式関係、公募時の事業者参加資格条件、事業者選定基準（審査方法）、発電収入の取扱い、その他必要な資料

1.4. 実施スケジュール

業務工程表を以下に示す。

工程表

作成日: 令和7年7月1日
更新日: 令和7年12月25日
作成者: 棚リバー・ヴィレッジ

豊田市大野瀬町梨野地区における小水力発電所事業性評価調査・公募資料作成業務委託

事業内容			2025年						2026年	備考	
			7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月		
①	流量調査	R7年7月1日 開始	 								
②	基本設計	R7年7月1日 開始	 								
③	事業性評価	R7年10月20日 開始				 			計画 		
④	公募資料作成	R7年8月1日 開始		 							実施
	報告書作成	R7年12月1日 開始						  完了: R7年12月25日			

1.5. 調査地点概要

調査地点の概要と位置を以下に示す。

所在地	愛知県豊田市大野瀬町
河川名	大桑谷川（一級河川矢作川水系）
区分	普通河川
河川管理者	豊田市



図 1 位置図

2. 流量調査

下記の調査地点における小水力発電事業を検討するにあたって、河川・水路の流量観測調査を行う。一定期間の流量の連続データが必要であるため、水位を連続観測する水位計を設置して継続的に水位データを取得し、この水位データを現地で複数回実測した流量データと関連付けることで、流量の連続データとして換算する手法で調査を行う。なお、ここでは現地で実測した流量を「現地実測流量」、水位データを換算して得られた流量を「実測流量」とする。

本業務では、連続した水位データの取得と3回の現地流量実測を実施した。これらの水位・流量データと、以前実施した調査で得られたデータを併せて解析し、水位データを流量データに換算した。

流量調査地点の位置図を図2に示す。



図2 流量調査地点位置図

2.1. 水位計設置方法

現地の河川と水路に水位計（Onset 社製 HOBO U20 Water Level Logger）を設置した（図 3）。

河川への設置については、図 4 に示すように河床の岩盤（水中）に打ち込んだペグに保護用の塩ビ管をホースバンドで固定し、その中に水位計を設置した。洪水時に流失しにくい位置を選定したが、念のため予備を含めた 2 本を設置した。

水路への設置については、図 5 に示すように水路のコンクリート壁に細いアンカーボルトを打ち込んで鋼材を固定し、鋼材の下端（水中）に水位計を設置した。

なお、本水位計は圧力を計測し、設置箇所の水压を大気圧で補正することで水位に換算して出力するため、地上部に同じものを大気圧計として設置し、大気圧の連続観測も行った。

水位計・大気圧計は 1 時間間隔で圧力を自動計測・記録するように設定した。

	
図 3 水位計	図 4 水位計設置方法（河川）
	
図 5 水位計設置方法（水路）	

水位計・大気圧計の設置状況写真を下表に示す（青矢印は流向を示す）。

表 1 水位計・大気圧計設置地点

 水位計①	 水位計①
水位計①	
 水位計②	 水位計②
水位計②	
 水圧計③	 大気圧計
水圧計③	大気圧計

2.2. 現地での流量実測方法

流量の実測は、流速計を用いて行う。この方法では、水路内にあらかじめ計測断面を設定し、区分された断面における平均流速および区分通水断面積の相乗積の和をもって、実測地点における通過流量とする。図 6 に示すように、流量計測断面を分割して各断面で流速 V ・水面幅 W ・水深 h を計測する。流速 V の測定は、平均流速を求めるために水深の 6 割深さの位置にて計測する 1 点法で実施した。流量 Q はこれらの物理量を断面ごとに以下の連続の式に代入し、それらを合計することで求められる。調査にはスタッフ及びケネック社製プロペラ式流速計 VR-401（図 7）を用いた。

$$\begin{aligned} \text{連続の式：} q(\text{m}^3/\text{s}) &= A(\text{m}^2) \times V(\text{m/s}) & (q: \text{断面流量 } A: \text{通水断面積 } V: \text{流速}) \\ &= W(\text{m}) \times h(\text{m}) \times V(\text{m/s}) & (W: \text{水面幅 } h: \text{水深}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{全流量：} Q(\text{m}^3/\text{s}) &= q_1 + q_2 + \cdots q_n \\ &= w_1 \times h_1 \times v_1 + w_2 \times h_2 \times v_2 + \cdots + w_n \times h_n \times v_n \end{aligned}$$

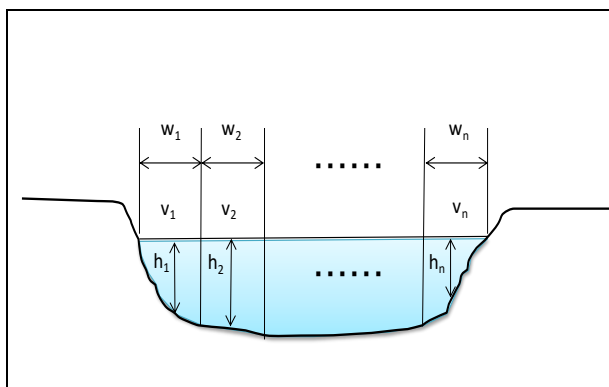


図 6 流量計測断面



図 7 プロペラ式流速計 VR-401

現地での流量実測は、下記の地点で実施した。写真を表 2 に示す。

- ・ 流量実測地点 No.1・・・河川
- ・ 流量実測地点 No.2・・・用水路（取水口）
- ・ 流量実測地点 No.3・・・用水路（集落の取水量）

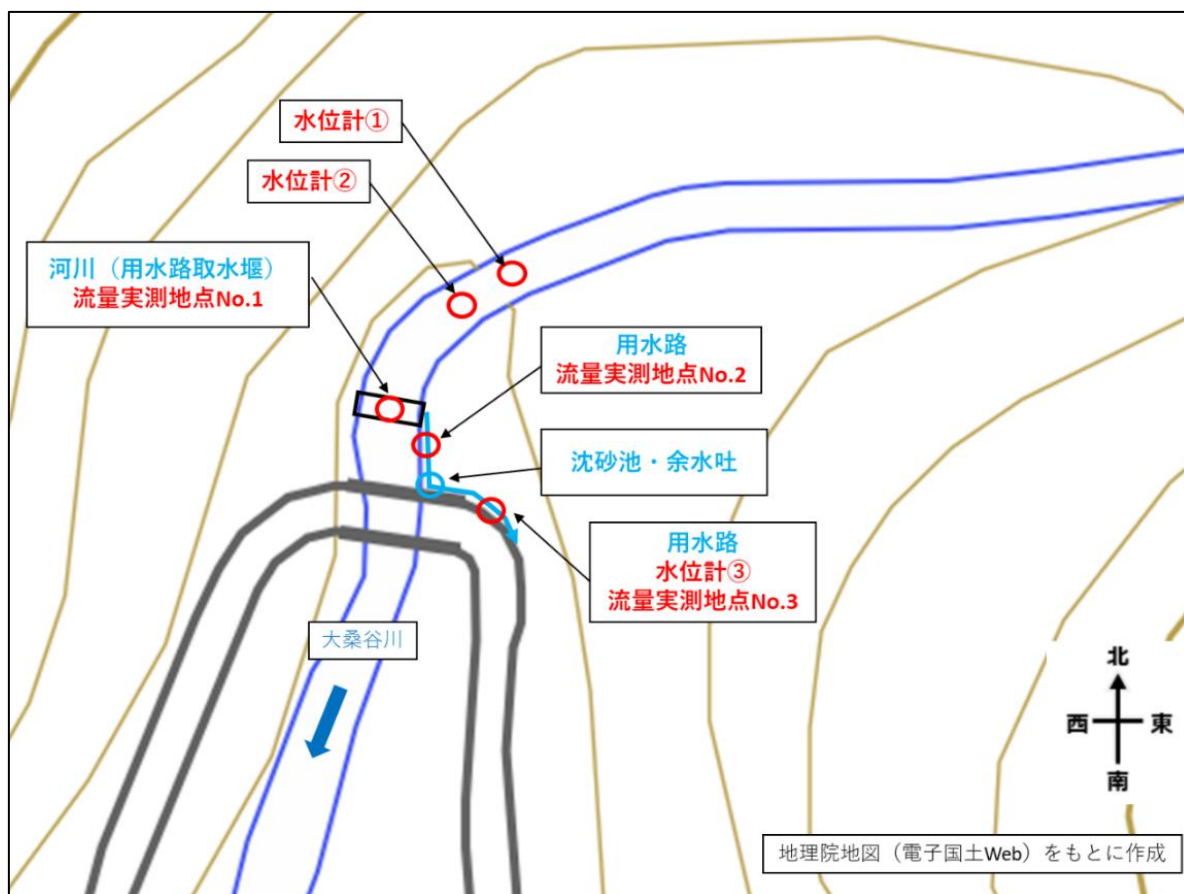
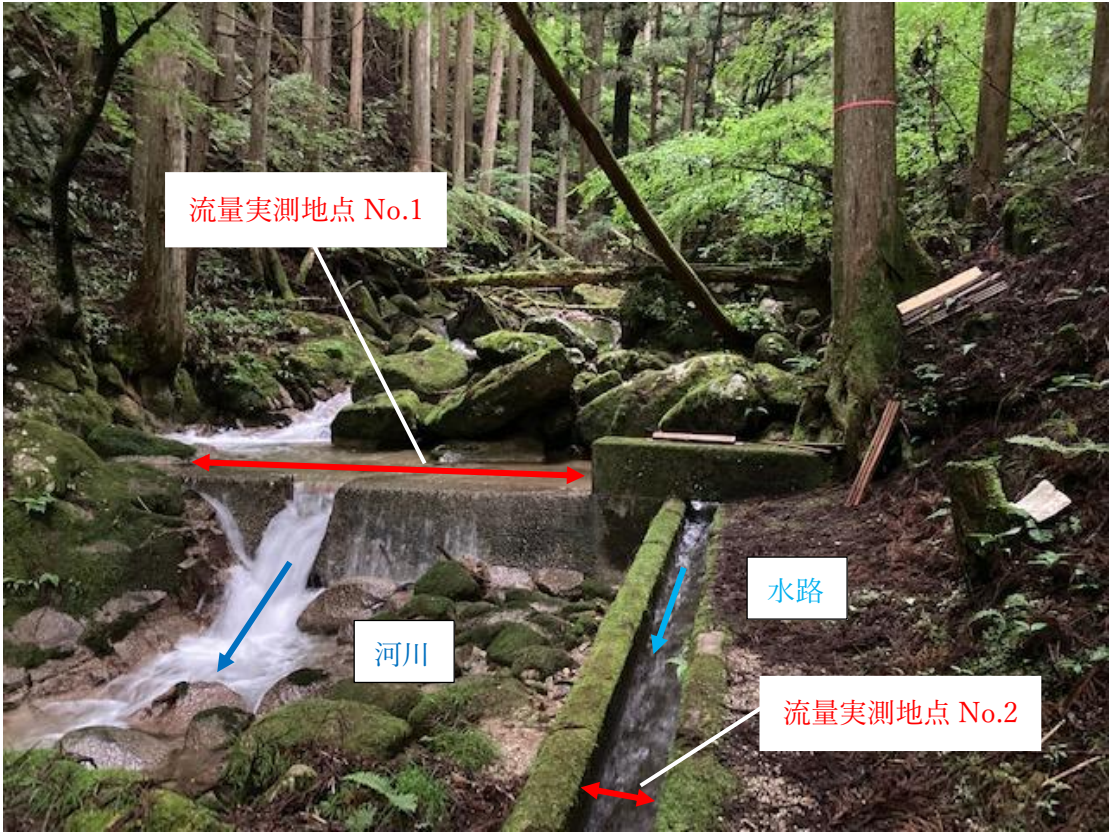


図 8 流量実測地点

表 2 流量実測地点の写真
(青矢印は流向を、赤矢印は流量実測位置を示す)

	
No.1 河川、No.2 用水路（取水口）	
	
No.3 用水路（余水吐下流）	

2.3. 流量調査結果

まず、河川に設置した水位計①②のセンサーの深度（水位データ）と、現地実測流量の結果を下表にまとめた。No1 と No2 の流量を合計したものが河川の流量である。

本業務で実施した調査結果を赤枠内に示す。

表 3 流量調査結果まとめ

日付	時間	センサーの深度(m)		現地実測流量 (m3/s)		
		水位計①	水位計②	河川合計(No1 + No2)	No1 (河川)	No2 (水路取水口)
2024/11/29	13:45	0.218	0.250	0.119	0.104	0.015
2024/12/10	15:15	0.194	0.217	0.089	0.087	0.002
2025/1/20	13:45	0.186	0.189	0.059	0.046	0.013
2025/3/27	13:47	0.231	0.243	0.076	0.062	0.014
2025/5/15	15:00	0.253	0.240	0.077	0.059	0.018
2025/6/24	15:42	0.367	0.326	0.156	0.107	0.049
2025/8/28	10:55	0.327	0.325	0.096	0.078	0.018
2025/9/7	16:52	0.349	0.390	0.210	0.195	0.015
2025/12/5	14:45	0.116	0.167	0.066	0.055	0.011

次に、現地実測流量と水位計の水位データをグラフにプロットしたもの（水位－流量曲線）を下図に示す。この水位データと現地実測流量データの関係式より、水位データを流量データに換算して流量を推定する。

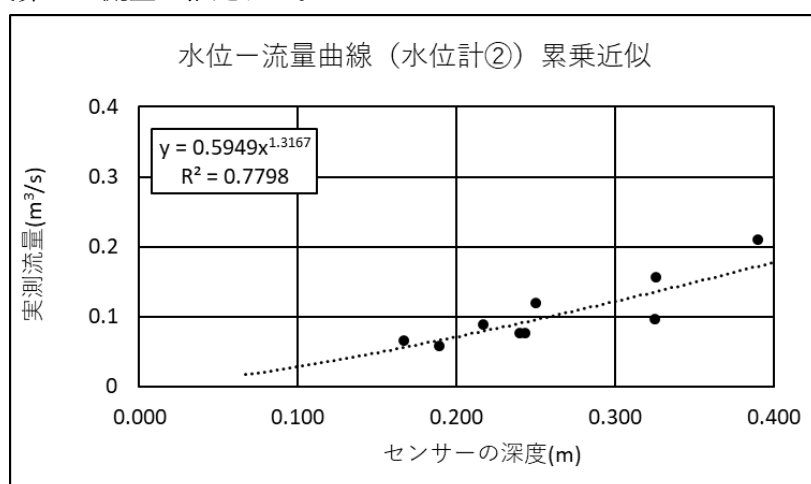


図 9 水位－流量曲線

解析に用いるのは、下記の水位計とする。下記の調査期間に取得した 1 時間ごとの水位連続観測データの日平均をとりグラフ化したものを図 10 に示す。

	データ取得期間	設置場所
水位計②	2024/11/24～2025/12/5	取水予定地点（河川）

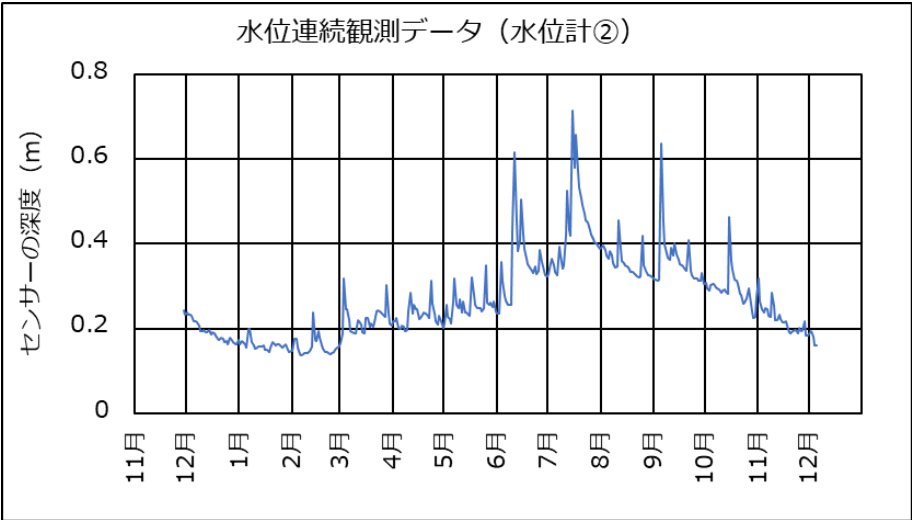


図 10 水位連続観測データ

この水位連続観測データを、図 9 の水位—流量曲線の関係式を用いて流量連続観測データに換算した。実測流量のグラフを図 11 に示す。

※表 3 の現地実測流量の最小値未満、及び最大値より大きい流量は、関係式に代入した推定値なので、特に流量の多い日に関しては、誤差が生じている可能性がある。しかし、発電に使用する流量は概ね実測の範囲内であるため、発電計画への影響はほとんどない。



図 11 水位データから換算した実測流量

同様に、No3 水路（集落の取水量）地点における流量調査結果を以下に示す。
本業務で実施した調査結果を赤枠内に示す。

表 4 流量調査結果まとめ（水路）

日付	時間	センサーの深度(m)	現地実測流量 (m ³ /s)
		水位計③ (用水路)	No3 水路(集落の取水量)
2024/11/29	13:45	0.216	0.015
2024/12/10	15:15	0.146	0.003
2025/1/20	13:45	0.196	0.014
2025/3/27	13:47	0.235	0.013
2025/5/15	15:00	0.255	0.018
2025/6/24	15:42	0.301	0.036
2025/8/28	10:55	0.263	0.022
2025/9/7	16:52	0.259	0.017
2025/12/5	14:45	0.166	0.011

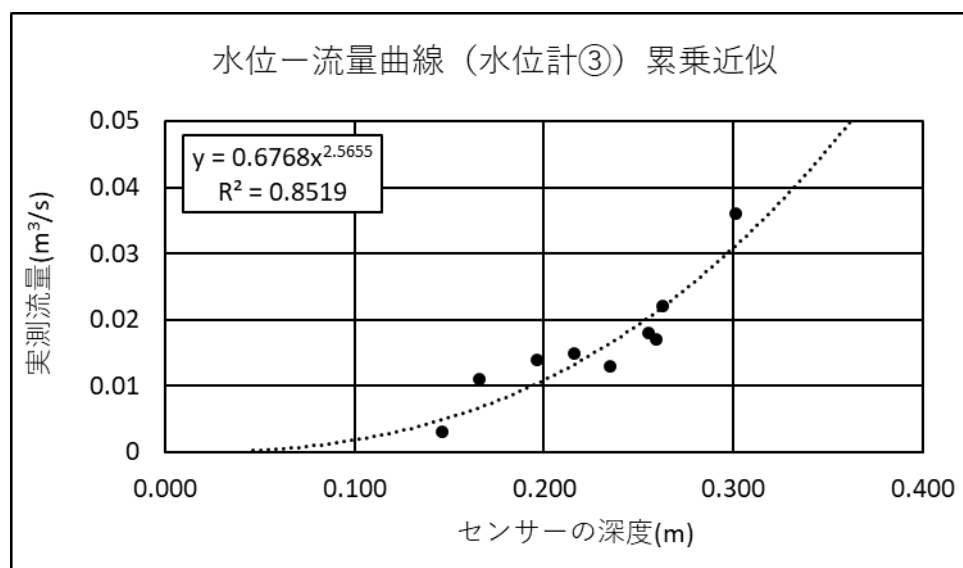


図 12 水位－流量曲線（水路）

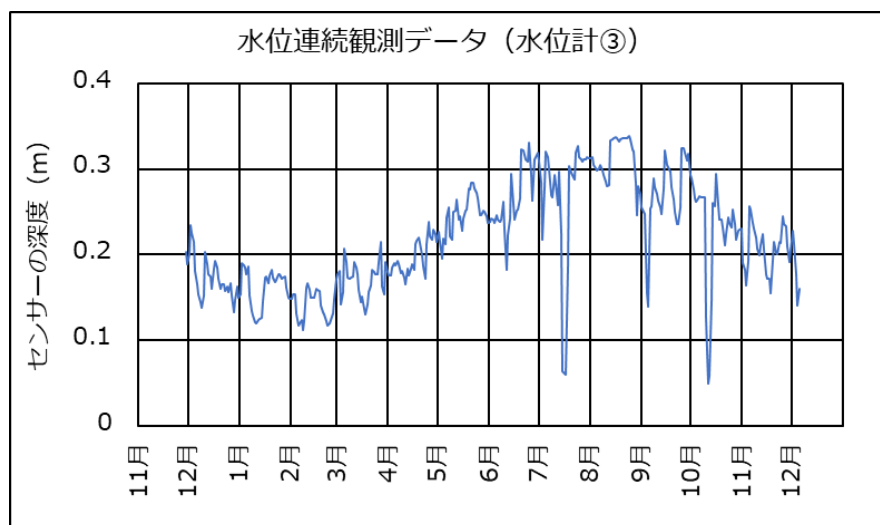


図 13 水位連続観測データ (水路)



図 14 実測流量 (水路) = 集落の取水量

2.4. 近傍ダムデータの選定

水力発電は長期的な事業である為、過去 10 年程度さかのぼって、各年による流量変化の傾向を把握し事業性評価をする必要がある。よって、取水地点の河川流量は、過去のデータが長期間存在する近傍ダムまたは水位流量観測所の流入量データを用いて推定する。今回は以下のデータを用いて河川流量の推定を行った。

ダム名	管理者	水系	使用データ
矢作ダム	国土交通省 中部地方整備局	矢作川	日平均流入量 (m ³ /s)

期間	データ提供元
2015 年～2022 年	ダム諸量データベース
出典： https://mudam.nilim.go.jp/chronology/form02/download/53/2022	
2023 年～2025 年	国土交通省水門水質データベース
出典： http://www1.river.go.jp/cgi-bin/SrchDamData.exe?ID=305071285520010&KIND=1&PAGE=0	

ダムと調査地点の位置関係を下図に示す。

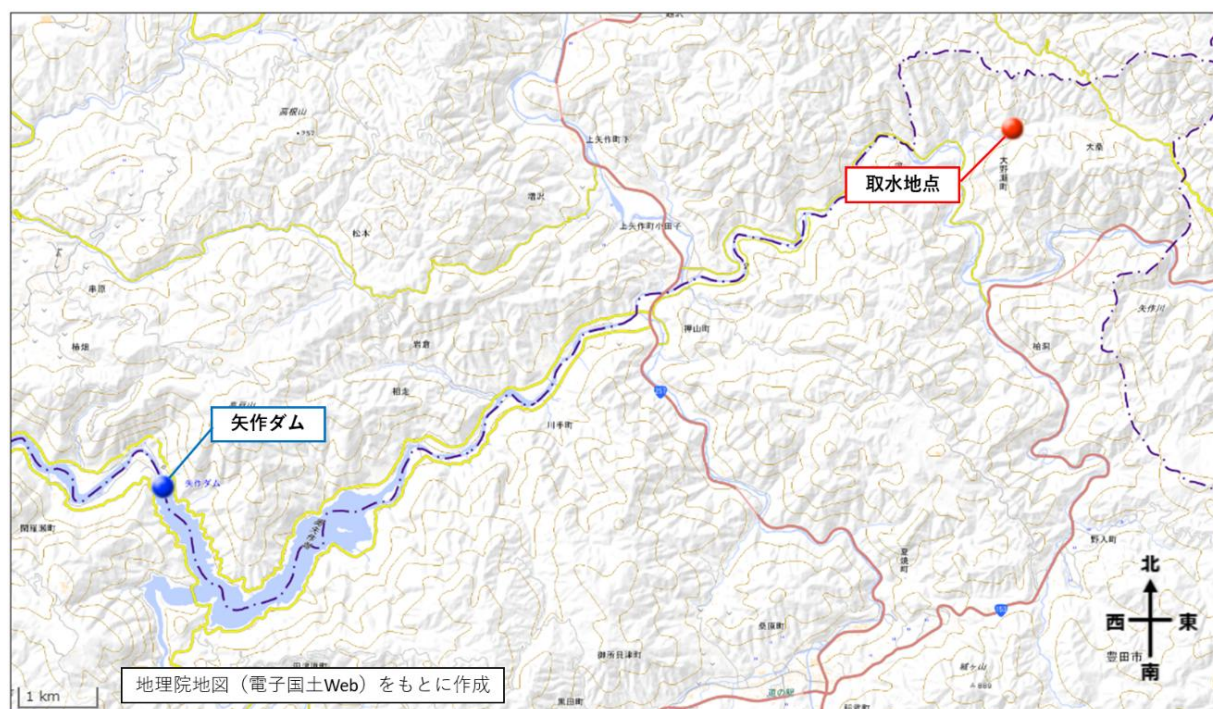


図 15 ダムと調査地点の位置関係

2.5. ダムデータによる推定流量と実測流量の比較

取水地点の推定河川流量は、ダム流入量データを流域面積比で案分したものに、補正率をかけて算出した。以下に式を示す。なお、補正率の値は後述する。

取水地点の推定河川流量(m³/s)

=ダム流入量(m³/s) × $\frac{\text{取水地点流域面積(km}^2\text{)}}{\text{ダム流域面積(km}^2\text{)}} \times \text{補正率(\%)}$

流域面積 (km ²)	
大桑谷川 取水地点	3.245
矢作ダム	504.500

取水地点の流域面積は、国土地理院の地理院地図（電子国土 Web システム）で流域界を引いたものに対し、同システムの面積計測ツールを使用して求めた。



図 16 取水地点の流域面積

次に、実測流量（図 11）と、同じ期間のダム推定流量（ダム流入量データから流域面積比により推定した流量）を比較し、推定の妥当性を検証する。

流量観測地点における、ダムの推定流量と実測流量を比較したグラフを図 17 に示す。発電事業に影響が大きい、流量が $0.1\text{m}^3/\text{s}$ 程度以下の範囲においては、ダム推定流量の方が実測流量よりも多い傾向にあることが読み取れる。

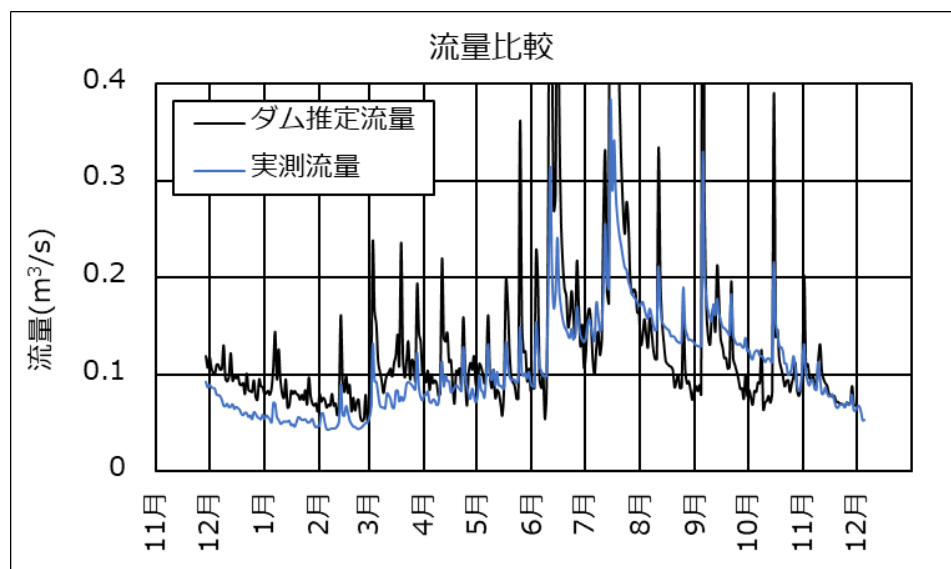


図 17 実測流量とダム推定流量の比較

さらに、図 17 に示した各流量について、調査期間中の 1 日ごとのダム推定流量と実測流量の関係をプロットしたグラフを図 18 に示す。

ただし、発電事業の検討に必要な流量は下記の通りである（値の根拠は後述する）。よって、実測流量が下記の値以下の範囲の流量で比較を行い、これを上回る流量は比較の対象外とした。また、ダム推定流量の外れ値も除外した。

$\text{最大使用水量 } 0.060 + \text{維持流量 } 0.017 + \text{代かき期の集落取水量 } 0.020 = 0.097 \text{ m}^3/\text{s}$

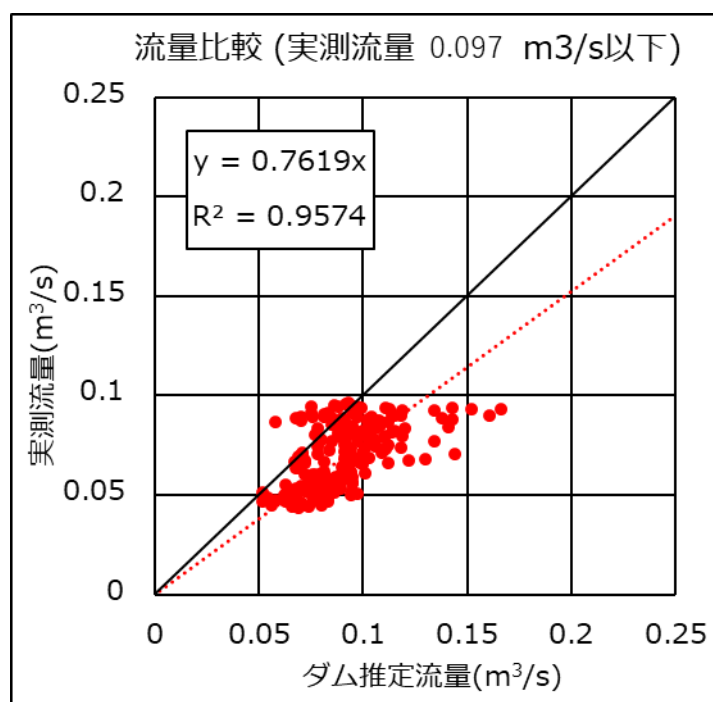


図 18 実測流量と同日のダム推定流量の比較

ダム推定流量と実測流量が完全に一致した場合、グラフの斜線上にプロットされる。プロットがダム推定流量側に分布していることから、ダム推定流量より実測流量の方が少ないことを示している。

また、赤点線で示す近似直線の傾きは、実測流量がダム推定流量の何倍であるかを表している。したがって、事業性評価を行うための発電量計算に用いる流量は、ダム推定流量に以下の補正率をかけた流量を使用する。

$\text{補正率} = 76\%$

2.6. 河川流況作成

ダムの流入量データを用いて算出した取水地点における河川流量について、参考までに2024年の流量データを図 19 に示す。さらに、この1年間の流量データを降順に並べ替え、河川流況曲線を作成した(図 20)。

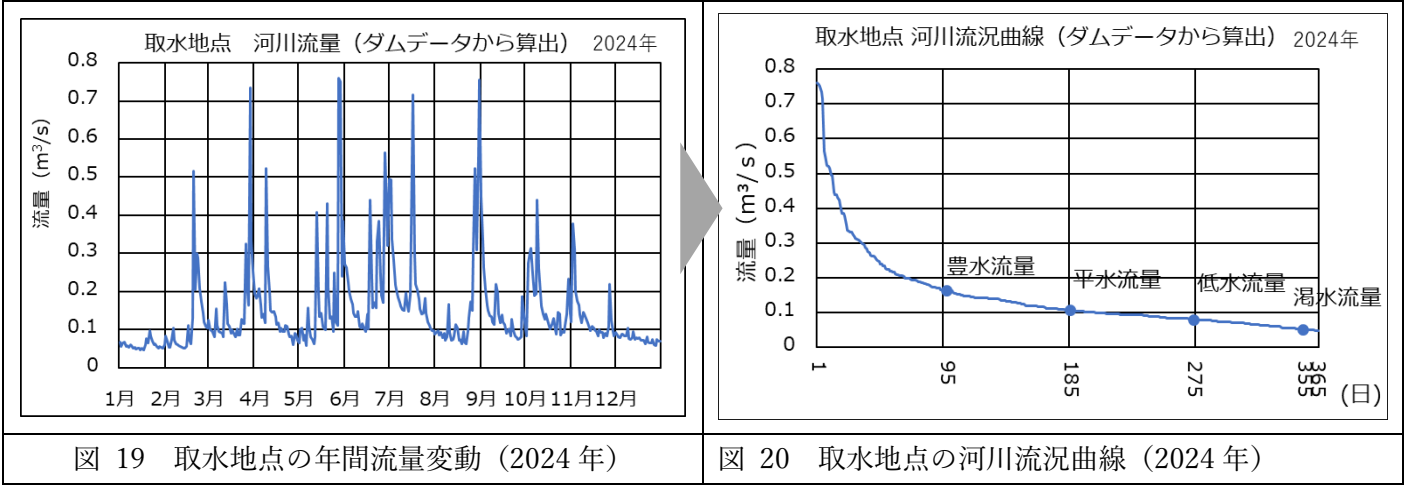


図 19 取水地点の年間流量変動 (2024 年)

図 20 取水地点の河川流況曲線 (2024 年)

同様の操作を 10 年間の各年のデータで行い、2015 年～2024 年の河川流況曲線を作成した(図 21)。

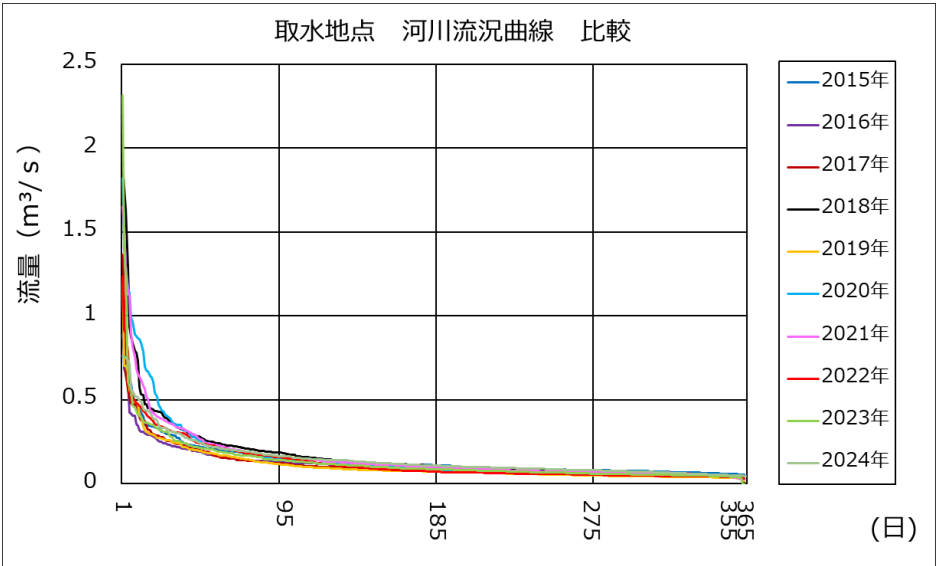


図 21 10 年間の取水地点河川流況曲線

作成した 10 年間の河川流況と、代表的な指標である以下の流量を表 5 にまとめた。

最大流量	年間で最大の流量	低水流量	年間で 275 番目に大きい流量
豊水流量	年間で 95 番目に大きい流量	渇水流量	年間で 365 番目に大きい流量
平水流量	年間で 185 番目に大きい流量	最小流量	年間で最小の流量

表 5 取水地点の河川流況

76%補正後

(単位：m³/s)

取水地点河川流況		平均	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年
最大流量	1 日	1.379	0.855	1.132	1.310	1.829	1.173	1.752	1.589	1.190	2.225	0.731
豊水流量	95 日	0.142	0.152	0.123	0.116	0.177	0.110	0.138	0.155	0.151	0.135	0.158
平水流量	185 日	0.088	0.105	0.090	0.077	0.103	0.069	0.083	0.094	0.068	0.083	0.104
低水流量	275 日	0.064	0.078	0.072	0.062	0.068	0.048	0.062	0.066	0.052	0.058	0.078
渇水流量	355 日	0.045	0.058	0.049	0.043	0.050	0.034	0.042	0.043	0.040	0.042	0.051
最小流量	365 日	0.028	0.052	0.043	0.000	0.000	0.017	0.033	0.026	0.032		0.045

※2023 年はダムデータに 2 日間の欠測があるため、最小流量（365 日流量）が空白になっている。

2.7. 維持流量・灌漑流量

河川に維持流量（流水の正常な機能を維持するために必要な流量）を流す必要がある場合、表 5 の河川流量から維持流量を除いた残りの流量が発電に使用可能な流量である。

国土交通省の「正常流量検討の手引き（案）」によると、全国 403 地点の河川における維持流量は平均的には $0.69(\text{m}^3/\text{s})/100(\text{km}^2)$ である。

よって今回は、この値を以下のように換算する事で維持流量を算出した。ただし、実際の維持流量をどの程度考慮するかは地元や河川管理者との協議次第である。

$\begin{aligned} & \text{維持流量}(\text{m}^3/\text{s}) \\ &= 0.69(\text{m}^3/\text{s}) \div 100(\text{km}^2) \times 3.245(\text{km}^2) (\text{取水地点流域面積}) \times \text{補正率 } 76\% \\ &= \underline{0.017(\text{m}^3/\text{s})} \end{aligned}$

表 5 の河川流況から維持流量を除いた流量を、河川から取水することができる。

ただし本用水路の水は、梨野集落で灌漑用水などに利用されているため、これも考慮する必要がある。

図 14 に示した調査期間における集落の期別の平均取水量（実績）は下表の通りであった。河川流量が少ないため、発電事業の採算性向上には、集落に流す流量は必要最低限にする様な運用が求められる。

そこで、集落の方が取水口の堰板を最低限必要な開度に調整した状態で取水量を計測した所、代かき期 $0.018\text{m}^3/\text{s}$ 、灌漑期 $0.008\text{m}^3/\text{s}$ であった。

本書では、これに少しの余裕を持たせ、期別の集落の取水量を下表の計画値として仮定したが、実際の取水量の値は今後集落と協議して決める必要がある。

表 6 梨野集落の期別の取水量

期別	期間			平均取水量（実績）	取水量（計画値）
非灌漑期	9 月 1 日	～	4 月 20 日	$0.011\text{m}^3/\text{s}$	$0.005\text{m}^3/\text{s}$
代かき期	4 月 21 日	～	5 月 20 日	$0.016\text{m}^3/\text{s}$	$0.020\text{m}^3/\text{s}$
灌漑期	5 月 21 日	～	8 月 31 日	$0.027\text{m}^3/\text{s}$	$0.010\text{m}^3/\text{s}$

以上より、発電に使用可能な流量は以下の様に求めた。

発電に使用可能な流量 (m³/s)
 = 河川流量 (表 5) — 期別の梨野集落の取水量 (表 6) — 維持流量 0.017m³/s

発電に使用可能な流況を表 7 に示す。

表 7 使用可能流況

76%補正後

(単位：m³/s)

使用可能流況		平均	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年
最大流量	1 日	1.354	0.828	1.110	1.288	1.807	1.146	1.725	1.562	1.168	2.198	0.704
豊水流量	95 日	0.116	0.126	0.098	0.091	0.149	0.087	0.112	0.129	0.124	0.109	0.135
平水流量	185 日	0.063	0.081	0.065	0.054	0.078	0.046	0.059	0.068	0.045	0.059	0.078
低水流量	275 日	0.041	0.055	0.048	0.038	0.044	0.024	0.038	0.043	0.029	0.036	0.054
渇水流量	355 日	0.021	0.034	0.027	0.016	0.027	0.003	0.018	0.021	0.016	0.020	0.027
最小流量	365 日	0.010	0.025	0.021	0.000	0.000	0.000	0.011	0.004	0.007		0.021

※2023 年はダムデータに 2 日間の欠測があるため、最小流量 (365 日流量) が空白になっている。

表 5 の河川流況と表 7 の使用可能流況を 10 年平均し、グラフ化した流況曲線を図 22 に示す。

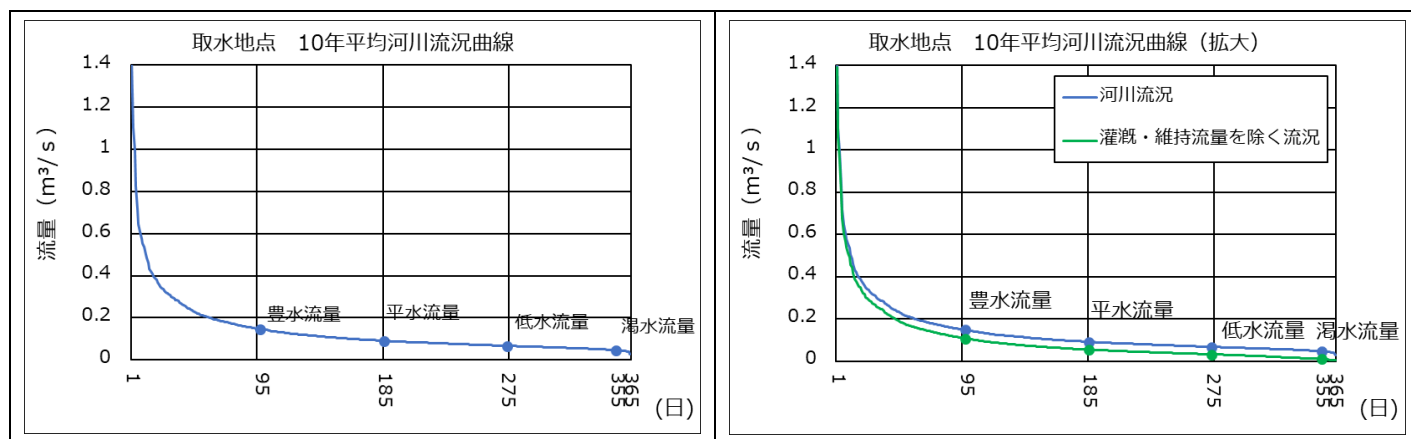


図 22 10 年平均河川流況曲線

3. 基本設計

3.1. レイアウト検討

水力発電所は以下の土木施設から構成される。各施設の説明及び留意点を以下に示す。

表 8 土木施設一覧

施設名	説明・留意点
取水施設	河川、ダム、堰、既存水路等から発電用水を取水するための施設。付帯設備として流量調整用の取水ゲート、土砂吐ゲート、取水スクリーン等がある。 検討すべき点として、以下のような項目が挙げられる。 ● 洪水時の水流や土石流の衝突、土砂の堆積を極力避ける位置。 ● 取水地点からの取水、導水がしやすくアクセス可能な地形か。 （河床高と、取水施設・導水路・沈砂池・ヘッドタンク及び水圧管路を設置する敷地との高さ関係、並びにこれらの設置に必要な敷地の確保） ● 土砂堆積やゴミ詰まりによる取水量低下の対策。 また、新たに取水堰等を設置する場合は以下にも留意が必要である。 ● 堰を設置することによる周囲への影響。 （上流の堰上背水や下流の洗堀による河岸河床への影響、生態系など） ● 基礎地盤が良好であるか。
導水路	取水施設からヘッドタンクまで水を導水する為の施設。 開水路又は管路で導水する。
沈砂池	水路幅を拡幅して流速を落とし、土砂を沈降させて取り除くための施設。付帯設備として土砂吐ゲート、除塵スクリーン（場合によっては自動除塵機）等を設置する。 土砂やゴミが管内に流入すると、タービンの摩耗や水車の破損等の問題が生じるため、確実に対策が必要。
ヘッドタンク	導水路と水圧管路の連結地点に設置する水槽。ヘッドタンクの役割は以下の通り。 ● 発電所の負荷変動等により使用水量が増加した場合、または取水口のゴミ詰まり等の影響で取水量が減少した際に水量調節するため、水槽に水を貯めておく。 ● 水圧管路内に空気が混入すると効率低下や機械の損傷を引き起こす。これを防ぐ為に水圧管路呑口より水面を高く維持する（管呑口

	より上に、管径の2~3倍以上のかぶり水深が必要とされている)。 付帯設備として、流量調整用の制水ゲートや、発電停止時など使用水量が減少した際の余水を排水する余水路(余水吐)等がある。
水圧管	ヘッドタンクから発電所まで、圧力をかけて水を導水する為の管路。管の材料は鋼管、ダクタイル鋳鉄管、強化プラスチック複合管(FRPM管)、ポリエチレン管、硬質ポリ塩化ビニル管などの種類があり、施工法も埋設式、露出式がある。各管の特徴を以下に示す。 ● 鋼管・ダクタイル鋳鉄管 最も高価で重量がある。強度・耐久性が高く、露出配管可能。防食処理が必要。最大使用圧力は高く、管厚で対応可能。 ● 強化プラスチック複合管(FRPM管) 比較的安価。軽量で施工性が良い。紫外線による著しい劣化には配慮が必要だが、強度的劣化は無いとされる。 最大使用圧力 1.3MPa 以下(管種による)。 ● ポリエチレン管 比較的高価。接続部を融着し一体化する為、漏水リスクが小さく地震に強い。曲げ配管可能。カーボンブラックにより紫外線劣化を防止。 最大使用圧力 2.5MPa 以下(管種による)。 ● 硬質ポリ塩化ビニル管 最も安価。軽量で施工性が良い。紫外線により劣化する為、露出配管の場合は保護カバー等の処置が必要。 最大使用圧力 1.0MPa 以下(管種による)。
発電所	水車、発電機、制御盤等の機械を収容する建屋、及び基礎コンクリート等から成る。 発電所の位置は、以下の条件を満たす地点を選定する。 ● 洪水時の河川氾濫や土砂災害リスクが比較的小さいこと。 ● 発電所設置に十分な面積が確保でき、アクセスが可能なこと。 ● できるだけ短い導水距離で大きく落差が確保できること。 ● 系統(電柱)が近いこと。 ● 発電所を建築可能な土地であること(地目、所有者、地盤状態など)。
放水路	発電後の水を取水河川まで放水する施設。洪水時の水流や土石流の衝突、土砂の堆積、河床洗堀を極力避ける位置に設置する。

まず、表 8 に示した土木施設で構成される小水力発電所全体のレイアウトを、測量平面図及び現地踏査をもとに検討した。計画レイアウトとその選定理由を下表に示す。

表 9 計画レイアウトと選定理由

	計画レイアウトと選定理由
取水施設 導水路	• 施工費を抑えるため、既存の取水堰と導水路を利用する。
沈砂池 ヘッドタンク	• 施工費を抑えるため、既存の沈砂池を利用する。 • 既存の沈砂池位置はヘッドタンクを設置するのに十分な敷地がある。また、道路が近くアクセスや水圧管の埋設が容易。 • 余水路には硬質ポリ塩化ビニル管を採用し、民地への土中埋設後に放水口を大桑谷川護岸に設置する。 • ヘッドタンクをこれより下流（ヘッドタンク候補地 2）に設置し、水圧管延長を約 328m 短縮する案も検討した。しかし、既存の用水路の規格が小さく、必要な流量を流すには水路の拡幅が必要だが、道路と擁壁の間に拡幅できるスペースがほとんど無い事や、集落から水路の流量を増やすと大雨の時にあふれるリスクがあるので避けたいとの意見が出たことから、断念した。
水圧管	• 市道、民地への埋設と、民地斜面への露出配管を行う。 • 道路への埋設は埋設深 60cm を基本とするが、逆勾配にならないように埋設深を調整する。 • 管種は埋設箇所では安価な硬質ポリ塩化ビニル管、露出配管箇所では紫外線に強く耐圧性が高いポリエチレン管を採用する。
発電所建屋 放水路	• 発電所建屋は、道路に隣接し車でのアクセスが容易で、河川が近い土地を選定した。 • 河川護岸より上のため、洪水浸水リスクは低いと考えられる。 • 放水路には硬質ポリ塩化ビニル管を採用し、民地への土中埋設後に放水口を大桑谷川の護岸に設置する。

上記の検討を踏まえ、採用したレイアウトを図 23 に示す。

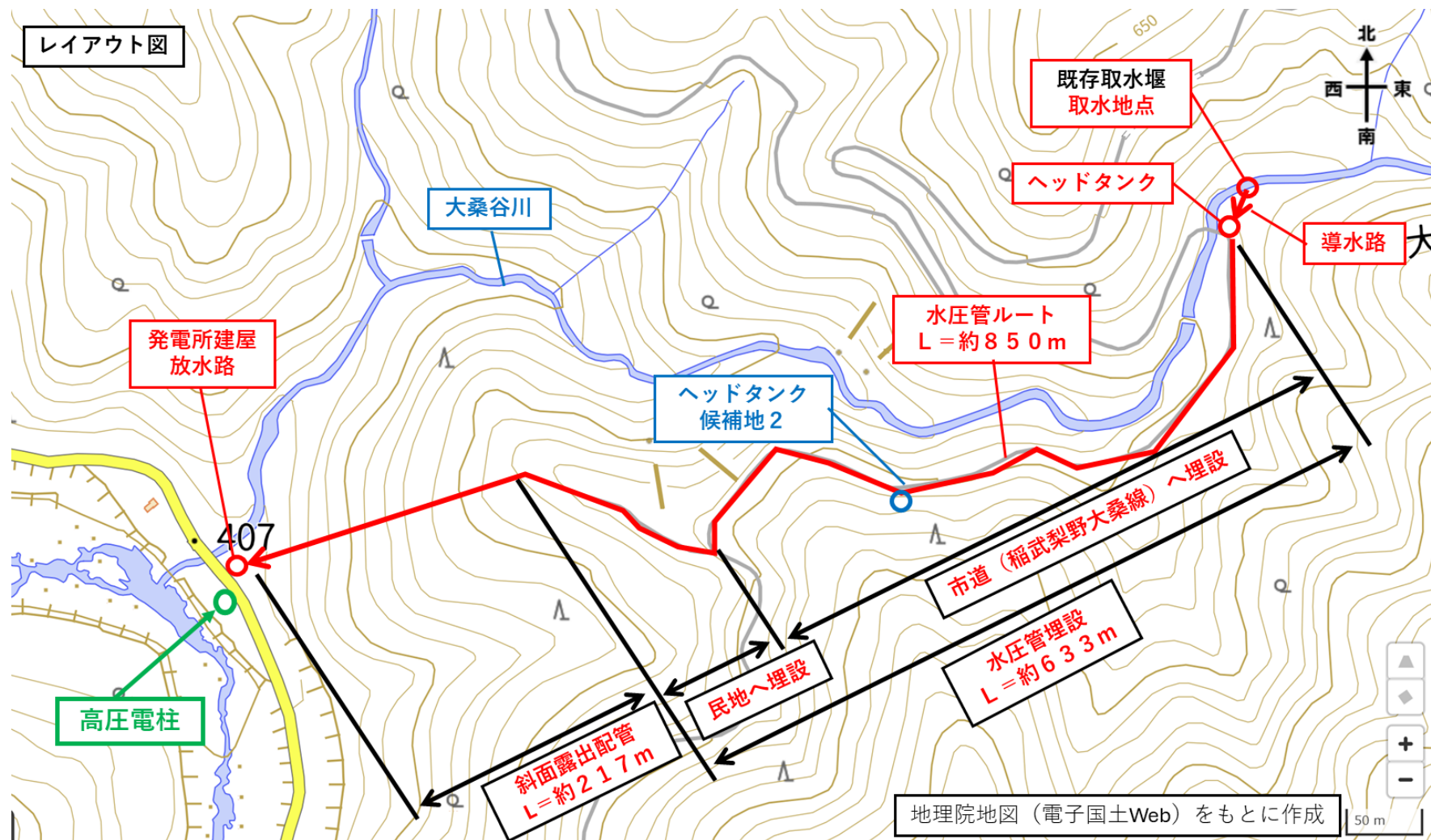


図 23 計画レイアウト

3.2. 土木設計

小水力発電に必要な各土木施設について、計画イメージと設計指針、留意事項を以下にまとめた。下記の設計指針をもとに基本設計図面を作成した（別添① 基本設計図面）。

3.2.1. 取水施設・導水路

既存取水堰の改修



- 既存取水堰の角落しの溝が老朽化で欠けており、隙間から漏水している。
- 取水口に設置している木の板で、梨野集落が期別に取水量を調整している。

【設計方針】

- 発電に必要な水量を安定して取水する為に、既存取水堰の角落しの溝を現場打ちコンクリートで補修し、溝に堰板を設置する。堰板を外すことによって、取水堰の上流に溜まった土砂を下流に流す構造とする。
- 取水口の上流側に取水ゲートを設置し、取水量を調整するとともに、洪水時に過剰な流量が水路に流れない様な構造とする。

【留意事項】

- 市に確認した所、水路は梨野集落の所有物である。河川内の工事は市への申請が必要であり、取水ゲートの設置は梨野集落の同意が必要である。

既存導水路の拡幅



- 既設導水路の下流側は、水路の断面が小さいため、発電に必要な流量を安全に流すことができない。

【設計方針】

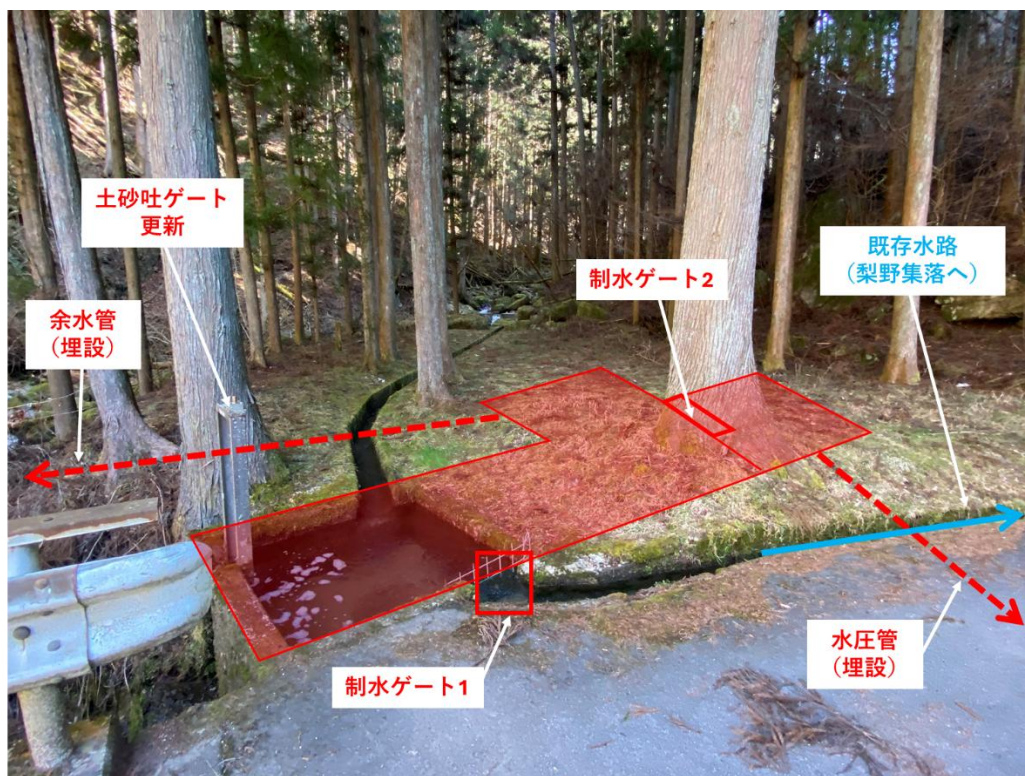
- 該当区間（延長約 22m）を U 型側溝 300×300 に改修することで、必要流量を確保する。

【留意事項】

- 市に確認した所、水路は梨野集落の所有物である。導水路の土地は個人所有なので、改修するには集落と地権者の同意が必要。

3.2.2. 沈砂池・ヘッドタンク

沈砂池・ヘッドタンクの設置



- 既存の沈砂池と、溜まった砂を排砂するための土砂吐ゲートがある。既存のゴミスクリーンを集落が定期的に掃除している。

【設計方針】

- 既存の沈砂池を一部嵩上げ・切断し、それに付帯させてヘッドタンクを設置する。
- 沈砂池を嵩上げすると、既存の土砂吐ゲートの高さが低く水が溢れるため、土砂吐ゲートを更新する。
- 発電側の取水は、枝葉などのごみの混入を防ぐためチロリアン式取水を採用する。
- 発電停止時などの余水を川に戻すための余水管を埋設する。
- 現況よりも導水路の流量が増える分、集落への既存水路に過剰な流量が流れる可能性がある。これを防ぐため、制水ゲート1を設置して、集落の取水量を調整する。

【留意事項】

- 改修には、梨野集落と地権者の同意が必要。

沈砂池・ヘッドタンクの構造検討

- ゴミ対策

枝葉などのゴミ対策として、チロリアン式取水を採用した。これは傾斜を付けた取水スクリーン（既製品グレーチングにステンレス網を貼ったもの）を設置して、水を通過させつつゴミを捕捉するもので、余水の力で溜まったゴミを除塵できるという特徴がある。



- 土砂対策

沈砂池で流速を落とすことで土砂を沈降させて溜め、水圧管への土砂の混入を防止する。既存の沈砂池を一部改修して活用し、土砂吐ゲートを更新する事で、溜まった土砂を水流で排出できるようにする。また、制水ゲート2の下流側にコンクリートの立ち上がりを設置し、土砂を溜める構造とした。

- 空気混入対策

ヘッドタンクに渦が発生して水圧管内へ空気が流入すると、通水量や発電効率の低下、水車の振動などの悪影響が生じる。一般に、水圧管呑口上の被り水深が水圧管径の2～3倍程度以下の場合、空気混入の可能性があるとされている。

したがって、水圧管呑口の被り水深は3D以上確保した（D：水圧管径）。

$\text{水圧管呑口の被り水深} = 1034\text{mm} > \phi 216\text{mm} \times 3 = 648\text{mm}$

ヘッドタンク候補地 2 の検討



ヘッドタンクは、発電停止時の余水を流す必要があるため、川や沢の近くの方が設置しやすい。よって本地点を「ヘッドタンク候補地 2」として検討した。

ヘッドタンクを本地点に設置すると、落差が少し小さくなり、年間の発電電力量は下がるが、水圧管延長を約 328m 短縮できるため、工事費の削減が可能である。

その場合、発電用水を既存水路で流すことになるが、既存の水路が小さいため水路の拡幅工事が必要になる。しかし、道路と擁壁の間に拡幅できるスペースがほとんど無いことや、集落から水路の流量を増やすと大雨の時にあふれるリスクがあるので避けたいとの意見が出たことから、断念した。

また、ヘッドタンク候補地 2 の敷地が狭くヘッドタンクの設置が困難な点や、敷地の横が沢であり土石流などの災害リスクが高い点も懸念事項として挙げられる。

水圧管の道路埋設

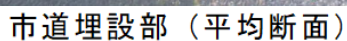


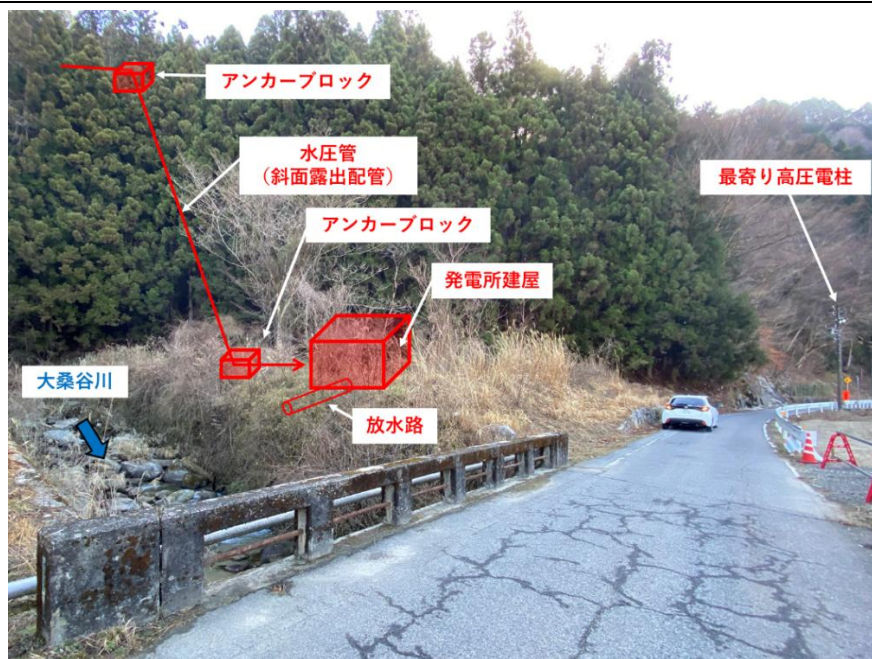
Figure 1 is a cross-sectional diagram of a road structure. The diagram shows a trapezoidal cross-section with a top width of 870 and a bottom width of 500. The total height is 1056. The structure is divided into several layers: a top layer of 50 (再生密粒度アスコン (13)), a layer of 250 (再生クラッシャーラン (RC-40)), a layer of 290 (準硬質生土), and a bottom layer of 150 (良質土または砂). A central circular feature with a diameter of 216 is shown, surrounded by a layer of 400 (埋設テープ W=150). The side slopes are indicated as 1:0.3. A water pressure pipe (塩化ビニル管) with a diameter of 200 is shown at the bottom right.

- ## 【設計方針】

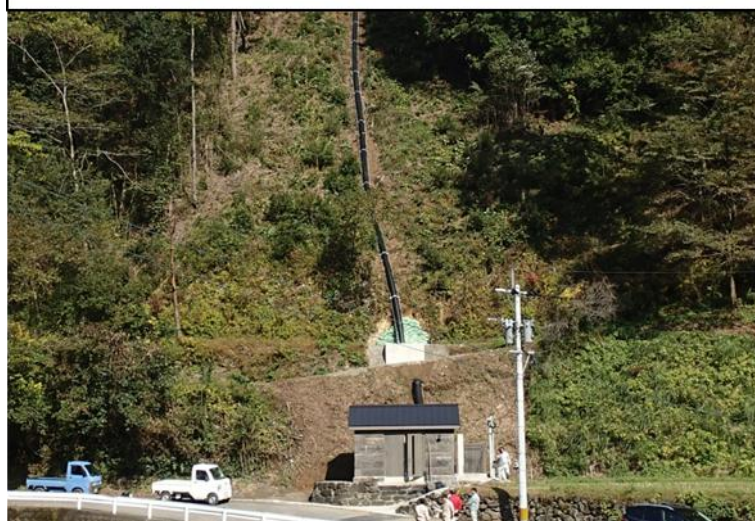
- ### 【留意事項】

- 35

水圧管の斜面露出配管



露出配管イメージ（出典：大日止昂小水力発電所）



【設計方針】

- 斜面が非常に急なため、ポリエチレン管による露出配管とする。ポリエチレン管は、管同士を融着して一体化するため、管が抜けることが無く、漏水や地震に対して安全である。
- 斜面の法肩、法尻に管を固定するためのアンカーブロックを設置する。また、ワイヤーロープおよび支台を設置して、管を支持する。

【留意事項】

- 管の支持方法については、施工業者にヒアリングを実施するなどして詳細な検討が必要。

水圧管の検討

- 設計水圧について

水車位置での静水圧＝総落差 $152.15\text{m} \times 0.0098 = 1.491\text{MPa}$ 。

水車のガイドベーンを閉めた時に発生する水撃圧はガイドベーンの閉塞時間によるが、仮に静水圧の 40%と仮定すると、

水撃圧 $= 1.491\text{MPa} \times 40\% = 0.596\text{MPa}$ 。

最大設計水圧＝静水圧＋水撃圧 $= 1.491 + 0.596 = 2.087\text{MPa}$ 。

- 管種、管径について

塩ビ管（VP 管）の許容圧力は 1.0MPa であるが、急斜面の直前（測点 S.28）の最大設計水圧 0.757MPa はこれを下回るため、ヘッドタンクから急斜面の直前（測点 S.28）までの区間は安価な塩ビ管 VP 管 $\phi 200\text{mm}$ を採用する。

測点 S.28 より下流側については、急斜面への露出配管が可能なポリエチレン管を採用した。各地点の最大設計水圧に合わせて、ポリエチレン管の規格（厚さ）を選定した。

ただし、今回単価の根拠として採用している「建設物価 2025 年 9 月」に記載の塩ビ管単価は実勢価格よりも安い金額で表記されている可能性があるため、詳細設計では、管メーカーに見積りを依頼する、商社等にヒアリングを実施するなどして、管材料費を把握した上で管種（塩化ビニル管・ポリエチレン管）、管径を比較・選択する必要がある。

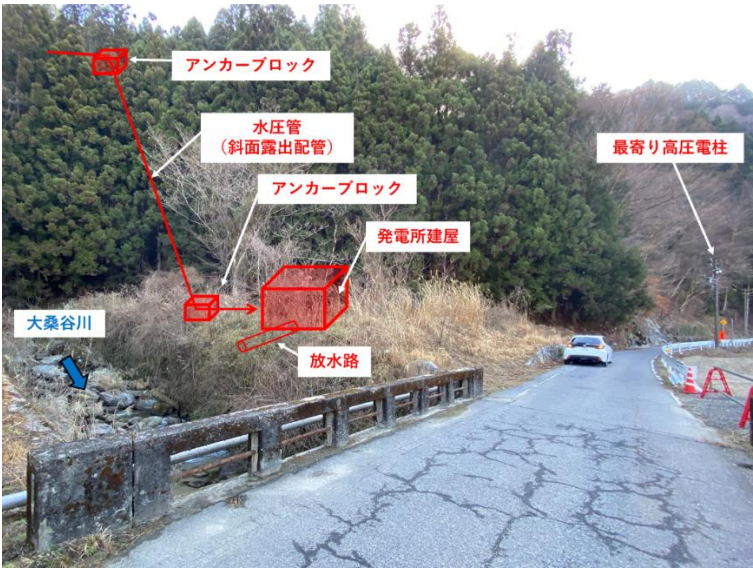
- スラストブロックについて

水圧管の屈曲部にはスラスト力がかかる。スラスト力は屈曲角度が急な程、また設計水圧が高い程大きくなる。スラスト力には土圧及び管の周面摩擦力で抵抗する為、管の一体長さ（屈曲継手前後の直線長さ）が長いほど抵抗力が高い。この抵抗力よりスラスト力が大きいと思われる箇所には、屈曲継手が抜けるのを防ぐ為、スラストブロックを設置する。

- アンカーブロック

発電所建屋直前の管が縦断的に屈曲する箇所については、アンカーブロックを設置して管を固定する。

3.2.4. 発電所建屋

発電所建屋
  参考写真（出典：松隈小水力発電所）
【設計方針】 • 発電所建屋は、12 フィートの輸送用コンテナ内に水車発電機器を格納した、「コンパクト小水力発電システム」を提案する（「別添 ③ 水車機械参考資料」参照）。コンテナ内の機器設置、配線工事を工場で行うため、これらの現場作業が不要となり工期短縮とコスト削減が見込める。 【留意事項】 • 付近に個人所有のキャンプ場がある。所有者にヒアリングした所、小水力発電事業には同意できるが、週 2～3 日居るので騒音には配慮してほしいとの事であった。 • 最寄りの電柱には高压の電線が 2 本しかなく、系統連系の負担金が高額になる可能性がある。負担金の確定には電力会社への系統連系申請が必要。

3.2.5. 放水路

放水路
 参考写真（出典：白糸step3小水力発電所）  放水路 (塩ビ管2本)
【設計方針】 - 河川の護岸に放水路（塩ビ管）を設置する。 【留意事項】 - 放水路を設置する護岸は、豊田市管理の大桑谷川（普通河川）であるため、市に法定外公共物の占用申請が必要である。

3.3. 地盤支持力の検討

まず、ヘッドタンクの基礎地盤の強度について検討を行う。

ヘッドタンクの単位面積あたりの荷重は下表の通り。

表 10 ヘッドタンクの単位面積あたりの荷重

項目	数量	単位	単位質量	質量
制水ゲート	1	式	154.0 kg/式	154 kg
タラップ	13	本	1.9 kg/本	25 kg
H鋼	1.8	m	16.9 kg/m	30 kg
綯鋼板	4.1	m ²	37.0 kg/m ²	152 kg
水車停止時の水量合計	4.48	m ³	1000.0 kg/m ³	4480 kg
制水ゲート開口	0.05	m ³		
沈砂池	2.46	m ³		
ヘッドタンク	1.97	m ³		
鉄筋コンクリート合計	5.02	m ³	2450.0 kg/m ³	12299 kg
側壁	4.48	m ³		
底版	0.54	m ³		
合計				17140 kg
ヘッドタンク底版面積 = 4.94 m ²				
ヘッドタンク荷重 = $17140 \text{ kg} \times 9.8 \div 4.94 \text{ m}^2 \div 1000 = \underline{\underline{34.0 \text{ kN/m}^2}}$				

ここで、昨年度業務「豊田市大野瀬町梨野地区における小水力発電所事業性評価調査・公募資料作成業務委託」の「別添③ 地質調査報告書」より、ヘッドタンク底版における地盤の強度を推定する。

推定にはヘッドタンクに最も位置が近い、地点 1-1 の値を用いた。ヘッドタンク底版は GL-2.16m に位置するが、表 11 よりこの地点におけるスクリーウェイト試験では GL-1.43m で礫当りにより貫入不可となっている。また、貫入不可となる直前の層における荷重 W_{sw} は 1kN、貫入 1m あたりの半回転数 N_{sw} は 64 となっている。

表 11 地点 1-1 におけるスクリーウェイト貫入試験結果

スクリーウエイト貫入試験													
試験コード 0333-0033-0001-0001						測点番号 1							
						最終貫入深さ 1.43m							
邸 名 豊田市大野瀬町梨野地区測量・地質調査業務						天 候 曇天							
所在地 豊田市大野瀬町地内						水 位 確認されず							
標 高 地質調査地点1-1						試験者 鈴木							
荷重 W _{sw}		半回転数 N _a	貫入深さ D m	貫入量 L cm	1mあたり の半回転数 N _{sw}	換算 N値	記 事	柱 状 図	荷重(W _{sw}) 1mあたりの半回転数(N _{sw})				
kN	kgf								0.50	1.00			
									(kN)	0	100	200	
1.00	100	26	0.25	25	104	9	ジャリジャリ 砂質土						

これらの結果をもとに「地盤調査の方法と解説：(社) 地盤工学会、平成 25 年 3 月」に記載の以下の式を用いて、地盤の許容支持力を求める。

W_{sw}=1000N (=1kN) のとき

q_a (kN/m²) =30+0.8N_{sw} (q_a：許容支持力)

試験結果より N_{sw}=64 のため、地点 1-1 における地盤の許容支持力 q_a は

$$q_a = 30 + 0.8 \times 64 = \underline{81.2 \text{ kN/m}^2}$$

以上より、地点 1-1 における地盤の許容支持力はヘッドタンクの単位面積あたりの荷重 34.0kN/m²を上回るため、地盤の強度は問題ないと考えられる。付近の地点でも貫入深さ 1.4m 程度で礫当りにより貫入不能となっており礫が密集した層があると推定されるが、これ以下の地盤の状態は不明であることから、データの取り扱いには注意が必要である。

次に、発電所建屋の基礎地盤の強度について検討を行う。

発電所建屋全体の荷重をプール部で支持すると仮定して計算すると、プール部の単位面積あたりの荷重は下表の通り。

表 12 発電所建屋の単位面積あたりの荷重

項目	数量	単位	単位質量	質量
鉄筋コンクリート	3.9	m3	2,450 kg/m3	9555 kg
発電所建屋	1	式	4,673.7 kg/式	4674 kg
合計				14229 kg
プール底版面積 = 4.05 m2				
発電所建屋荷重 = $14229 \text{ kg} \times 9.8 \div 4.05 \text{ m}^2 \div 1000 = 34.4 \text{ kN/m}^2$				

ここで先述の「地質調査報告書」より、建屋プール部における地盤の強度を推定する。推定には建屋プール部に最も位置に近い、地点 2-1 の値を用いた。建屋プール部は GL-1.08m に位置している。下表より貫入深さ 1.25m における荷重 Wsw は 1kN、貫入 1m あたりの半回転数 Nsw は 160 となっている。

表 13 地点 2-1 におけるスクリーウエイト貫入試験結果

スクリーウエイト貫入試験											
試験コード 0333-0033-0001-0002						測点番号 1					
						最終貫入深さ 1.30m					
邸名 豊田市大野瀬町梨野地区測量・地質調査業務						天候 曇天					
所在地 豊田市大野瀬町地内						水位 確認されず					
標高 地質調査地点2-1						試験者 鈴木					
荷重 Wsw	半回転数 Na	貫入深さ D	貫入量 L	1mあたり の半回転数 Nsw	換算 N値	記事	柱 状 図	荷重(Wsw) 1mあたりの半回転数(Nsw)			
								0.50 (kN)	1.00	100	200
0.50	50	自沈	0.25	25	0	1.5 ハヤイ 粘性土					
0.75	75	自沈	0.50	25	0	2.3 ハヤイ 粘性土					
0.50	50	自沈	0.75	25	0	1.5 ハヤイ 粘性土					
1.00	100	9	1.00	25	36	4.4 ジャリジャリ 砂質土					
1.00	100	40	1.25	25	160	13 ジャリガリ 砂質土					
1.00	100	106	1.30	5	2120	144 打撃 25 回 貫入不能 礫質土					

ヘッドタンクと同様に試験結果から地盤の許容支持力を求める。

試験結果より $W_{sw}=1\text{kN}$ 、 $N_{sw}=160$ のため、地点 2-1 における地盤の許容支持力 q_a は
 $q_a=30+0.8\times 160=\underline{158\text{kN/m}^2}$

よって、地点 2-1 における地盤の支持力は建屋プールの単位面積あたりの荷重 34.4kN/m^2 を上回るため、地盤の強度は問題ないと考えられる。ただし、深さ 0.75m までの浅い層ではロッドが自沈しており地盤が非常に弱いため、詳細設計時の地盤改良の検討や、施工時の十分な転圧が必要である。

また、表 12 の発電所建屋の質量は過去事例の値を採用したものであるため、これについても詳細設計時、水車機械等の規格の確定後に精査する必要がある。

3.4. 水車発電機器の検討

後述する「4 事業性評価」より、本計画の発電諸元は以下の通り。

最大使用水量	0.060m ³ /s
有効落差	130.00m
管径	200mm

この流量・落差の条件を、下図の水車選定表に星印でプロットした。適合する主な水車は、「横軸ペルトン水車」のみである。各水車の特徴を図 25 に示す。
本件では、高落差に対応できる「横軸ペルトン水車」を採用する。

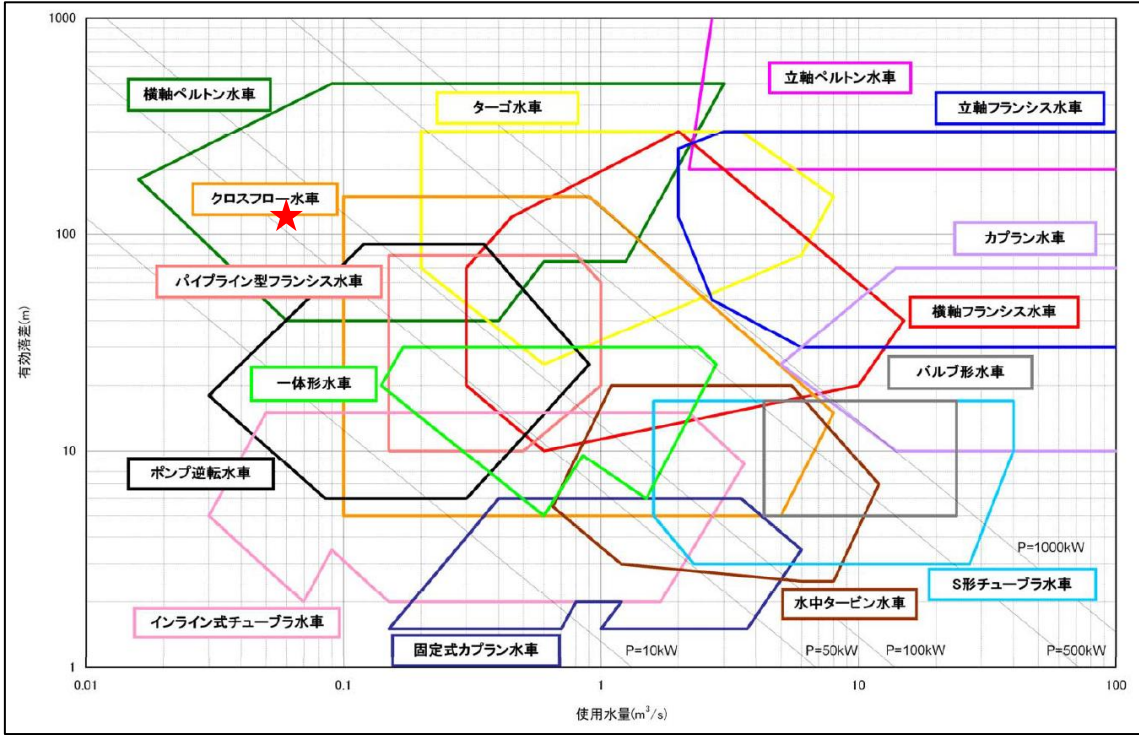
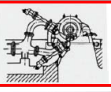
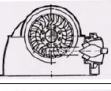
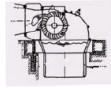
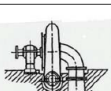
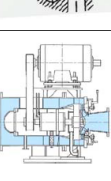


図 24 水車選定表（出典：水力発電計画工事費概算の手引き）

形 式	概略図	構造概要	適用範囲	部分負荷特性	変落差特性	備 考
衝 動 水 車		ノズルから流出するジェットをランナ周辺バケットに作用させる構造のもの。ランナは左右対称の2つのわん形状のバケットをもつ。	出力:0.5～4,000kW 程度 落差:17～500m 程度 流量:0.01～2m³/s	流量が変化しても効率低下は比較的小さい。	落差変化が大きいと効率が低下する。	回転速度が低いいため、機器体格が大きい。
		ノズルから流出するジェットをバケットに斜めに作用させる構造のもの。ランナは1つのわん形状のバケットをもつ。	出力:100～8,000kW 程度 落差:25～300m 程度 流量:0.2～8m³/s	最大効率ではやや劣るが、軽負荷特性は良好。15%程度の負荷でも運転可能。2ノズル方式の場合、流量に応じてノズル数切替。	落差変化が大きいと効率が低下する。	構造が簡単。
		衝動水車及び反動水車の特性を併せもち、流水が円筒形ランナに軸と直角方向に流入し、ランナを貫通して流出するもの。	出力:10～1,000kW 程度 落差:5～200m 程度 流量:0.1～8m³/s	最大効率ではやや劣るが、軽負荷特性は良好。2ノズル方式の場合、15%程度の負荷でも運転可能。	落差変化が大きいと効率が低下する。	構造が簡単。
反 動 水 車		流水がランナ外周から半径方向に流入し、ランナ内において軸方向に向きを変えて流出するもの。	出力:50～4,000kW 程度 落差:10～300m 程度 流量:0.3～10m³/s	軽負荷になると効率低下が大きくなる傾向にある。	落差変化に対しては、効率低下が少ない。	マイクろ水車用として1kW 程度の汎用品も製作されている。
		ガイドベーン操作機構部を簡素化し、円筒型ケーシングを採用した、新しいタイプのフランシス水車。水車上に発電機を搭載し、水車回転部と発電機をベイトで直結した「ベルト掛け方式」の他に「直結方式」がある。	出力:10～500kW 程度 落差:10～80m 程度 流量:0.15～1m³/s	電動サーボモーターによるガイドベーン操作方式を採用することで、流量変化にも対応できる。	一般的なフランシス水車に比べ、落差変化に対する効率低下が大きい。	渦巻形ケーシングを持たないため、機器本体が小さい。

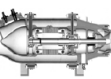
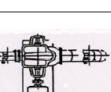
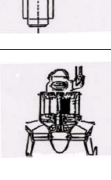
形 式	概略図	構造概要	適用範囲	部分負荷特性	変落差特性	備 考
反 動 水 車		円筒形プロペラ水車的一种である。水車軸に発電機を直結(流水路内)したタイプと、水車上に発電機を搭載し、水車回転部と発電機をベイトで直結(流水路外)したタイプがある。	出力:1～200kW 程度 落差:2.0～150.0m 流量:0.01～3.0m³/s	基本的にガイドベーンが固定であるため、流量変化に対しては台数制御にて対応。	落差変化が大きいと効率が低下する。	従来のプロペラ水車を簡素化し、低落差、小流量領域でも対応可能としたもの。
		標準横軸(立軸)ポンプを逆転させて使用。ランナ固定羽根を標準ポンプに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(キャビテーション発生の可能性有り)。	出力:1～200kW 程度 落差:6～80m 程度 流量:0.02～1m³/s	ガイドベーンを有さず、一定流量のみ。最高効率が80%未満と低い。流量変化に対しては台数制御にて対応。	落差変化が大きいと効率が低下する。	キャビテーション特性が厳しく、羽根形状の修正が必要。軸受や封水部の寿命が短い。無拘束速度対策が必要。
		標準水中ポンプ型水車的一种。円筒形のユニット内部には、水車・発電機が一体化されており、シール機構により水中での運転が可能。流量変化に対しては、ランナブレード角度を手動にて調整することで対応可能。	出力:10～500kW 程度 落差:2.8～20m 程度 流量:0.4～10m³/s	最大効率がやや劣る。一般的には固定羽根であり、軽負荷時の効率低下が大きい。流量変化に対しては台数制御にて対応。	落差変化が大きいと効率が低下する。	発電機が直結され、コンパクト化が可能。流量を調整するガイドベーンがなく、補機類の省略が可能。水中型のため、軸受や封水部の寿命が短い。無拘束速度対策が必要。

図 25 水車の特徴と種類(出典:水力発電計画工事費概算の手引き)

発電所内の主な発電機器は以下の通り。仕様は一般的な設備の内容を記載。

機器名	仕様
水車	横軸ペルトン水車
発電機	IPM 発電機
制御盤	制御機器一式。変圧器、UPS を含む
その他機器	遠隔監視システム、水圧計など

主要機器の配置レイアウトは「別添 ③ 水車機械参考資料」に記載した。なお、資料はクロスフロー水車を想定して記載されているが、ペルトン水車でも対応可能である。

今後、発電所の運用方法に合わせた機器の仕様(制御の方法、流量計の有無、遠隔監視の方法など)についても詳細検討が必要である。

3.5. 工事数量算出、工事費概算

小水力発電所建設に係る建設費の概算をおこない、表 14 に金額をまとめた。

表 14 概算建設費

項目	内容	金額 (税別；千円)	算出方法
調査設計費	詳細設計費	8,000	参考価格
土木工事	取水施設、沈砂池ヘッドタンク、 水圧管路、発電所敷地造成、放水路	69,700	積み上げ価格 (一部、工事費概算の手引き)
建築	発電所建屋	0	コンテナ建屋費用を水車に含む
水車機械一式	水車機械一式の価格	56,500	メーカーヒアリングによる参考価格
電気工事	発電所内の電気工事	500	参考価格
系統連系工事負担金	発電所から系統までの送電線工事費	2,562	中部電力パワーグリッドHPより試算
合計		¥137,262	

算出方法について

「工事費積算の手引き」・・・「水力発電計画工事費積算の手引き（平成 25 年 3 月）経済産業省資源エネルギー庁、一般財団法人新エネルギー財団」より金額を設定

「積み上げ価格」・・・図面から工事数量を計算し、工事費の概算を実施

「参考価格」・・・他事例の案件などから金額を推定

「メーカーヒアリングによる参考価格」・・・メーカーにヒアリングを行い、概算価格を設定

※上記の工事費はあくまで現時点の概算金額で、今後の詳細検討で変動する可能性がある。

近年の物価高騰や円安等の影響で、数年前に比べて建設費が全体的に上がっている。

特に土木工事のかなりの金額割合を占める管材料費（塩ビ管）については、国際情勢による原材料費や輸送費の高騰で、ここ数年で金額が 1.3～1.7 倍に上がっている。

また水車機械は、系統連系規定の改定に伴い、2023 年 4 月以降に系統連系する案件はノンファーム型接続となり、出力制御装置の設置が必須となる。さらに 2025 年 4 月以降は、新型能動的方式かつ無効電力発振抑制機能が STEP3.2 以上の PCS を採用する必要がある。これらに対応する為、必要機器が追加され、金額が高騰している。

以下、各項目についての詳細を示す。

- 調査設計費について

詳細設計の参考価格を計上した。実施内容によっては変動の可能性がある。

- 土木工事費について

「別添 ① 基本設計図面」から工事数量を求め、「別添 ② 内訳書」を作成して土木工事費の概算をおこなった。また、内訳書の経費率については、実際の民間工事を想定し、
工事価格=直接工事費×1.6 倍とした（公共工事の場合 1.8 倍程度）。

- 建築について

今回の発電所建屋については、コンテナを提案するため、建築費は 0 とした。
なお、コンテナ費用は水車機械一式に含まれる。

- 水車機械一式について

水車メーカーへのヒアリングにより、コンパクト小水力発電システム（「別添 ③ 水車機械参考資料」参照）の参考価格を用いた。

- 電気工事費について

上記のコンパクト小水力発電システムは発電所内の配線工事費が含まれる為、発電所と系統を接続する電気工事費を、他事例の実績をもとに 50 万円を参考価格として計上した。

- 系統連系工事費負担金について

「低圧再エネ等の発電設備の系統連系申込にかかる工事費負担金」（中部電力パワーグリッド HP）の工事単価表より、以下の様に推定した。

※実際の金額は系統連系申請後に電力会社から提示される為、あくまで概算金額である。

工事規模	単価	工事費負担金	金額
引込線以下	2,800	$2,800 \times 49.9(\text{kW})$	139,720
低圧本線以下	4,900	$4,900 \times 49.9(\text{kW})$	244,510
変圧器以下	5,800	$5,800 \times 49.9(\text{kW})$	289,420
高圧本線以下	14,200	$14,200 \times 49.9(\text{kW})$	708,580
建柱以下	$14,200x + 235,300y$	$14,200 \times 49.9(\text{kW}) + 235,300 \times 2(\text{本})$	1,179,180
合計			2,561,410

出典：中部電力パワーグリッド

https://powergrid.chuden.co.jp/resource/goannai/ippan/powerconnection/saiene/sai_low/low_setsubi/low_setsubi_08_4.pdf

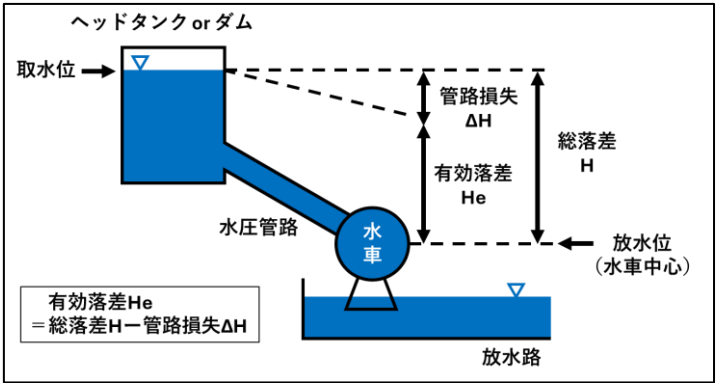
4. 事業性評価

4.1. 発電量・売電額計算

4.1.1. 有効落差の計算

発電に使用可能な有効落差は、総落差から管路損失を引いて算出する。有効落差には、流量によって変動する管路損失が影響するため、流量変動によって有効落差も変化する。

$$\text{有効落差 (m)} = \text{総落差 (m)} - \text{管路損失 (m)}$$



測量図面より、取水地点と発電所建屋の標高差から総落差を求める。

取水位	562.49m
放水位	410.34m
総落差 (取水位－放水位)	152.15m

次に、管路損失は管径と流量により変化する為、管径と流量ごとに管路損失の計算をおこなって有効落差を求めた。管径ごとに流量と有効落差の関係をプロットし相関式を求めたものを図 26 に示す。計算方法については後述する。

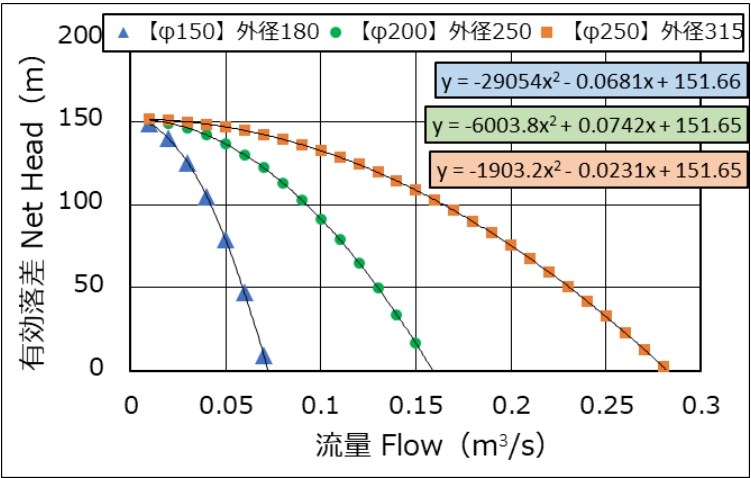
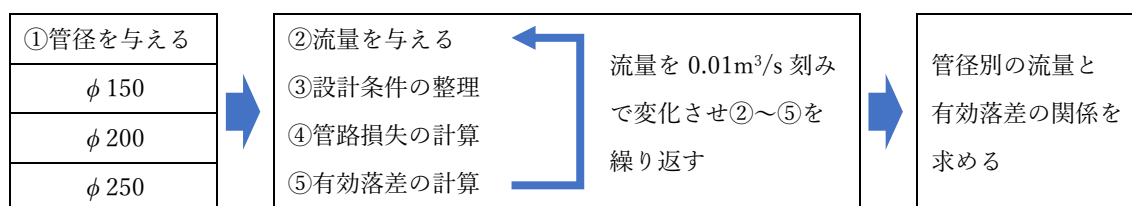


図 26 流量と有効落差

管路損失の計算過程を以下に示す。



【①管径を与える】

上記の 3 通りの管径について計算をおこなう。

【②流量を与える】

0.01(m³/s)～0.3(m³/s)までの流量を 0.01(m³/s)刻みで与え、以下の計算をおこなう。

【③計算条件の整理】

計算条件について、以下のように求めた。

水圧管路長はヘッドタンク予定地から発電所建屋までの延長となるため、

水圧管路長=850.8m

管径を与えることで管の内径 $D(\text{m})$ および断面積 $A(\text{m}^2)$ が定まる。

また、与えた流量 Q を以下の連続の式に代入することで流速 V を得る。

連続の式： $Q=A \times V$ Q ：流量(m³/s) A ：断面積(m²) V ：流速(m/s)

管材は硬質ポリ塩化ビニル管及び高密度ポリエチレン管を想定した。

マンニングの粗度係数 $n=0.01$

管路流れ（円形断面）において、摩擦損失係数 f はマンニングの式から以下のように求められる。

$$\text{摩擦損失係数 } f = \frac{124.5n^2}{D^{1/3}} \quad n : \text{マンニングの粗度係数} \quad D : \text{内径(m)}$$

【④管路損失の計算】

摩擦損失と形状損失を合計することで、管路損失が算出される。

管路損失(m) = 摩擦損失(m) + 形状損失(m)

●摩擦損失

③で求めたパラメータを以下のダルシー・ワイズバッハの式に代入することで、管路の摩擦損失水頭 $h(m)$ を求める。

$$\text{ダルシー・ワイズバッハの式：} h = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g}$$

h ：摩擦損失水頭(m) f ：摩擦損失係数 L ：水圧管路長(m)

D ：内径(m) V ：流速(m/s) g ：重力加速度 $9.8(m/s^2)$

●形状損失

入口損失と、曲がり損失、バルブ損失の損失水頭を以下の式より求める。

曲がり損失については、管路の曲がり数及び角度を図面から読み取って計上した。

$$h_e = \xi_e \frac{V^2}{2g}$$

h_e ：入口損失水頭(m) ξ_e ：入口損失係数=1 V ：流速(m/s) g ：重力加速度 $9.8(m/s^2)$

$$h_b = \xi_b \frac{V^2}{2g} \quad \text{入口損失係数} \xi_b = 0.946 \sin^2 \frac{\theta}{2} + 2.05 \sin^4 \frac{\theta}{2}$$

h_b ：曲がり損失水頭(m) θ ：曲がり角度

$$h_v = \xi_v \frac{V^2}{2g}$$

h_v ：バルブ損失水頭(m) ξ_v ：バルブ損失係数=1

【⑤有効落差・概算出力の計算】

発電に使用可能な有効落差は、総落差から管路損失を引くことで求められる。

$$\text{有効落差(m)} = \text{総落差(m)} - \text{管路損失(m)}$$

上記の計算結果を表 15～表 17 に示す。

表 15 管路損失計算表 (φ150)

【φ150】外径180					計算結果まとめ			
Max Flow	最大使用水量Q(m ³ /s)	0.060			流量 Q(m ³ /s)	流速 V(m/s)	有効落差 He(m)	概算出力 P(kW)
Intake Level	取水位(m)	562.49	ヘッドタンク水位 水車中心		0.300	17.9	-2463.26	-4962.9
Tailrace Level	放水位(m)	410.34			0.290	17.3	-2291.83	-4463.6
Gross Head	総落差H(m)	152.15			0.280	16.7	-2126.21	-3998.2
Net Head	有効落差He(m)	47.05			0.270	16.1	-1966.43	-3565.7
Total Efficiency	総合効率η	68.5%			0.260	15.5	-1812.44	-3164.7
Output	概算出力P(kW)	19.0			0.250	14.9	-1664.26	-2794.2
					0.240	14.3	-1521.89	-2453.0
					0.230	13.7	-1385.34	-2139.9
					0.220	13.1	-1254.60	-1853.7
					0.210	12.5	-1129.65	-1593.2
					0.200	11.9	-1010.52	-1357.3
					0.190	11.3	-897.22	-1144.9
					0.180	10.8	-789.72	-954.7
					0.170	10.2	-688.02	-785.5
					0.160	9.6	-592.14	-636.3
					0.150	9.0	-502.09	-505.8
					0.140	8.4	-417.85	-392.9
					0.130	7.8	-339.36	-296.3
					0.120	7.2	-266.72	-215.0
					0.110	6.6	-199.90	-147.7
					0.100	6.0	-138.89	-93.3
					0.090	5.4	-83.69	-50.6
					0.080	4.8	-34.31	-18.4
					0.070	4.2	9.28	4.4
					0.060	3.6	47.05	19.0
					0.050	3.0	79.02	26.5
					0.040	2.4	105.18	28.3
					0.030	1.8	125.51	25.3
					0.020	1.2	140.03	18.8
					0.010	0.6	148.74	10.0
管路損失計算								
管	種別	個数i	損失係数ξ	損失水頭(m)	備考			
①	入口	1	1.000	0.66	ξ=1.0(突出し)			
①	摩擦損失①	1	102.621	67.25	ξ=f①×L①÷D①			
②	摩擦損失②	1	19.270	14.94	ξ=f②×L②÷D②			
③	摩擦損失③	1	19.504	19.51	ξ=f③×L③÷D③			
①	屈折 θ=	90	1	0.986	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
①	屈折 θ=	45	0	0.183	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
①	屈折 θ=	22.5	8	0.039	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
①	屈折 θ=	11.25	12	0.009	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
①	屈折 θ=	5.625	2	0.002	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
①	屈折 θ=	60	0	0.365	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
③	バルブ	1	1.000	1.00	ξ=1.0(バタフライ弁全開)			
①	急拡 A1/A2=		0	1.000	ξ=(1-A1/A2) ²			
②	急縮 A2/A1=		0	0.000				
①	屈折 θ=	30	4	0.073	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
②	屈折 θ=	30	1	0.073	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
③	屈折 θ=	30	1	0.073	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
				その他損失				
				0.50				
Head Loss 管路損失水頭 合計(m)				105.10				

表 16 管路損失計算表 (φ200)

【φ200】外径250					計算結果まとめ			
Max Flow	最大使用水量Q(m ³ /s)	0.060			流量 Q(m ³ /s)	流速 V(m/s)	有効落差 He(m)	概算出力 P(kW)
Intake Level	取水位(m)	562.49			0.30	10.1	-388.68	-783.1
Tailrace Level	放水位(m)	410.34			0.29	9.8	-353.25	-688.0
Total Head	総落差H(m)	152.15			0.28	9.5	-319.02	-599.9
Effective Head	有効落差He(m)	130.03			0.27	9.1	-286.02	-518.6
Total Efficiency	総合効率η	68.5%			0.26	8.8	-254.19	-443.8
Output	概算出力P(kW)	52.4			0.25	8.5	-223.58	-375.4
					0.24	8.1	-194.14	-312.9
					0.23	7.8	-165.93	-256.3
					0.22	7.4	-138.91	-205.2
					0.21	7.1	-113.12	-159.5
					0.20	6.8	-88.50	-118.9
					0.19	6.4	-65.08	-83.0
					0.18	6.1	-42.86	-51.8
					0.17	5.8	-21.86	-25.0
					0.16	5.4	-2.04	-2.2
					0.15	5.1	16.58	16.7
					0.14	4.7	33.98	31.9
					0.13	4.4	50.20	43.8
					0.12	4.1	65.21	52.6
					0.11	3.7	79.00	58.4
					0.10	3.4	91.62	61.5
					0.09	3.0	103.03	62.3
					0.08	2.7	113.23	60.8
					0.07	2.4	122.22	57.5
					0.06	2.0	130.03	52.4
					0.05	1.7	136.64	45.9
					0.04	1.4	142.05	38.2
					0.03	1.0	146.24	29.5
					0.02	0.7	149.25	20.0
					0.01	0.3	151.05	10.1
管路損失計算								
管	種別	個数i	損失係数ξ	損失水頭(m)	備考			
①	入口	1	1.000	0.21	ξ=1.0(突出し)			
①	摩擦損失①	1	70.248	14.77	ξ=f①×L①÷D①			
②	摩擦損失②	1	12.435	2.59	ξ=f②×L②÷D②			
③	摩擦損失③	1	12.586	3.38	ξ=f③×L③÷D③			
①	屈折 θ=	90	1	0.986	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
①	屈折 θ=	45	0	0.183	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
①	屈折 θ=	22.5	8	0.039	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
①	屈折 θ=	11.25	12	0.009	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
①	屈折 θ=	5.625	2	0.002	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
①	屈折 θ=	60	0	0.365	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
③	バルブ	1	1.000	0.27	ξ=1.0(バタフライ弁全開)			
①	急拡 A1/A2=		0	1.000	ξ=(1-A1/A2) ²			
②	急縮 A2/A1=		0	0.000				
①	屈折 θ=	30	4	0.073	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
②	屈折 θ=	30	1	0.073	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
③	屈折 θ=	30	1	0.073	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
				その他損失				
				0.50				
Head Loss 管路損失水頭 合計(m)				22.12				

表 17 管路損失計算表 (φ 250)

【φ 250】外径315					計算結果まとめ			
Max Flow	最大使用水量Q(m ³ /s)	0.060			流量 Q(m ³ /s)	流速 V(m/s)	有効落差 He(m)	概算出力 P(kW)
Intake Level	取水位(m)	562.49			0.30	6.6	-19.64	-39.6
Tailrace Level	放水位(m)	410.34			0.29	6.4	-8.41	-16.4
Total Head	総落差H(m)	152.15			0.28	6.2	2.42	4.6
Effective Head	有効落差He(m)	144.77			0.27	6.0	12.90	23.4
Total Efficiency	総合効率η	68.5%			0.26	5.7	22.98	40.1
Output	概算出力P(kW)	58.3			0.25	5.5	32.70	54.9
					0.24	5.3	42.00	67.7
					0.23	5.1	50.96	78.7
					0.22	4.9	59.54	88.0
					0.21	4.6	67.73	95.5
					0.20	4.4	75.51	101.4
					0.19	4.2	82.95	105.8
					0.18	4.0	89.98	108.8
					0.17	3.8	96.65	110.3
					0.16	3.5	102.92	110.6
					0.15	3.3	108.84	109.6
					0.14	3.1	114.36	107.5
					0.13	2.9	119.48	104.3
					0.12	2.7	124.25	100.1
					0.11	2.4	128.61	95.0
					0.10	2.2	132.60	89.1
					0.09	2.0	136.24	82.3
					0.08	1.8	139.47	74.9
					0.07	1.5	142.32	66.9
					0.06	1.3	144.77	58.3
					0.05	1.1	146.90	49.3
					0.04	0.9	148.61	39.9
					0.03	0.7	149.93	30.2
					0.02	0.4	150.90	20.3
					0.01	0.2	151.47	10.2

管路損失計算					$i \times \xi \times v^2 / 2g$			
管	種別	個数i	損失係数ξ	損失水頭(m)	備考			
①	入口	1	1.000	0.09	ξ=1.0(突出し)			
①	摩擦損失①	1	52.896	4.75	ξ=f①×L①÷D①			
②	摩擦損失②	1	9.137	0.76	ξ=f②×L②÷D②			
③	摩擦損失③	1	9.249	0.99	ξ=f③×L③÷D③			
①	屈折 θ=	90	1	0.986	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
①	屈折 θ=	45	0	0.183	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
①	屈折 θ=	22.5	8	0.039	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
①	屈折 θ=	11.25	12	0.009	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
①	屈折 θ=	5.625	2	0.002	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
①	屈折 θ=	60	0	0.365	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
③	バルブ	1	1.000	0.11	ξ=1.0(バタフライ弁全開)			
①	急拡 A1/A2=		0	1.000	ξ=(1-A1/A2) ²			
②	急縮 A2/A1=		0	0.000				
①	屈折 θ=	30	4	0.073	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
②	屈折 θ=	30	1	0.073	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
③	屈折 θ=	30	1	0.073	ξ=0.946×sin ² (θ/2)+2.05×sin ⁴ (θ/2)			
			その他損失	0.50				
Head Loss 管路損失水頭 合計(m)				7.38				

4.1.2. 流量範囲・総合効率

水車タイプによって発電可能な流量範囲と水車効率特性が異なる。
 本検討では、水車の最高効率は、「水力発電計画工事費概算の手引き」の値を用いた。
 発電機及びその他機械の効率は、メーカーヒアリングによる参考値を用いた。
 また、使用流量比に対する水車効率については、「水力発電計画工事費概算の手引き」の相対効率の値を参考にして、発電量の計算を行った。条件を以下に記す。

水車タイプ	：ペルトン水車
発電可能流量範囲	：30%（最小使用水量）～100%（最大使用水量）
水車効率	：流量によって変化（図 27 参照）
最大使用水量時（使用流量比 100%）の総合効率	
水車最高効率	：81.5%（水力発電計画工事費概算の手引き）
発電機効率	：95%（メーカー参考値）
その他効率	：88.5%（メーカー参考値）
総合効率	： <u>68.5%</u> （水車効率×発電機効率×その他効率）

表 18 使用流量比と総合効率の関係

使用流量比	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%
相対効率	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.4%	98.1%	97.0%	93.5%
水車効率	81.5%	81.5%	81.5%	81.5%	81.0%	80.0%	79.1%	76.2%
発電機効率	95.0%	95.0%	95.0%	95.0%	95.0%	95.0%	95.0%	95.0%
その他機械効率	88.5%	88.5%	88.5%	88.5%	88.5%	88.5%	88.5%	88.5%
総合効率	68.5%	68.5%	68.5%	68.5%	68.1%	67.2%	66.5%	64.1%

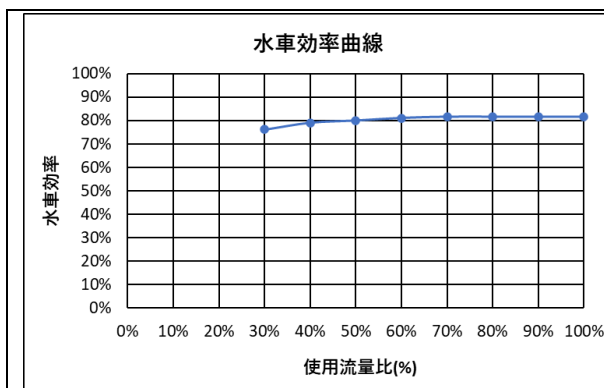


図 27 水車効率曲線

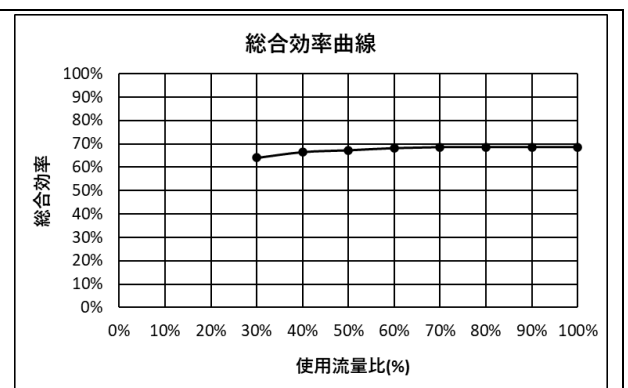


図 28 総合効率曲線

※上記の値はあくまで参考値の為、機器の仕様確定後に再度検討が必要

4.1.3. 発電量・売電額計算

図 29 に示すフローに従って発電量の計算を行う。この計算を各管径ごとに行って出力や売電額を比較することで最適な最大使用水量・管径を検討する。

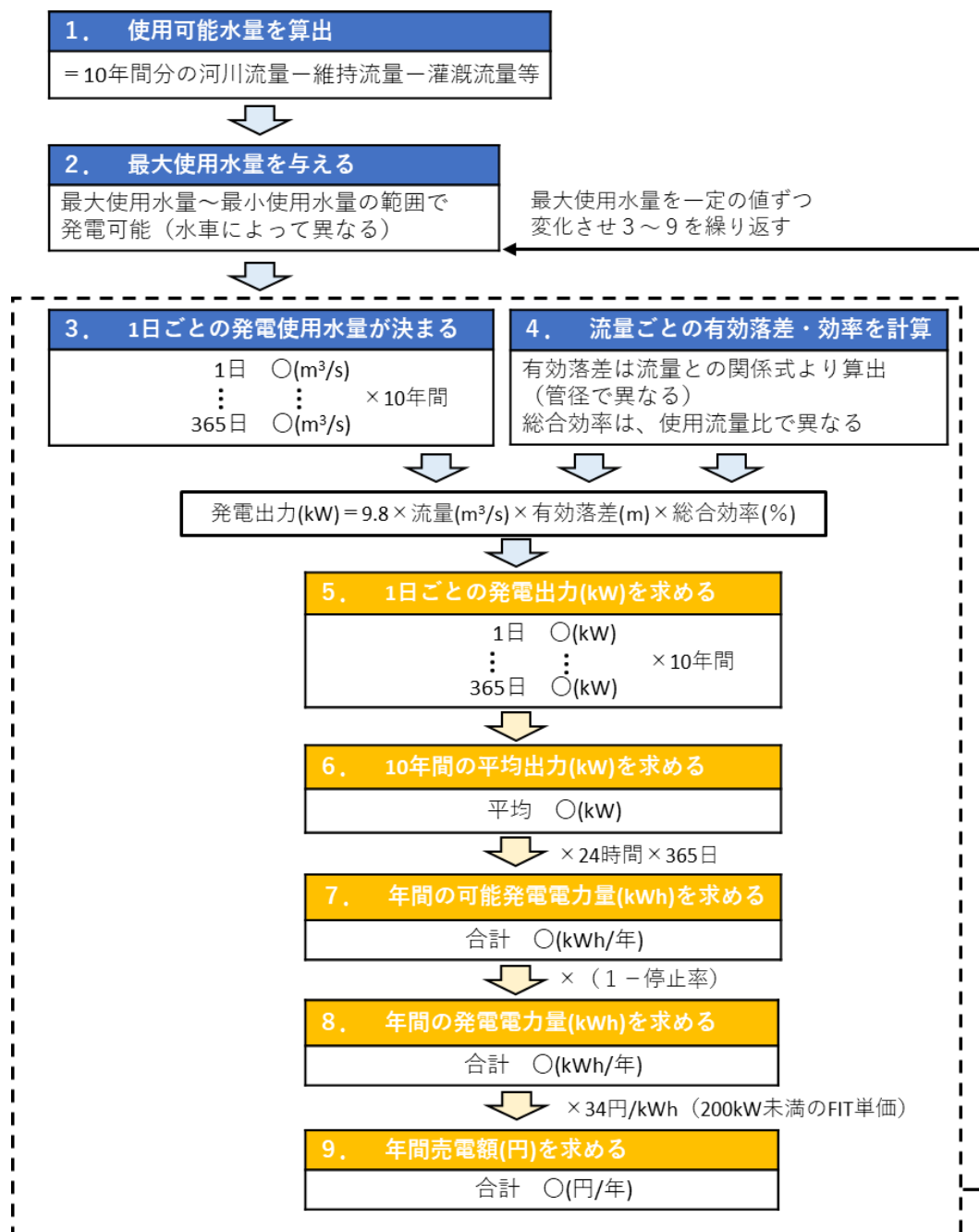
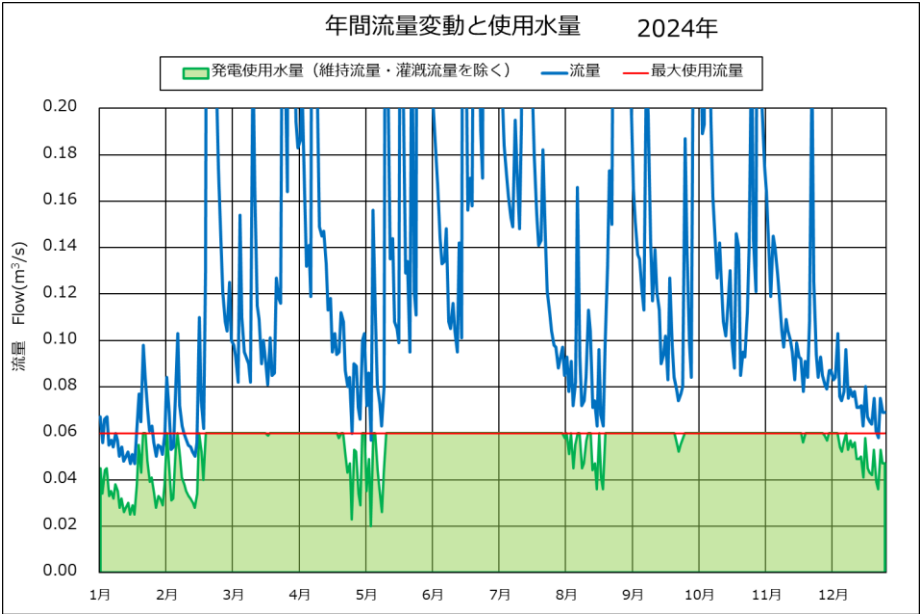


図 29 発電量・売電額計算フロー

例) 青線の 2024 年の河川流量に対し、赤線の最大使用水量 (0.06m³/s) を与えた時、緑塗部分が発電使用水量となる。



例) 使用管径 200mm、最大使用水量 0.06 m³/s とした時の発電シミュレーション 各項目について、以下で説明する。

年月日	使用可能 水量	発電使用 水量	有効落 差	総合効 率	発電出 力	最大出 力	平均出 力	停止日 数	設備利 用率	可能発 電電力 量	発電電力 量	年間売電 額
2015 年 1 月 1 日	0.068	0.060	130.0	68.5%	52.4	46.9	40.9	11	87%	358,284	340,370	11,573
2015 年 1 月 2 日	0.061	0.060	130.0	68.5%	52.4							
...	...	...	...	...	...							
2024 年 12 月 31 日	0.044	0.044	140.0	68.5%	41.4							

【①使用可能水量】

発電量の計算には河川流量から維持流量を引いた、発電に使用可能な流量を用いる。本検討では表 7 に示した河川流況を用いた。

【②発電使用水量】

任意の最大使用水量を与えたときに、水車タイプによって発電可能流量範囲内の水量が発電使用水量となる。(例えば、最大使用水量 $0.1\text{m}^3/\text{s}$ の時、流量範囲が 30~100%の水車を使用する場合、発電使用水量は $0.03\sim0.1\text{m}^3/\text{s}$ の範囲となる)

【③有効落差】

有効落差は流量と管径によって異なる為、図 26 に示した関係式を用いて、与えた流量・管径の時のそれぞれの有効落差を発電出力の式に代入した。

【④総合効率】

総合効率は水車タイプ及び使用流量比(=使用水量/最大使用水量)によっても異なる。本検討では図 28 に示した総合効率曲線を用いて流量ごとの総合効率を発電出力の式に代入した。

【⑤発電出力】

1 日ごとの発電使用水量に、その流量に対応した有効落差と総合効率を、それぞれ以下の式に代入することで 1 日ごとの発電出力を得る。

$$\text{発電出力(kW)} = 9.8 \times \text{流量(m}^3/\text{s)} \times \text{有効落差(m)} \times \text{総合効率(\%)} \quad \boxed{\phantom{0.03 \sim 0.1 \text{m}^3/\text{s}}}$$

【⑥最大出力】

最大使用水量を用いたときの出力を最大出力という。※本検討では、50kW 未満の低圧連系に限定する為、設備容量の上限は 49.9kW だが、実際に売電できる出力の上限は、以下の計算より 46.9kW とした。

実際の運用では、発電出力の値は流量や系統電圧に応じて、常に変動する。

$$\text{インバータ定格入力 } 49.9\text{kW} \times \text{インバータ効率 } 96\% \times \text{トランス効率 } 98\% = 46.9\text{kW} \quad \boxed{\phantom{0.03 \sim 0.1 \text{m}^3/\text{s}}}$$

【⑦平均出力】

平均出力とは停止日も含む 1 年間の発電出力の平均値である。

【⑧年間停止日数】

最大使用水量(100%流量)をある値に定めた時、河川流況のうち発電可能流量範囲(最大使用水量 100%~最小使用水量 30%(※水車タイプによる))が発電に使用できる。例えば、最大使用水量 $=0.1\text{m}^3/\text{s}$ とした時の発電使用水量範囲は $0.03\sim0.1\text{m}^3/\text{s}$ であ

り、流量が 0.03m³/s を下回る時は、水車が稼働しないため発電を停止する。最大使用水量を高く設定すると最小使用水量も大きくなり、年間の停止日数が増えるため、それらも考慮して決定する必要がある。

年間停止日数	発電に使用可能な流量<最小使用水量 となる日数
--------	-------------------------

【⑨設備利用率】

設備利用率（発電所が年間通して最大出力で 100%稼働できた場合の年間可能発電電力量に対する、実際に発電可能な年間可能発電電力量が占める割合）を以下の式により求める。

$\text{設備利用率(\%)} = \frac{\text{実際の年間可能発電電力量(kWh)} \text{ (= 平均出力(kW) } \times 365 \text{ 日 } \times 24 \text{ 時間)}}{\text{100\%稼働時の年間可能発電電力量(kWh)} \text{ (= 最大出力(kW) } \times 365 \text{ 日 } \times 24 \text{ 時間)}}$
--

【⑩可能発電電力量】

平均出力に 24 時間 365 日をかけて年間の可能発電電力量を求める。

$\text{年間可能発電電力量(kWh)} = \text{平均出力(kW)} \times 24 \text{ 時間} \times 365 \text{ 日}$

【⑪年間発電電力量】

水力発電所は、出水時の保安停止、定期的なメンテナンスのための点検停止、補修停止等が想定されるため、年間可能発電電力量よりも停止した分だけ実際の発電電力量は小さくなる。年間の停止率を下記の値と仮定し、年間発電電力量は以下の式で求めた。

$\text{年間発電電力量 (kWh)} = \text{年間可能発電電力量(kWh)} \times (1 - \text{停止率(5\%)})$

【⑫年間売電額】

年間売電額は、以下の式で算出する。

$\text{年間売電額 (円)} = \text{年間発電電力量(kWh)} \times \text{売電単価(34 円/kWh)}$

固定価格買取制度（FIT）の売電単価（水力）

最大出力 200kW 未満：税別 34 円/kWh

なお 50kW 未満の小水力は FIT 制度の適用となり、認定を受ける際に地域活用要件を満たす必要がある。

出典：FIT 制度における地域活用要件について（資源エネルギー庁）

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/community/dl/20220316_fit.pdf

10年間の河川流量データをもとに、最大使用水量を変化させたときの発電出力や年間売電額を計算した結果を、管径ごとに表 19～表 21 に示す。これをもとに3種類の管径ごとに最大使用水量と年間売電額の関係と比較したグラフを図 30 に示す。

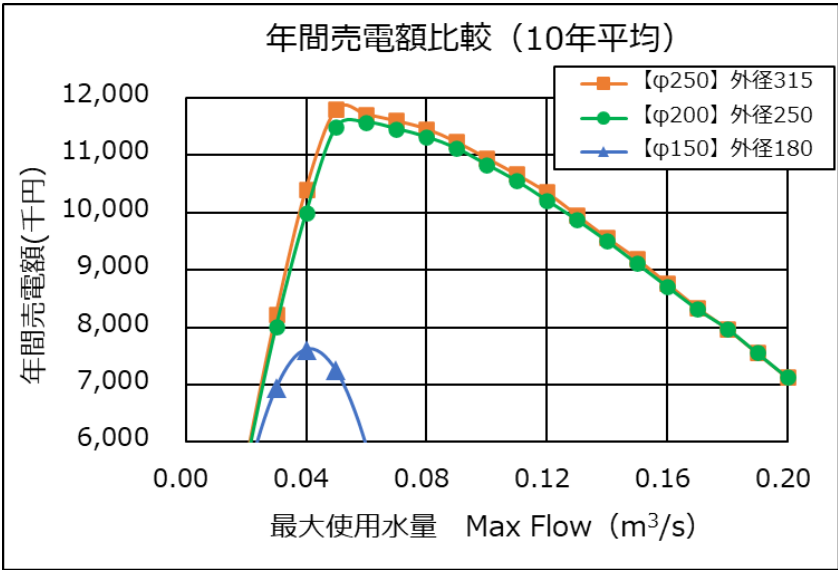


図 30 管径・流量ごとの年間売電額比較

表 19 発電シミュレーション結果 (φ 150)

地点	最大使用水量 Max Flow (m³/s)	最小使用水量 Min Flow (m³/s)	有効落差 Net Head (m)	最大出力 Max Output (kW)	平均出力 Ave Output (kW)	年間 停止日数 Stop Day	設備利用率 Capacity Factor (%)	可能発電 電力量 (KWh/年)	発電電力量 (KWh/年)	年間売電額 (千円/年) 税別
	100%	30%							停止率 5%	
梨野	0.01	0.00	148.7	10.0	9.9	1	99%	86,724	82,388	2,801
	0.02	0.01	140.0	18.8	18.6	2	99%	162,936	154,789	5,263
	0.03	0.01	125.5	25.3	24.5	3	97%	214,620	203,889	6,932
	0.04	0.01	105.2	28.3	26.9	4	95%	235,644	223,862	7,611
	0.05	0.02	79.0	28.3	25.6	6	90%	224,256	213,043	7,243
	0.06	0.02	47.1	28.3	21.0	11	74%	183,960	174,762	5,942
	0.07	0.02	9.3	28.1	13.5	18	48%	118,260	112,347	3,820
	0.08	0.02	0.0	28.0	11.3	173	40%	98,988	94,039	3,197
管径 (mm)	0.09	0.03	0.0	27.8	10.6	182	38%	92,856	88,213	2,999
	0.10	0.03	0.0	27.5	9.8	195	36%	85,848	81,556	2,773
	0.11	0.03	0.0	27.5	8.9	207	32%	77,964	74,066	2,518
	0.12	0.04	0.0	27.5	7.9	220	29%	69,204	65,744	2,235
	0.13	0.04	0.0	27.0	6.9	233	26%	60,444	57,422	1,952
【φ 150】外 径180	0.14	0.04	0.0	26.5	6.0	246	23%	52,560	49,932	1,698
	0.15	0.05	0.0	26.2	5.0	259	19%	43,800	41,610	1,415
	0.16	0.05	0.0	25.5	4.1	271	16%	35,916	34,120	1,160
	0.17	0.05	0.0	24.4	3.2	283	13%	28,032	26,630	905
	0.18	0.05	0.0	22.6	2.5	293	11%	21,900	20,805	707
	0.19	0.06	0.0	20.5	1.8	305	9%	15,768	14,980	509
	0.20	0.06	0.0	17.7	1.2	316	7%	10,512	9,986	340

※年間売電額が最大になる部分を黄色塗りした。

表 20 発電シミュレーション結果 (φ200)

地点	最大使用水量 Max Flow (m ³ /s)	最小使用水量 Min Flow (m ³ /s)	有効落差 Net Head (m)	最大出力 Max Output (kW)	平均出力 Ave Output (kW)	年間 停止日数 Stop Day	設備利用率 Capacity Factor (%)	可能発電 電力量 (KWh/年)	発電電力量 (KWh/年)	年間売電額 (千円/年) 税別
	100%	30%							5% 停止率	
梨野	0.01	0.00	151.0	10.1	10.1	1	100%	88,476	84,052	2,858
	0.02	0.01	149.2	20.0	19.7	2	99%	172,572	163,943	5,574
	0.03	0.01	146.2	29.5	28.3	3	96%	247,908	235,513	8,007
	0.04	0.01	142.0	38.2	35.3	4	92%	309,228	293,767	9,988
	0.05	0.02	136.6	45.9	40.6	6	88%	355,656	337,873	11,488
	0.06	0.02	130.0	46.9	40.9	11	87%	358,284	340,370	11,573
	0.07	0.02	122.2	46.9	40.5	18	86%	354,780	337,041	11,459
	0.08	0.02	113.2	46.9	40.0	25	85%	350,400	332,880	11,318
管径 (mm)	0.09	0.03	103.0	46.9	39.3	35	84%	344,268	327,055	11,120
	0.10	0.03	91.6	46.9	38.3	47	82%	335,508	318,733	10,837
	0.11	0.03	79.0	46.9	37.3	59	80%	326,748	310,411	10,554
	0.12	0.04	65.2	46.9	36.1	72	77%	316,236	300,424	10,214
	0.13	0.04	50.2	46.9	34.9	86	74%	305,724	290,438	9,875
【φ200】外径 250	0.14	0.04	34.0	46.9	33.6	99	72%	294,336	279,619	9,507
	0.15	0.05	16.6	46.9	32.2	111	69%	282,072	267,968	9,111
	0.16	0.05	0.0	46.9	30.8	123	66%	269,808	256,318	8,715
	0.17	0.05	0.0	46.9	29.4	136	63%	257,544	244,667	8,319
	0.18	0.05	0.0	46.9	28.2	146	60%	247,032	234,680	7,979
	0.19	0.06	0.0	46.9	26.7	157	57%	233,892	222,197	7,555
	0.20	0.06	0.0	46.9	25.2	169	54%	220,752	209,714	7,130

※年間売電額が最大になる部分を黄色塗りした。

表 21 発電量シミュレーション結果 (φ250)

地点	最大使用水量 Max Flow (m ³ /s)	最小使用水量 Min Flow (m ³ /s)	有効落差 Net Head (m)	最大出力 Max Output (kW)	平均出力 Ave Output (kW)	年間 停止日数 Stop Day	設備利用率 Capacity Factor (%)	可能発電 電力量 (KWh/年)	発電電力量 (KWh/年)	年間売電額 (千円/年) 税別
	100%	30%							5% 停止率	
梨野	0.01	0.00	151.5	10.2	10.1	1	99%	88,476	84,052	2,858
	0.02	0.01	150.9	20.3	20.0	2	99%	175,200	166,440	5,659
	0.03	0.01	149.9	30.2	29.1	3	96%	254,916	242,170	8,234
	0.04	0.01	148.6	39.9	36.8	4	92%	322,368	306,250	10,413
	0.05	0.02	146.9	46.9	41.7	6	89%	365,292	347,027	11,799
	0.06	0.02	144.8	46.9	41.4	11	88%	362,664	344,531	11,714
	0.07	0.02	142.3	46.9	41.0	18	87%	359,160	341,202	11,601
	0.08	0.02	139.5	46.9	40.5	25	86%	354,780	337,041	11,459
管径 (mm)	0.09	0.03	136.2	46.9	39.7	35	85%	347,772	330,383	11,233
	0.10	0.03	132.6	46.9	38.7	47	83%	339,012	322,061	10,950
	0.11	0.03	128.6	46.9	37.7	59	80%	330,252	313,739	10,667
	0.12	0.04	124.2	46.9	36.6	72	78%	320,616	304,585	10,356
	0.13	0.04	119.5	46.9	35.2	86	75%	308,352	292,934	9,960
【φ250】 外径315	0.14	0.04	114.3	46.9	33.8	99	72%	296,088	281,284	9,564
	0.15	0.05	108.8	46.9	32.5	111	69%	284,700	270,465	9,196
	0.16	0.05	102.9	46.9	31.0	123	66%	271,560	257,982	8,771
	0.17	0.05	96.6	46.9	29.5	136	63%	258,420	245,499	8,347
	0.18	0.05	90.0	46.9	28.2	146	60%	247,032	234,680	7,979
	0.19	0.06	82.9	46.9	26.7	157	57%	233,892	222,197	7,555
	0.20	0.06	75.5	46.9	25.2	169	54%	220,752	209,714	7,130

※年間売電額が最大になる部分を黄色塗りした。

まず、管径ごとに年間売電額が最大になるときの諸元を表 19～表 21 から抜粋したものを下表に示す。

表 22 年間売電額が最大になる時の諸元

管径 (mm)	最大使用水量 Max Flow (m ³ /s)	最小使用水量 Min Flow (m ³ /s)	有効落差 Effective Head (m)	最大出力 Max Output (kW)	平均出力 Ave Output (kW)	年間 停止日数 Stop Day	設備利用率 Capacity Factor (%)	可能発電 電力量 (KWh/年)	発電電力量 (KWh/年) 停止率	年間売電額 (千円/年) 税別
	100%	30%							5%	
【φ150】外径 180	0.04	0.01	105.2	28.3	26.9	4	95%	235,644	223,862	7,611
【φ200】外径 250	0.06	0.02	130.0	46.9	40.9	11	87%	358,284	340,370	11,573
【φ250】外径 315	0.05	0.02	146.9	46.9	41.7	6	89%	365,292	347,027	11,799

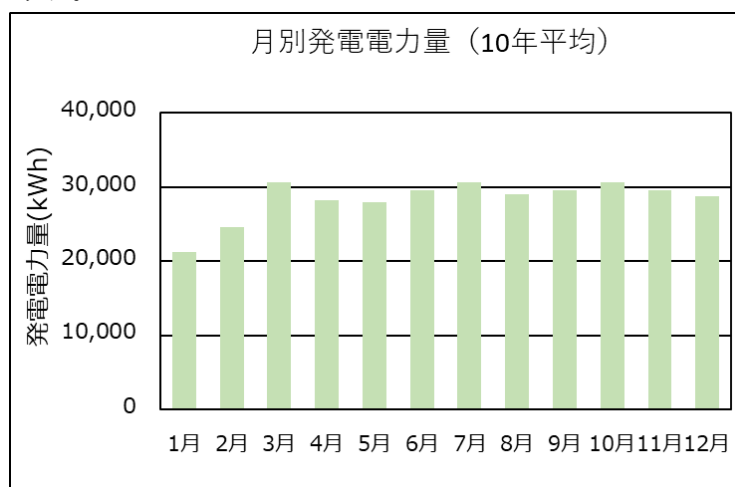
各管径において、売電額が最大になるときの最大使用水量は 0.04～0.06 m³/s であり、これは表 7 に示す発電に使用可能な流況のうちの平水流量（185 日流量）に近い。通常、水力発電計画を立てるときは最大使用水量を豊水流量以下で設定することが多い。最大使用水量が大きすぎると最大出力が出る日数が少なく、平均出力・設備利用率が低くなるためである。

3 種類の管径を比較すると、年間売電額は φ150mm が他 2 つに比べて低く、φ200mm と φ250mm では約 22 万円程度の差しか無い。管径を大きくすると建設費が高くなる為、この程度の差であれば φ200mm の方が採算性は良いと思われる。

ただし、今後詳細設計をもとに見積をおこなって最適な管径の比較検討が必要である。

※上記計算は、水車機械の仕様によって異なる為、仕様決定後に再検討が必要である。

参考までに、管径 φ200mm、最大使用水量 0.06m³/s のときの月毎の発電電力量を下图に示す。



	月別発電電力量 (KWh)
1月	21,216
2月	24,650
3月	30,581
4月	28,236
5月	27,929
6月	29,595
7月	30,581
8月	29,056
9月	29,573
10月	30,581
11月	29,595
12月	28,777
合計	340,370

図 31 月別発電電力量

実際の発電事業においては、年による河川流量の変動を考慮しておく必要がある。

ここで、採用した管径 $\phi 200\text{mm}$ 、最大使用水量 $0.06 \text{ m}^3/\text{s}$ での実際の発電事業を想定して、各年の河川流況を用いた発電シミュレーション結果を表 23 に示す。

表 23 年別の発電シミュレーション結果

地点	年	最大使用水量 Max Flow (m^3/s)	最小使用水量 Min Flow (m^3/s)	有効落差 Net Head (m)	最大出力 Max Output (kW)	平均出力 Ave Output (kW)	年間 停止日数 Stop Day	設備利用率 Capacity Factor (%)	可能発電 電力量 (KWh/年)	発電電力量 (KWh/年) 停止率	年間売電額 (千円/年) 税別
		100%	30%							5%	
梨野	2015年	0.06	0.02	130.0	46.9	45.3	0	97%	396,828	376,987	12,818
	2016年	0.06	0.02	130.0	46.9	43.8	1	93%	383,688	364,504	12,393
	2017年	0.06	0.02	130.0	46.9	39.6	18	84%	346,896	329,551	11,205
	2018年	0.06	0.02	130.0	46.9	43.0	1	92%	376,680	357,846	12,167
管径 (mm)	2019年	0.06	0.02	130.0	46.9	33.7	53	72%	295,212	280,451	9,535
	2020年	0.06	0.02	130.0	46.9	40.2	11	86%	352,152	334,544	11,374
	2021年	0.06	0.02	130.0	46.9	41.9	9	89%	367,044	348,692	11,856
【 $\phi 200$ 】外 径250	2022年	0.06	0.02	130.0	46.9	36.6	14	78%	320,616	304,585	10,356
	2023年	0.06	0.02	130.0	46.9	40.8	5	87%	357,408	339,538	11,544
	2024年	0.06	0.02	130.0	46.9	44.2	0	94%	387,192	367,832	12,506
	平均	0.06	0.02	130.0	46.9	40.9	11	87%	358,284	340,370	11,573

また、上記の年間売電額を年ごとに比較したグラフを下図に示す。各年で河川流況が異なる為、年間売電額が最高の年と最低の年では、約 328 万円の差がある。

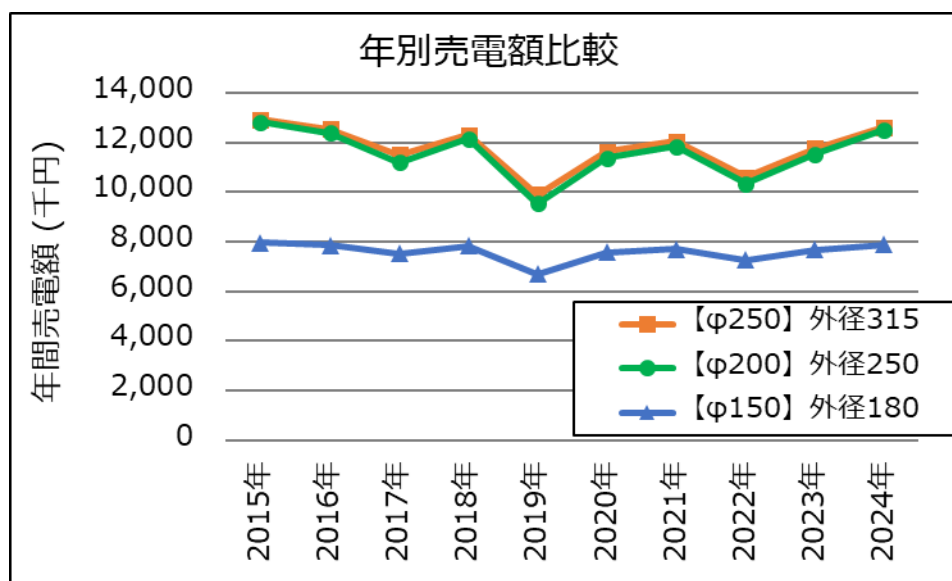


図 32 年別の年間売電額

4.2. 収支計算・事業性評価

年間の売電収益と概算建設費、想定される年経費をもとに発電事業シミュレーションをおこない、採算性の検討を実施した。

収支計算の結果、IRR、年平均利回り、単純回収年数は以下のように計算された。

総事業費(税別)	137,262	千円
年間売電収益(税別)	11,573	千円
20年平均経費(税別)	8,498	千円
20年間IRR	1.1%	
年平均利回り	1.7%	
単純回収年数	11.9年	

収支計算の評価指標は以下の通り。

- 内部収益率（IRR：Internal Rate of Return）

IRR は、「投資に対する将来のキャッシュフローの現在価値と、投資額の現在価値とがちょうど等しくなる割引率、つまり NPV（正味現在価値）がゼロになる割引率」として定義づけられる。IRR が資本コスト（資金調達コスト）よりも大きければ有利な投資案件、逆に投資コストよりも小さければ不利な投資案件と判断される。何%の IRR を事業実施の判断基準とするかは事業者によって異なるため、本事業性評価シミュレーション結果は参考値として示す。 ※割引率は融資の借入金利と同じ値を用いた。

- 年平均利回り

$(20 \text{ 年間の税引き後利益の累積金額} \div 20 \text{ 年}) \div \text{投資額（建設費）}$ で計算した。

- 単純回収年数

$\text{投資額（建設費）} \div \text{年間売電収益}$ で計算した。

収支計算の詳細を以下に示す。

【資金調達・金利】

・ 資金調達方法は全額借入を想定し、金利は 1.5%と仮定した。

※今後の情勢や事業者により利率条件が変わることに留意が必要である。

【売電収益について】

・ 全量売電を想定し、年間売電額は「4.1.3 発電量・売電額」で算出した値を用いた。

【年経費について】

実際の発電事業で発生すると思われる年経費の項目を計上し、内容及び計算式を以下にまとめた。今後詳細検討する上で、それぞれの項目・金額を精査していく必要がある。

項目		計算式	内容	算出方法
(1)人件費		50 万円/年	発電所の保守・運用に必要な人件費	参考価格
(2)電気保安委託費		40 万円/年	20kW 以上の発電所は電気主任技術者による保安管理が必要	参考価格
(3)修繕費		50 万円/年	水車のベアリング交換と 5～10 年に 1 回のオーバーホール、電気機器の交換費用等 (20 年間に掛かる費用の平均)	参考価格
(4)保険料		25 万円/年	災害保険料	参考価格
(5)発電側課金		表 24 参照	—	—
(6)その他コスト	電気代	10 万円/年	発電所で使用する電気代	参考価格
	占用料	10.9 万円/年 後述参照※	・水圧管・余水管の占用料 ・流水占用料	・豊田市道路の管理及び占有に関する条例 ・豊田市法定外公共物管理条例
(7)減価償却費		表 25 参照	固定資産の取得価格を耐用年数で分割する会計上の費用	—
(8)支払利息		元金×金利	借入金の返済利息	
(9)固定資産税		残存価値× 1.4%	「再生可能エネルギー発電設備に係る課税標準の特例」を適用すると初年度から 3 年間は課税標準額が減額(1/2)となる。	—

※算出方法について

「参考価格」・・・他の小水力発電所等の実績値を参考とし、金額を設定

※なお、土地の取得費や賃借料等は事業者次第であり、金額の算定が難しい為、年経費には計上していないが、今後確認が必要である。

漁協への協力金が求められる場合があるが、本地点は漁業権設定区域非該当であることを愛知県に確認済み。

(5) 発電側課金について

2024 年 4 月以降は、発電事業者が送配電設備の維持・拡充に必要な費用の一部を負担する発電側課金が発生する。最大出力(kW)に応じた固定料金の kW 課金と、発電電力量(kWh)に応じた従量料金の kWh 課金の 2 つがあり、それぞれ以下の様に計算した。

表 24 発電側課金

系統連系受電サービス料金（発電側課金）		出典
電力会社	中部電力	
kW課金 基本料金(本土)	80.42 円/kW/月	https://powergrid.chuden.co.jp/goannai/hatsuden_kouri/hatsudengawakakin/ryokin/
kWh課金 電力量料金	0.26 円/kWh	
最大受電電力（契約）	49.9 kW	同時最大受電電力（kW）
年間発電電力量	340,370 kWh	
kW課金	48,155 円/年	最大出力(kW) × 基本料金(円/kW/月) × 12か月
kWh課金	88,496 円/年	年間発電電力量(kWh) × 電力量料金(円/kWh)
割引単価	0	大野瀬町シラソレは割引ないエリア(2025/7/15 中電パワーグッド高尾氏確認)
年間の発電側課金	136,652 円/年	

発電側課金の料金単価

基本料金や電力量料金、系統設備効率化割引（注1）の単価は以下の通りです。

（注1）系統設備効率化割引は、接続先の変電所等によって適用有無や区分が異なります。

(税込)

料金単価 (全電圧共通)		+	割引単価	
発電側料金	基本料金 80.42 円/kW・月		{	A-1
	電力量料金 0.26 円/kWh	A-2		▲ 17.60 円/kW・月 (注2)
		A-3		▲ 8.80 円/kW・月 (注3)
				B-1
		B-2		▲ 13.66 円/kW・月

（注2）電源が当社の基幹系統に接続する場合（受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合）の割引単価は、8.80円/kW・月です。

（注3）電源が当社の基幹系統に接続する場合（受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合）の割引単価は、4.40円/kW・月です。

出典：中部電力パワーグリッド HP

https://powergrid.chuden.co.jp/goannai/hatsuden_kouri/hatsudengawakakin/ryokin/

(6) その他コストについて

- ・電気代…発電所で使用する電気代を計上した。

・道路占用料

水圧管及び放水管を市道及び河川内に設置予定であることから、占用料が発生する。

占用料は、「豊田市道路の管理及び占用に関する条例」に基づき下表のように計算した。

占用場所	占用物件	占用面積or延長			占用料			占用料（1年間）	
		数量	単位		単価	単位			
道路	水圧管（外径0.25m）	497	m	×	150	円/m	=	74,550	円/年
占用料							=	74,550	円/年
放水管	放水管（外径0.42m）	1	m	×	350	円/m	=	350	円/年
占用料							=	350	円/年
占用料（合計）							=	74,900	円/年

出典	豊田市道路の管理及び占用に関する条例
URL	https://www2.city.toyota.aichi.jp/reiki_int/reiki_honbun/i513RG00000454.html

(1) 外径が0.07m未満のもの	長さ1mにつき1年	35
(2) 外径が0.07m以上0.1m未満のもの		50
(3) 外径が0.1m以上0.15m未満のもの		75
(4) 外径が0.15m以上0.2m未満のもの		99
(5) 外径が0.2m以上0.3m未満のもの		150
(6) 外径が0.3m以上0.4m未満のもの		200
(7) 外径が0.4m以上0.7m未満のもの		350
(8) 外径が0.7m以上1m未満のもの		500

・流水占用料…「豊田市法定外公共物管理条例」に基づき下表のように計算した。

流水の占用		算式
常時使用水量Q1	0 m ³ /s	※発電取水可能日数が355日未満なら0
有効落差H1	152.15 m	
常時理論出力P1	0 kW	$9.8 \times Q1 \times H1$ 小数点以下切上げ
最大使用水量Q2	0.06 m ³ /s	
有効落差H2	130.00 m	
最大理論出力P2	77 kW	$9.8 \times Q2 \times H2$ 小数点以下切上げ
流水占用料	33,572 円/年	$1976 \times P1 + 436 \times (P2 - P1)$

出典	豊田市法定外公共物管理条例
URL	https://www2.city.toyota.aichi.jp/reiki_int/reiki_honbun/i513RG00000605.html

区分			単位	占用料
発電の用に供する場合	揚水式発電所以外の発電所	1 (1) 昭和40年10月1日以降に発電(設備の点検のためにするものを除く。以下同じ。)を開始した発電所 (2) 昭和40年9月30日以前に発電を開始した後に設備の増設をし、同年10月1日以降に当該増設に係る設備又はその部分を使用して行う発電を開始した発電所(増設以後の理論水力についてこの項に掲げる式により算出した額が、増設前の理論水力について2に掲げる式により算出した額に満たないものを除く。)	1年につき	次の式により算出した額 $1,976 \text{円} \times \text{常時理論水力} + 436 \text{円} \times (\text{最大理論水力} - \text{常時理論水力})$
		2 1に掲げる発電所以外の発電所		次の式により算出した額 $1,976 \text{円} \times \text{常時理論水力} + 988 \text{円} \times (\text{最大理論水力} - \text{常時理論水力})$

(7) 減価償却費について

下表に基づき計算した。

表 25 資産種別による耐用年数

資産の種類	減価償却法	耐用年数
土木・調査設計（構築物）	定額法	57 年
建築（建物）	定額法	38 年 （鉄筋コンクリート造）
水車機械・電気工事（機械装置）	定率法	22 年
系統連系工事負担金	定額法	15 年

【法人税について】

下表のように計算した。

表 26 法人税率一覧

資本金1000万円以下・従業員数50人以下の普通法人を想定

項目			算入	算式		備考
国税	法人税		○	所得 × 税率	15.0%	所得が年800万円以下の部分
					23.2%	所得が800万円超の部分
	地方法人税		○	法人税額 × 税率	10.3%	
都道府県税 愛知県	法人 県民税	法人税割	○	法人税額 × 税率	1.0%	
		均等割	○	年額（千円）	21	
	法人 事業税	所得割	×	所得 × 税率	3.5%	所得が年400万円以下の部分
					5.3%	所得が年400万円超800万円以下の部分
					7.0%	所得が年800万円超の部分
		収入割	○	収入 × 税率	0.75%	発電事業・小売電気事業
		所得割	○	所得 × 税率	1.85%	発電事業・小売電気事業
	特別法人 事業税	所得割	×	法人事業税所得割額 × 税率	37.0%	
		収入割	○	法人事業税収入割額 × 税率	40.0%	発電事業・小売電気事業
市町村税 （豊田市）	法人 市民税	法人税割	○	法人税額 × 税率	6.0%	
		均等割	○	年額（千円）	50	

表 27 収支計算書

豊田市大野瀬町梨野地区 発電事業収支計算書

2025/12/17

作成

: 入力欄

条件

※初年度消費税還付

※上流案

※As舗装部塩ビ管

総事業費(税込)	150,988	千円
消費税率	10%	
総事業費(税別)	137,262	千円
調査設計	8,000	千円
土木	69,700	千円
建築	0	千円
水車機械	56,500	千円
電気工事	500	千円
系統連系負担金	2,562	千円

最大出力	46.9	kW
平均出力	40.9	kW
停止率	5%	
年間発電電力量	340,370	kWh
FIT単価	34	円/kWh

総事業費(税別)	137,262	千円
年間売電収益(税別)	11,573	千円
20年平均経費(税別)	8,498	千円
20年間IRR	1.1%	
年平均利回り	1.7%	
単純回収年数	11.9年	

(千円)

損益計算（税別）			0年目	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	18年目	19年目	20年目	20年間合計						
A 収 入				11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	231,451						
(1) 売電収益			FIT単価×年間発電電力量		11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573							
B 支 出			0	11,890	11,278	10,709	10,973	10,445	9,953	9,492	9,061	8,655	8,273	7,911	7,569	7,407	7,243	7,077	6,741	6,574	6,405	6,235	6,062	169,954						
(1) 人件費			500	千円/年	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500							
(2) 電気保安委託費			400	千円/年	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400							
(3) 修繕費			500	千円/年	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500							
(4) 保険料			250	千円/年	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250							
(5) 発電側課金			137	千円/年	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137							
(6) その他コスト			209	千円/年	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209							
電気代			100	千円/年																										
道路占用料			75	千円/年																										
流水占用料			34	千円/年																										
(7) 減価償却費					6,716	6,245	5,816	5,427	5,073	4,751	4,459	4,193	3,951	3,732	3,532	3,350	3,350	3,350	3,350	3,179	3,179	3,179	3,179							
(8) 支払利息			(元利均等)	返済期間	20	年	金利	1.50	%	2,265	2,167	2,067	1,967	1,864	1,760	1,655	1,548	1,439	1,329	1,217	1,103	988	870	752	631	508	384	258	130	24,900
(9) 固定資産税 ※2			標準課税率	1.4	%	914	870	829	1,583	1,512	1,445	1,383	1,324	1,269	1,217	1,167	1,120	1,073	1,026	980	935	891	846	801	757					
C 税 引 前 利 益			0	-318	295	863	600	1,127	1,620	2,080	2,512	2,918	3,300	3,661	4,003	4,166	4,330	4,495	4,831	4,998	5,167	5,338	5,510	61,497						
D 法 人 税 ※1			0	193	250	360	309	412	507	597	681	760	834	904	971	1,003	1,034	1,067	1,132	1,164	1,197	1,230	1,264	15,870						
E 税 引 後 利 益			0	-510	45	503	291	716	1,112	1,483	1,831	2,158	2,466	2,757	3,032	3,163	3,295	3,429	3,699	3,834	3,970	4,107	4,246	45,627						

キャッシュフロー収支計算				0年目	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	18年目	19年目	20年目	20年間合計				
A 収 入				150,988	20,031	6,290	6,319	5,718	5,789	5,864	5,942	6,024	6,109	6,197	6,288	6,383	6,513	6,645	6,779	6,879	7,013	7,149	7,287	7,426	142,645				
(1) 税引後利益				0	-510	45	503	291	716	1,112	1,483	1,831	2,158	2,466	2,757	3,032	3,163	3,295	3,429	3,699	3,834	3,970	4,107	4,246					
(2) 減価償却費					6,716	6,245	5,816	5,427	5,073	4,751	4,459	4,193	3,951	3,732	3,532	3,350	3,350	3,350	3,350	3,179	3,179	3,179	3,179	3,179	3,179				
(3) 自己資金						千円	出資割合	0%	0																				
(4) 補助金等						千円	補助割合	0%	0																				
(5) 長期借入金 (銀行)				借入総額	150,988	千円	融資割合	100%	150,988																				
(6) 消費税還付 (建設費分)					13,826	千円																							
B 支 出				150,988	6,530	6,628	6,727	6,828	6,930	7,034	7,140	7,247	7,356	7,466	7,578	7,692	7,807	7,924	8,043	8,164	8,286	8,410	8,536	8,664	150,988				
(1) 建設設備投資費					150,988	千円			150,988																				
(2) 借入金返済						6,530	6,628	6,727	6,828	6,930	7,034	7,140	7,247	7,356	7,466	7,578	7,692	7,807	7,924	8,043	8,164	8,286	8,410	8,536	8,664				
長期借入金返済 (銀行)				返済期間	20	年	据置期間	0年		6,530	6,628	6,727	6,828	6,930	7,034	7,140	7,247	7,356	7,466	7,578	7,692	7,807	7,924	8,043	8,164	8,286	8,410	8,536	8,664
C 当 該 余 剰 金				0	13,502	-338	-408	-1,110	-1,141	-1,171	-1,198	-1,223	-1,246	-1,269	-1,289	-1,309	-1,294	-1,279	-1,264	-1,285	-1,273	-1,261	-1,250	-1,239	-8,343				
D 累 積 余 剰 金				※機械の修繕積立金を含む				0	13,502	13,164	12,756	11,646	10,505	9,334	8,137	6,914	5,667	4,399	3,109	1,800	507	-772	-2,036	-3,321	-4,594	-5,855	-7,105	-8,343	

投資効果検証 (税別)	0年目	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	18年目	19年目	20年目
(1) 投下資本 = 自己資金 + 長期借入金 + 短期借入金 + 交付金	137,262	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(2) FCF = -投下資金 + 税引後利益 + 減価償却 + 支払利息	-137,262	8,470	8,457	8,387	7,685	7,653	7,624	7,597	7,572	7,548	7,526	7,505	7,485	7,501	7,516	7,530	7,510	7,522	7,533	7,545	7,556
(3) NPV : 正味現在価値 NPV > 0 であれば投資価値あり	割引率	1.50	%																		-4,966
(4) IRR : 内部収益率 NPV = 0 となる割引率 (金利)																					1.1%
(5) 年平均利回り																					1.7%
(6) 単純回収年数																					11.9年

※1 資本金1000万円以下・従業員数50人以下の区分を想定

※2 再生可能エネルギー発電設備に係る課税標準の特例措置により、3年間は固定資産税の税率が1/2と仮定して計算（令和7年度までは延長予定）

4.3. 発電諸元まとめ

豊田市大野瀬町梨野地区における小水力発電事業の計画諸元を以下にまとめた。

FIT 売電による 20 年間の IRR=1.1%、年平均利回り=1.7%と算出された。20 年間の収支はプラスだが、キャッシュフローが 14 年目にマイナスになると試算された。

事業実施にあたっては、採算性向上のために以下の様な検討が必要だと考えられる。

- 工事費の削減

建設費は、原材料費高騰や円安などの社会情勢の影響もあって近年割高になっている。今後、公募により選定された事業者が、各社からの見積取得や価格交渉、安価な工法や材料の検討、関係者との調整及び必要な工事の取捨選択など、工事費削減に向けた詳細検討を行う必要がある。

- 水車機械や流量の詳細検討

採用する水車タイプやメーカーによって、水車機械の効率が異なるため、事業実施にあたっては水車機械の詳細検討が必要である。

また、集落に流す灌漑流量や河川に残す維持流量が年間の発電電力量及び事業性に影響するため、これらの流量についても関係者と協議して決定していく必要がある。

- 資金調達方法

本書では金融機関からの全額借入を想定し、金利を過去の他事例を踏まえて 1.5%と仮定した。金利は、事業者や金融機関の状況、借入時期や社会情勢などによって変動し、近年は上昇傾向にあるため、1.5%よりも高くなる可能性もあり、事業性に対する影響が非常に大きい。したがって、できるだけ金利や借入金額を下げる為に、資金調達方法の工夫や、何らかの補助金を活用するなどの検討が必要だと思われる。例えば、長野県の「再生可能エネルギー普及総合支援事業」では、収益納付型補助制度（県が事業費の一部を補助し、収益の中から全部または一部を納付する）を設けており、設置工事費 180,000 千円を上限とし、4/10 以内で補助を行っており、市が掲げる再生可能エネルギー導入の促進に有効と思われるため、参考とされたい。

長野県ホームページ：<https://www.pref.nagano.lg.jp/zerocarbon/sogo.html>

表 28 発電計画諸元まとめ（金額は税別）

項目 \ 調査地点		単位	内容・数値
設備概要	取水	—	既存水路に取水施設設置
	水圧管路延長	m	850.8
	水圧管内径	mm	200
	管材料	—	塩ビ管、ポリエチレン管
	水車型式	—	ペルトン水車
発電計画の概要	取水河川	—	一級河川矢作川水系大桑谷川（普通河川）
	放水河川	—	一級河川矢作川水系大桑谷川（普通河川）
	流域面積	km ²	3.245
	維持流量	m ³ /s	0.017
	取水位	EL.m	562.49
	放水位	EL.m	410.34
	総落差	m	152.15
	有効落差	m	130.00
	最大使用水量	m ³ /s	0.06
	最大出力	kW	46.9
	平均出力	kW	40.9
	可能発電電力量	kWh/年	358,284
	発電電力量（停止率5%）	kWh/年	340,370
	設備利用率	%	87%
建設費	概算建設費	千円	137,262
	kW当たり建設費	千円/kW	2,927
	kWh当たり建設費	円/kWh	403
採算性	売電収入	千円/年	11,573
	経費（20年平均）	千円/年	8,498
	税引後IRR（20年間）	%	1.1
	年平均利回り（20年間）	%	1.7
	単純回収年数	年	11.9

※参考として、キャッシュフローが20年目においても黒字となるケースとして、1,000万円の補助金活用を想定した場合の収支計算書を、以下に示す。

表 29 収支計算書（1000 万円の補助金活用を想定した場合）

豊田市大野瀬町梨野地区 発電事業収支計算書

2025/12/17 作成

：入力欄

条件

※初年度消費税還付

※上流案

※As舗装部塩ビ管

※1,000万円の補助金活用を想定した場合

総事業費(税込)	150,988	千円
消費税率	10%	
総事業費(税別)	137,262	千円
調査設計	8,000	千円
土木	69,700	千円
建築	0	千円
水車機械	56,500	千円
電気工事	500	千円
系統連系負担金	2,562	千円

最大出力	46.9	kW
平均出力	40.9	kW
停止率	5%	
年間発電電力量	340,370	kWh
FIT単価	34	円/kWh

総事業費(税別)	137,262	千円
年間売電収益(税別)	11,573	千円
20年平均経費(税別)	8,415	千円
20年間IRR	1.1%	
年平均利回り	1.7%	
単純回収年数	11.9年	

(千円)

損益計算（税別）					0年目	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	18年目	19年目	20年目	20年間合計			
A 収 入						11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	11,573	231,451			
(1) 売電収益					FIT単価×年間発電電力量																								
B 支 出					0	11,740	11,134	10,572	10,842	10,322	9,836	9,383	8,958	8,560	8,185	7,831	7,496	7,341	7,185	7,027	6,699	6,541	6,380	6,218	6,054	168,305			
(1) 人件費					500	千円/年	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500			
(2) 電気保安委託費					400	千円/年	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400			
(3) 修繕費					500	千円/年	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500			
(4) 保険料					250	千円/年	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250			
(5) 発電側課金					137	千円/年	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137			
(6) その他コスト					209	千円/年	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209			
電気代					100	千円/年																							
道路占用料					75	千円/年																							
流水占用料					34	千円/年																							
(7) 減価償却費						6,716	6,245	5,816	5,427	5,073	4,751	4,459	4,193	3,951	3,732	3,532	3,350	3,350	3,350	3,350	3,350	3,179	3,179	3,179	3,179				
(8) 支払利息					(元利均等)	返済期間	20 年	金利	1.50 %	2,115	2,023	1,931	1,836	1,741	1,644	1,545	1,445	1,344	1,241	1,136	1,030	922	813	702	589	475	359	241	121
(9) 固定資産税 ※2					標準課税率	1.4 %	914	870	829	1,583	1,512	1,445	1,383	1,324	1,269	1,217	1,167	1,120	1,073	1,026	980	935	891	846	801	757			
C 税 引 前 利 益					0	-168	438	1,000	730	1,251	1,736	2,190	2,614	3,013	3,388	3,742	4,076	4,231	4,387	4,545	4,873	5,032	5,193	5,355	5,519	63,146			
D 法 人 税 ※1					0	193	278	387	335	436	530	618	701	778	851	920	985	1,015	1,046	1,076	1,140	1,171	1,202	1,234	1,266	16,162			
E 税 引 後 利 益					0	-360	161	613	396	815	1,206	1,571	1,913	2,234	2,537	2,822	3,091	3,216	3,342	3,469	3,733	3,861	3,990	4,121	4,253	46,985			

キャッシュフロー収支計算					0年目	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	18年目	19年目	20年目	20年間合計	
A 収 入					150,988	20,181	6,405	6,430	5,823	5,888	5,958	6,030	6,106	6,186	6,268	6,353	6,441	6,566	6,692	6,819	6,912	7,040	7,170	7,300	7,433	144,002	
(1) 税引後利益					0	-360	161	613	396	815	1,206	1,571	1,913	2,234	2,537	2,822	3,091	3,216	3,342	3,469	3,733	3,861	3,990	4,121	4,253		
(2) 減価償却費						6,716	6,245	5,816	5,427	5,073	4,751	4,459	4,193	3,951	3,732	3,532	3,350	3,350	3,350	3,350	3,179	3,179	3,179	3,179	3,179		
(3) 自己資金					0																						
(4) 補助金等					10,000																						
(5) 長期借入金（銀行）					借入総額	140,988																					
(6) 消費税還付（建設費分）					13,826																						
B 支 出					150,988	6,097	6,189	6,281	6,376	6,471	6,568	6,667	6,767	6,868	6,971	7,076	7,182	7,290	7,399	7,510	7,623	7,737	7,853	7,971	8,091	140,988	
(1) 建設設備投資費					150,988																						
(2) 借入金返済						6,097	6,189	6,281	6,376	6,471	6,568	6,667	6,767	6,868	6,971	7,076	7,182	7,290	7,399	7,510	7,623	7,737	7,853	7,971	8,091	140,988	
長期借入金返済（銀行）					返済期間	20 年	据置期間	0年		6,097	6,189	6,281	6,376	6,471	6,568	6,667	6,767	6,868	6,971	7,076	7,182	7,290	7,399	7,510	7,623	7,737	7,853
C 当 該 余 剰 金					0	14,084	217	148	-553	-583	-611	-637	-660	-683	-703	-723	-741	-724	-707	-691	-711	-697	-684	-671	-658	3,014	
D 累 積 余 剰 金					※機械の修繕積立金を含む	0	14,084	14,301	14,449	13,896	13,313	12,703	12,066	11,406	10,723	10,020	9,297	8,557	7,833	7,125	6,434	5,723	5,026	4,343	3,672	3,014	

投資効果検証（税別）		0年目	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	18年目	19年目	20年目
(1)	投下資本 = 自己資金 + 長期借入金 + 短期借入金 + 交付金	137,262	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(2)	F C F = -投下資金 + 税引後利益 + 減価償却 + 支払利息	-137,262	8,470	8,429	8,360	7,659	7,629	7,601	7,575	7,552	7,529	7,509	7,489	7,471	7,488	7,505	7,521	7,501	7,515	7,528	7,541	7,554
(3)	N P V : 正味現在価値 N P V > 0であれば投資価値あり 割引率 1.50 %																					-5,225
(4)	I R R : 内部収益率 N P V = 0となる割引率(金利)																					1.1%
(5)	年平均利回り																					1.7%
(6)	単純回収年数																					11.9年

※1 資本金1000万円以下・従業員数50人以下の区分を想定

※2 再生可能エネルギー発電設備に係る課税標準の特例措置により、3年間は固定資産税の税率が1/2と仮定して計算（令和7年度までは延長予定）

5. 公募資料作成業務

5.1. 業務履行経過

業務履行における経過を下表にまとめる。また、作成した公募資料（最終案）を別添④とし、添付する。

年月日	内容
令和7年8月1日	業務着手
令和7年8月22日	公募資料（第1案）の作成及び共有
令和7年10月30日	公募資料（第2案）の作成及び各資料の細部打合せ
令和7年11月5日	公募資料（第3案）の作成及び共有
令和7年12月11日	最終案の共有

5.2. まとめ

事業者公募に必要な公募資料の作成を行うことができた。特に、発注者の疑問点解消や他事例などの情報収集に努め、配点や資料の構成など、発注者側のニーズを踏まえた公募資料作りに注力できた。