

令和8年2月15日

永吉ダム水力発電所事業性評価調査事業における  
基本設計業務  
報告書

株式会社リバー・ヴィレッジ

# 目次

1. 事業概要	3
1.1. 業務概要	3
1.2. 業務の目的	3
1.3. 業務内容	3
1.4. 実施スケジュール	4
1.5. 調査地点概要	5
2. 基本設計	6
2.1. 現地踏査・資料の掌握・レイアウト検討	6
2.2. 土木設計	11
2.2.1. 取水施設	11
2.2.2. 水圧管の分岐	12
2.2.3. 水圧管路	19
2.2.4. 除塵設備	21
2.2.5. 発電所建屋・工事用道路	22
2.2.6. 放水路	23
2.3. 水車発電設備の検討	24
2.3.1. 水車種類の選定	24
2.3.2. 流量範囲・総合効率	26
2.4. 水理計算（有効落差、使用水量）	27
2.4.1. 使用水量	27
2.4.2. 有効落差の計算	29
2.5. 洪水流量・洪水位計算	40
3. 事業性評価	41
3.1. 発電量・売電額計算	41
3.2. 工事数量算出、工事費概算	49
3.3. 収支計算・事業性評価	52
3.4. 総合検討・発電諸元まとめ（高圧と低圧の比較）	61
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 洪水位計算書	

## 1. 事業概要

### 1.1. 業務概要

- ①業務名 永吉ダム水力発電所事業性評価調査事業における基本設計業務
- ②期間 自：令和7年11月12日 至：令和8年2月15日
- ③事業実施場所 永吉ダム（鹿児島県日置市吹上町永吉）
- ④委託者 ひおき地域エネルギー株式会社
- ⑤受託者 株式会社リバー・ヴィレッジ

### 1.2. 業務の目的

本業務は、水力発電施設を建設し、再生可能エネルギーの活用促進を図るため、水力発電施設の配置・規模決定および事業費算出や事業化可能性を検討することを目的とする。

### 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
基本設計	①現地踏査 ②資料の掌握・整理 ③取水位置および基本形状レイアウト ④水圧管路のルート、位置、管径、構造等基本形状レイアウト ⑤発電所の位置、及び基本形状レイアウト ⑥取水設備、発電所等の取付道路レイアウト ⑦水路構造物の設計（発電所下部工） ⑧水理計算 ⑨工事数量（土木関係） ⑩照査および総合検討 ⑪報告書作成

1.4. 実施スケジュール

業務工程表を以下に示す。

項目	担当	R6年度	令和7年度												備考		
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3			
現地踏査								開始:R7	11.12								
資料の掌握・整理																	
取水位置および基本形状レイアウト																	
水圧管路のルート、位置、管径、構造等基本形状レイアウト																	
発電所の位置、及び基本形状レイアウト																	
取水設備、発電所等の取付道路レイアウト																	
水路構造物の設計（発電所下部工）																	
水理計算																	
工事数量（土木関係）																	
照査および総合検討																	
報告書作成																	完了:R8.2.15

## 1.5. 調査地点概要

永吉ダムの概要と調査地点の位置図を以下に示す。

ダム名	永吉ダム
所在地	鹿児島県日置市吹上町永吉
河川名	二俣川（二級河川永吉川水系）
区分	二級河川
河川管理者	鹿児島県
ダム型式	傾斜コア型ロックフィルダム
流域面積	8km <sup>2</sup>



図 1 位置図

## 2. 基本設計

### 2.1. 現地踏査・資料の掌握・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 1 土木施設一覧

施設名	説明・留意点
取水施設	<p>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。</p> <p>土砂堆積やゴミ詰まりによる取水量減少の対策が必要。また、取水の段階で可能な限りゴミの流入を防ぐことが望ましい。</p>
水圧管	<p>取水施設から発電所まで、圧力をかけて水を導水するための管路。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。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 鋼管・ダクタイル鋳鉄管           <p>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。</p> </li> <li>● 強化プラスチック複合管（FRPM管）           <p>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。</p> <p>最大使用圧力 1.3MPa 以下（管種による）。</p> </li> <li>● ポリエチレン管           <p>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。</p> <p>最大使用圧力 2.5MPa 以下（管種による）。</p> </li> <li>● 硬質ポリ塩化ビニル管           <p>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。</p> <p>最大使用圧力 1.0MPa 以下（管種による）。</p> </li> </ul>

除塵設備	<p>土砂やゴミを取り除くための設備。これら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、確実な対策が必要。</p> <p>除塵設備としては主に沈砂池（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）や除塵スクリーンが用いられるが、これらの設置が困難な場合はストレーナ等の別の手段による対策の検討が必要。</p>
発電所	<p>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。</p> <p>発電所の位置は、以下の条件を満たす地点を選定する。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 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。</li> <li>● 発電所設置に十分な面積が確保でき、アクセスが可能であること。</li> <li>● 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。</li> <li>● 系統（電柱）が近いこと。</li> <li>● 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）。</li> </ul>
放水路	<p>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。</p>

まず、表 1 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、ダム資料、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 2 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>永吉ダムの既存の取水施設を利用する。</li> </ul>
水圧管	<ul style="list-style-type: none"> <li>バルブ室内にある既設の維持放流管から発電用の水圧管の分岐を行い、発電所までの導水を行う。</li> <li>バルブ室内の分岐配管は鋼管とし、それより下流の発電用の水圧管は価格を抑える事と施工性を考慮し、ポリエチレン管を採用した。</li> </ul>
除塵設備	<ul style="list-style-type: none"> <li>取水施設のスクリーンの改修や沈砂池等の設置ができないため、ストレーナを設置する。</li> <li>ストレーナの設置位置は、電源の確保が容易で十分な敷地が確保できることから、発電所建屋の直前とする。</li> </ul>
発電所建屋 放水路	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電所建屋位置は、河川を横断する必要のない左岸側の敷地を採用した。また、落差を大きくとるため、標高の低い民地を建屋位置とした。</li> <li>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。</li> <li>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二俣川の護岸に設置する。</li> </ul>

上記の検討を踏まえ、採用したレイアウトを図 2 に示す。

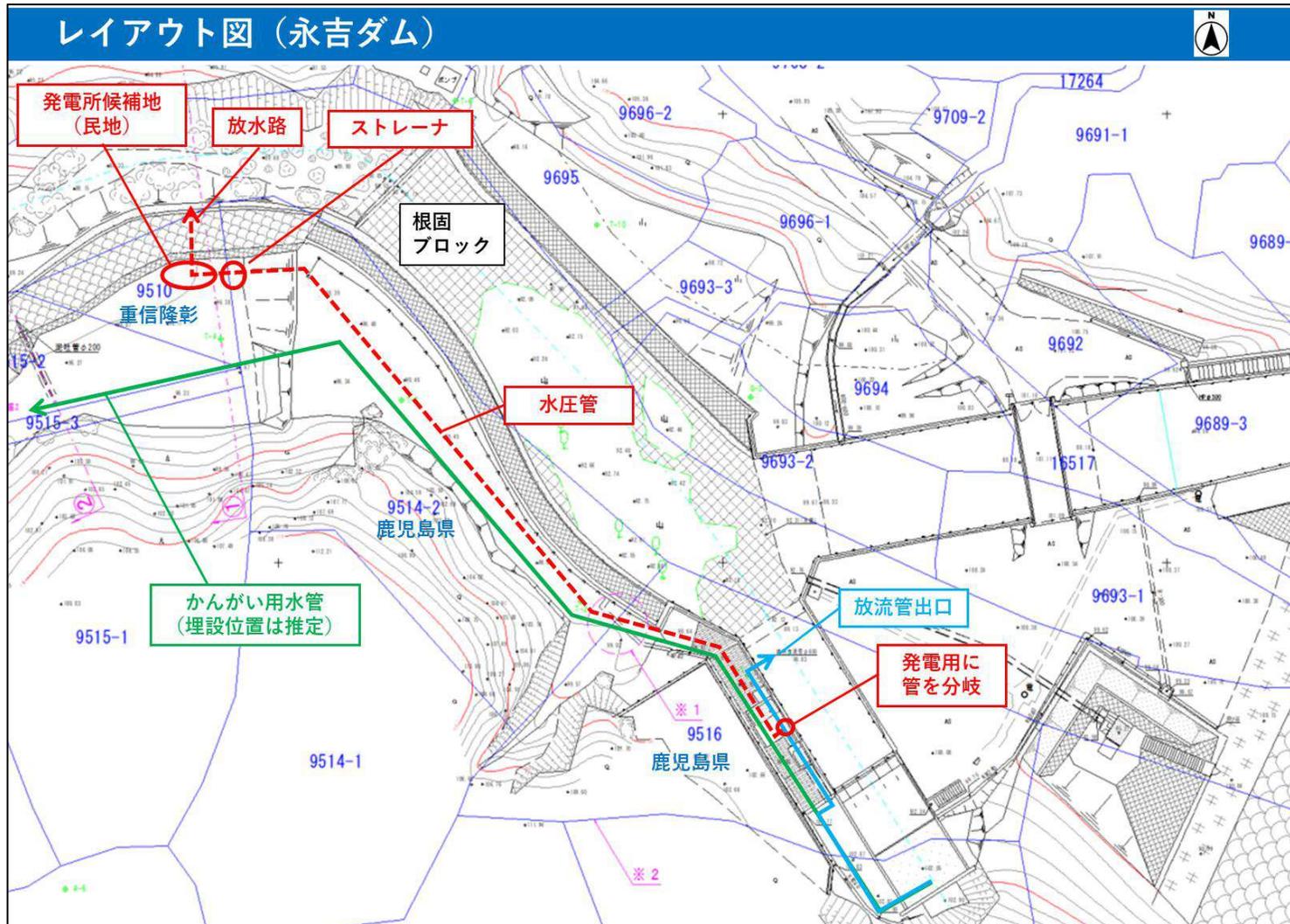


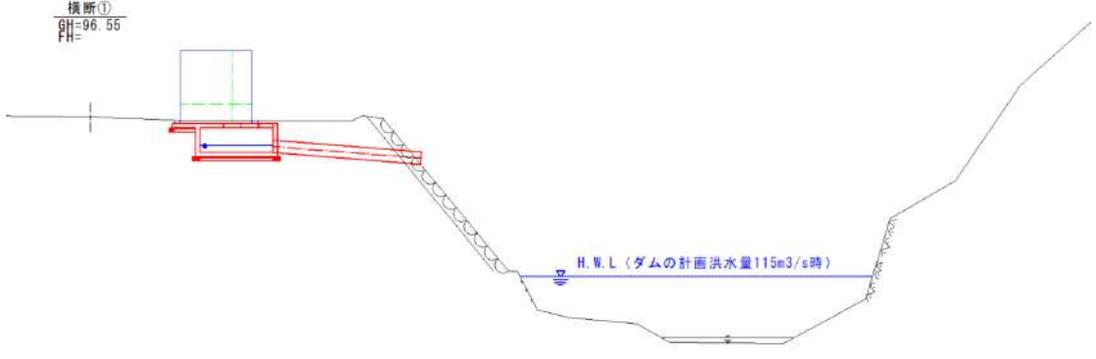
図 2 レイアウト図

なお、発電所建屋の位置については、以下の2通りの比較を行った。

- 「①地上案」…建屋の高さが河川護岸天端より上の為、洪水時の浸水リスクが低い。
- 「②地下案」…建屋を地下約2.5mに設置するため、総落差が大きくなり発電電力量も増加するが、護岸天端より低いため、洪水時の建屋の浸水リスクが高い。

「②地下案」は、建屋を地下にする事による発電量の増加よりも、下表に示す洪水時の浸水リスクや、敷地の造成費用が大きいと考えて不適とし、本書では、「①上流案」を採用した。

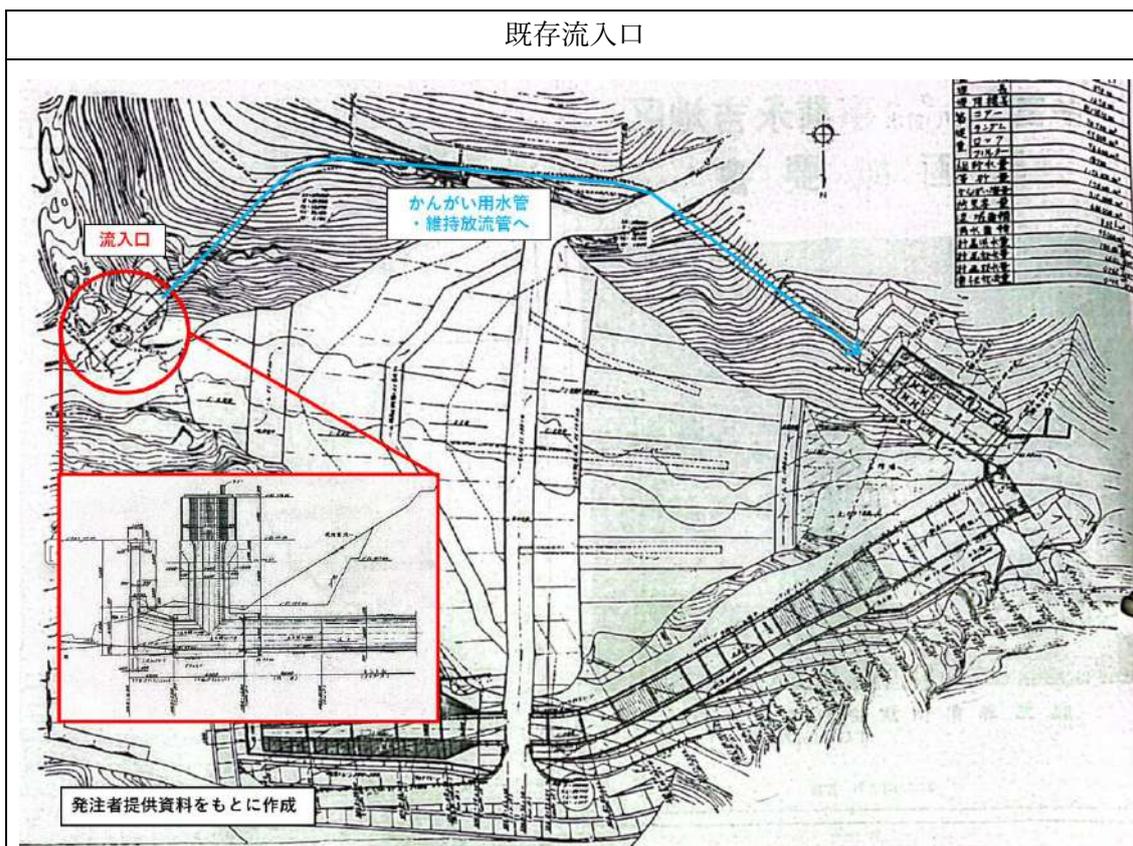
表 3 ②地下案のリスク

<p><b>【②地下案について】</b></p> <p>発電電力量を大きくするために、建屋を既存の護岸よりも低い地下に設置する「②地下案」も検討した。ただし、洪水時においても発電後の水を安全に放水するために、放水管の出口が洪水位よりも高くなるものとした。その場合、「①地上案」よりも総落差を約2.5m大きくすることが可能である。</p> 
<p><b>【建屋を護岸より低い位置に設置する際のリスク】</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• 仮に洪水位が護岸高まで上がった場合、建屋が浸水し設備が故障する。</li><li>• 建屋横の石積護岸は、ダムのコンクリート護岸と同程度の高さである。ダムの護岸高は、基本的には洪水位や河川下流からのバックウォーター等を考慮して設計されている。「別添 ④ 洪水位計算書」におけるマニング式の計算では、洪水位が護岸高より低い結果となったが、実際は護岸高さまで洪水位が上がる可能性がある。</li><li>• 護岸天端付近まで水位が上がった場合、空石積み護岸なので水が建屋側に浸透して建屋が浸水する恐れがある。</li><li>• 建屋敷地を現況地盤より下げると、擁壁や雨水の排水対策が必要になり、工事費が増加する。</li></ul>

## 2.2. 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）。

### 2.2.1. 取水施設



- ダム内の流入口より取水を行い、管路にてかんがい用水管・維持放流管へ導水を行っている。
- 通常時、流入口は水に浸かっているため目視での確認ができない。また、流入口のスクリーンの目の粗さが確認できる資料も見つかっていない。
- 年間を通してかんがい用水を取水しているため水位を下げて流入口を露出させることができず、後付けのスクリーンの設置は困難。

#### 【設計方針】

- 取水口は改修を行わず、現況のまま利用する。

#### 【留意事項】

- 管路に流入する夾雑物の大きさや量について、調査が必要。
- ダム内の掃除を行っておらず、土砂の堆積量が不明。今後堆積量が増えて土砂が取水口に近づくことで、管路への土砂の流入量も増える可能性がある。

## 2.2.2. 水圧管の分岐

まず、既存の放流管から発電管を分岐できる箇所を検討した。

上流側バルブ室よりさらに上流は、放流管が地中埋設かつ管がコンクリートで巻いてあるものを壊す必要があり困難である。また上流にバルブが無く工事中に止水できない。

下流側バルブ室よりさらに下流は、平常時は現川放流ゲートの開度が小さいためにゲートの損失水頭が非常に大きく、発電に使える有効落差が失われて発電する事が出来ない。

よって、分岐箇所候補は下図の上流側バルブ室内または下流側バルブ室内に限られるが、上流側バルブ室は狭く施工困難のため、下流側バルブ室（分岐候補1）で分岐する事を基本とした。

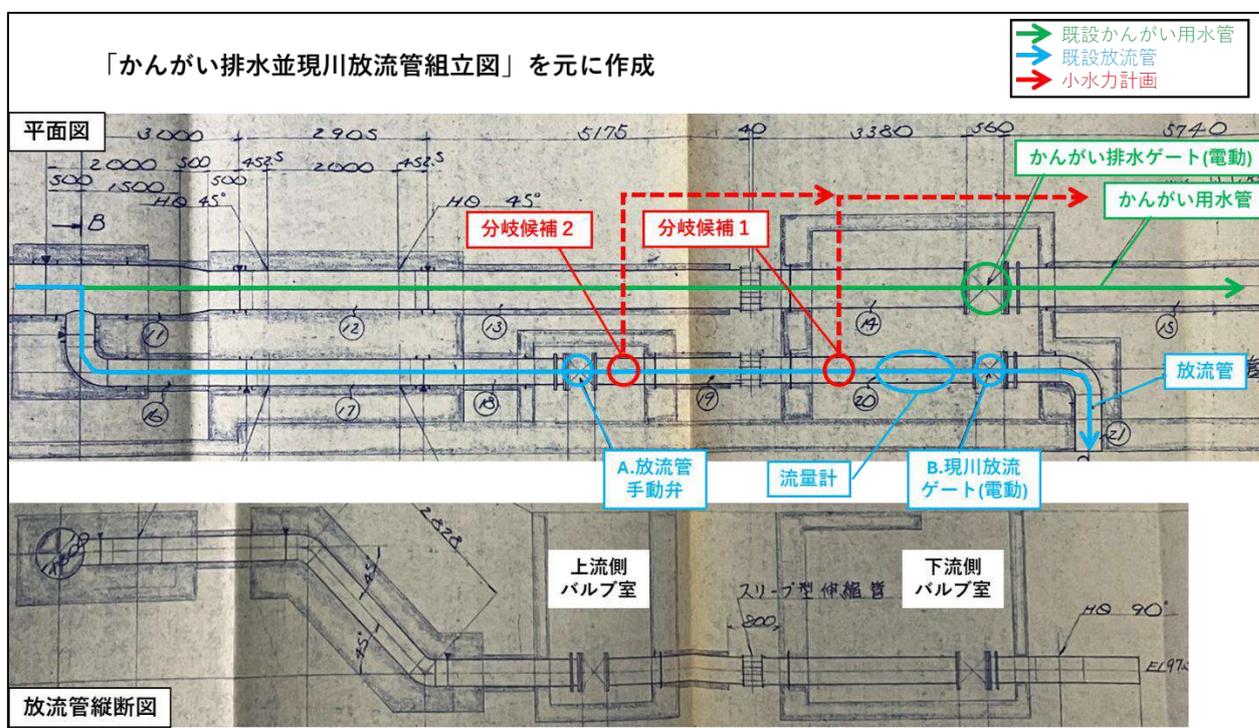
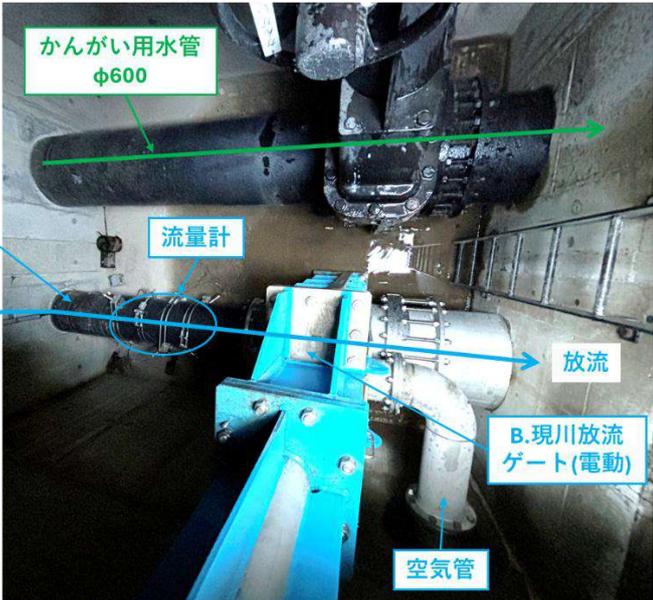


図 3 発電管の分岐箇所検討

バルブ室内の現況の様子を下表に示す。

表 4 バルブ室の現況

<b>現況</b>	<b>下流側バルブ室</b>
<b>上流側バルブ室</b>	
	
<ul style="list-style-type: none"><li>• 既存の管路には、かんがい用水管（φ600）と、河川への放流を行う放流管（鋼管、φ400）がある。2つのバルブ室があり、バルブ室外は管がコンクリートで巻き立てられている。上流側バルブ室はスペースが狭く、手動弁が設置されている。下流側バルブ室は比較的スペースが広く、流量計、電動ゲートが設置されている。</li><li>• 東海鋼管株式会社と現地調査を行い、既設放流管は鋼管である事を確認した。</li></ul>	

	
<p>「B.現川放流ゲート」の既設駆動装置</p>	<p>駆動装置の銘板</p>
	
<p>既設流量計</p>	

次に、水力発電所に発電用水を分岐する方法を検討した。現状は、ダム管理者がダムの貯水位と流したい放流量に応じて、図4の「B.現川放流ゲート」の開度を調整しており、「A.放流管手動弁」は常に全開で運用している。

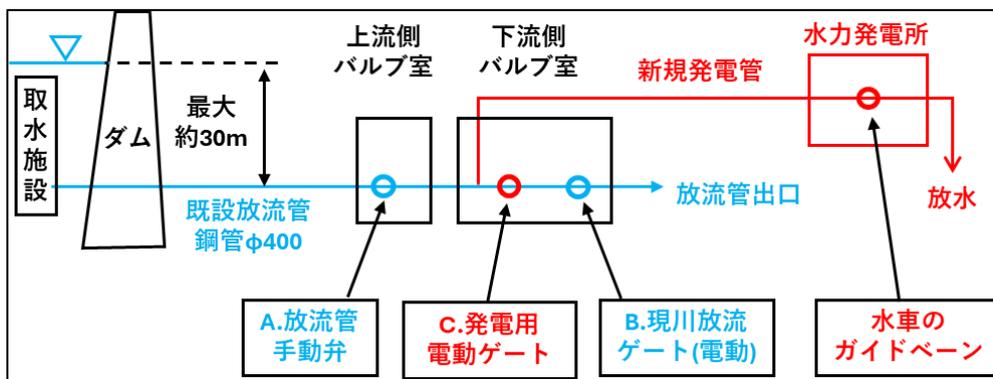


図4 発電用水の分岐方法

新たに水力発電を実施するにあたっては、放流量のうち発電に必要な流量のみを発電管に分岐し、残りの流量は既設放流管で放水する必要がある。そのためには下記の2案のいずれかのゲート運用が必要になる。

案①：「B.現川放流ゲート」を発電事業者が操作できるようにする。

案②：「C.発電用電動ゲート」を発電事業者が新設して操作する。

案①については、現状はダム管理者が操作している「B.現川放流ゲート」を発電事業者が操作することになるため、ダム管理者と合意が得られるかと、ゲートをダム側と発電所側両方から遠隔で操作する事がゲートの仕様及び技術的に可能かどうかが課題である。

案②については、後述する理由で実施が困難であると考えられる。

よって本書では、案①の「B.現川放流ゲート」を発電事業者が操作できる前提で検討を行った。今後ダム管理者と発電事業者の間で協議を行い、ルールを明確に定めて合意を得る必要がある。

ただし、既設放流管が劣化により元々の管厚から許容値よりも薄くなっている場合、溶接自体ができず管を分岐できない可能性もあるため、管厚等の調査も必要である。

案	「B.現川放流ゲート」の操作について	工法	実施可能性	備考
①	発電事業者が操作可能	不断水	△	・ダム管理者との協議、既設ゲートの仕様によっては、実施できない場合もある。
		断水	△	
②	発電事業者が操作不可で「C.発電用電動ゲート」を新設する	不断水	×	・不断水工法が適用可能かつ既設放流管の流速に耐えるバルブが無い。 ・バルブが大きく、分岐管の位置が上流側バルブ室内になるが、狭い為コンクリート壁を斫る必要がある。 ・既設流量計の移設場所が無い。
		断水	×	・ゲート2門による流量調整の国内事例が無く確実にできるか不明。既設ゲートにキャビテーションや振動の問題が生じる恐れがある。既設ゲートを撤去または常に全開で使用すれば実施できる可能性もあるが、メーカーとして可否を判断できない。 ・ゲートの新設コストが非常に高額で、発電事業の採算性が悪化する。

案②が実施困難な理由として、不断水工法と断水工法の2種類の検討結果を示す。

【案②で不断水工法の場合】

放流水を止めずに工事を行う「不断水工法」について、コスモ工機株式会社と検討を行ったが、下記の理由で実施する事ができないと考えられる。

- 不断水工法が適用可能なインサータタフライ弁は、日本水道協会のバタフライ弁 (JWWA B 138) に準拠しており、許容流速が6m/s以内である。これに対し、既設放流管の最大放流量は約1.7m<sup>3</sup>/sであり、この時の流速は約13.5m/sと許容流速を超える。不断水工法が適用可能かつこの流速で適用可能なバルブが存在しない。

また、仮に上記のバルブを導入した場合も以下の課題がある。

- インサータタフライ弁が大きいため、分岐管の位置が上流側バルブ室内になる。しかし、上流側バルブ室は狭く、φ400mmで分岐する場合の「D.発電用手動弁」がコンクリート壁に干渉するため、図5のように厚さ500mmの壁を400mm斫る必要がある。ダム所有者である鹿児島県からは、バルブ室のコンクリート壁を壊さないように(天井は可能)と指示を受けているため、実施困難だと考えられる。また、既設流量計を移設するスペースも無い。

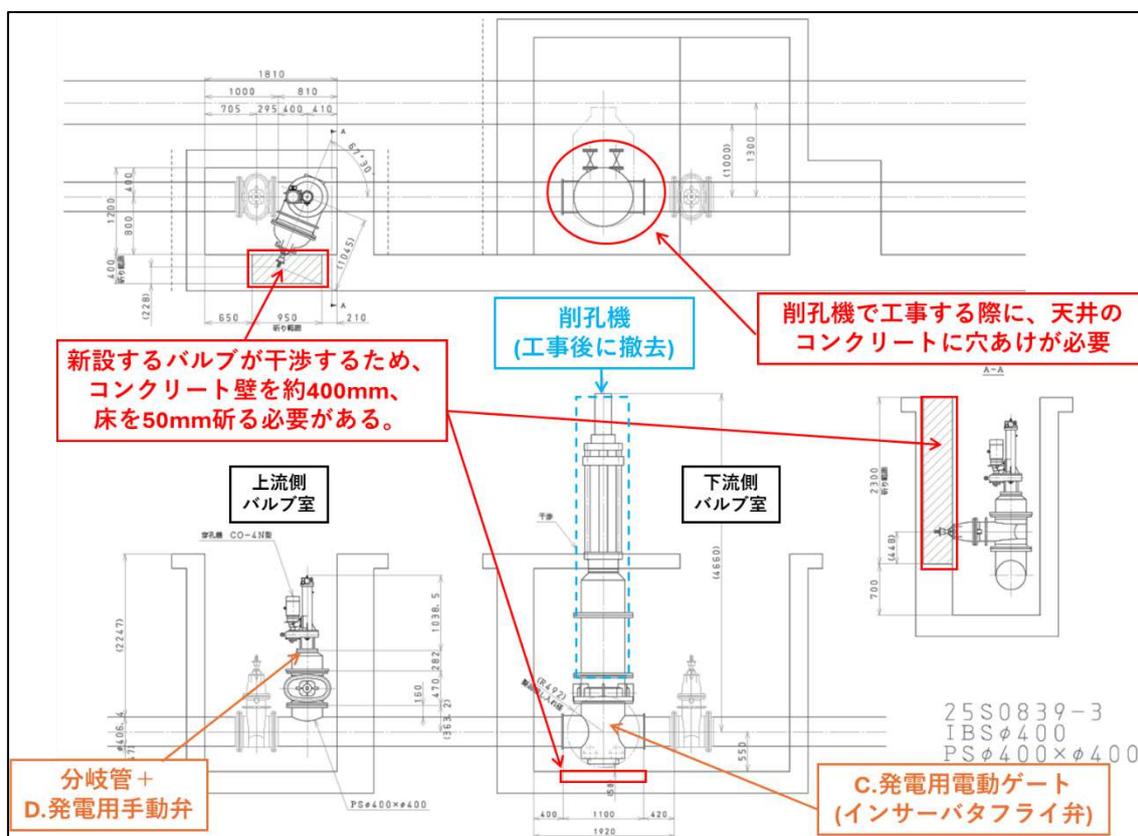


図5 不断水工法の場合のバルブ室の改修

【案②で断水工法の場合】

放流水を止めて工事を行う「断水工法」について、「B.現川放流ゲート」の製作をおこなった株式会社丸島アクアシステムと検討を行ったが、下記の理由で実施する事ができないと考えられる。

- 案②の場合、「B.現川放流ゲート」の直上流に「C.発電用電動ゲート」を新設し、「B.現川放流ゲート」は従来通りダム管理者が、「C.発電用電動ゲート」は発電事業者がそれぞれ開度を絞って流量調整する事になる。このような運用をしている過去事例は国内に無く、既設ゲートにキャビテーションや振動の問題が生じる恐れがあり、確実に流量制御できるかも不明である。「B.現川放流ゲート」を撤去するか、常に全開状態で使用できればキャビテーションや振動を抑えられる可能性はあるが、メーカーとして実施可否の判断はできない。
- 「B.現川放流ゲート」を製作した株式会社丸島アクアシステムによると、同等のジェットフローゲートを新設する場合の概算の製作費は税別約4千万円であり、また既設の駆動装置を製作した西部電機株式会社によると、同等品の定価は税別517万円である。これらに加えて、施工業者の経費や据付費用もかかるため、発電事業の採算が非常に悪くなると考えられる。

なお、断水工法が可能かどうかは、ダム管理者との協議次第である。断水工法において工事期間中に水を止めておく必要があるのは、放流管から発電管を分岐し、発電管に「D.発電用手动弁」を設置するまでである。この期間中、一時的に「A.放流管手动弁」を全閉し、1号または2号主ゲートから放流できれば、工事箇所を止水して施工できる。あるいは、ダムの水面からポンプで必要流量のみを下流に流すことができる可能性もある。

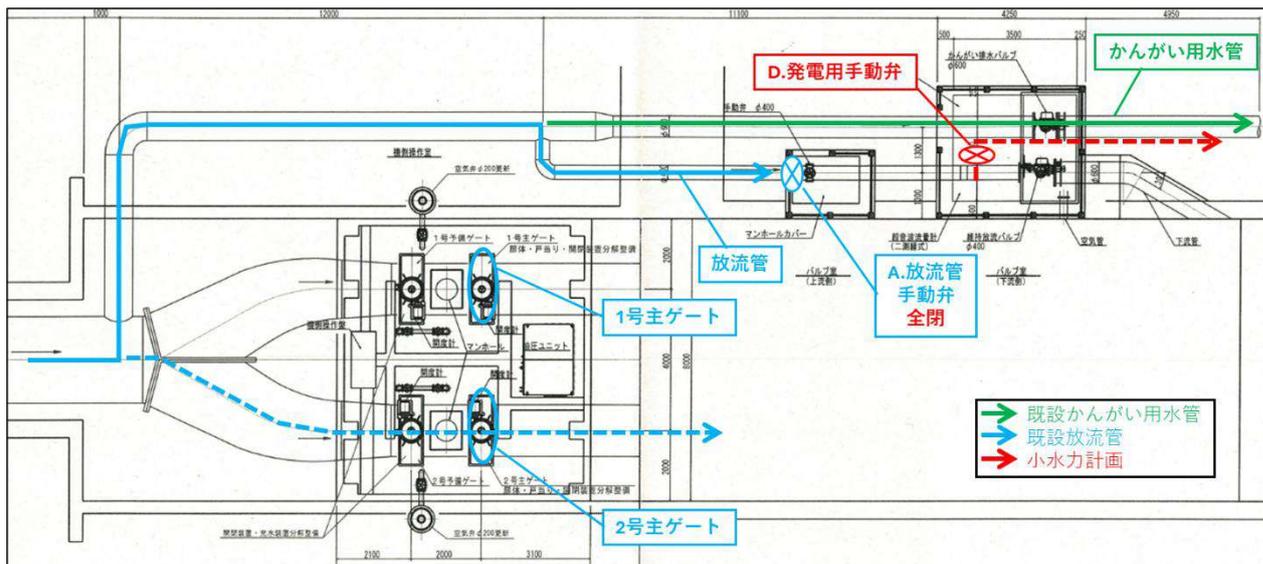
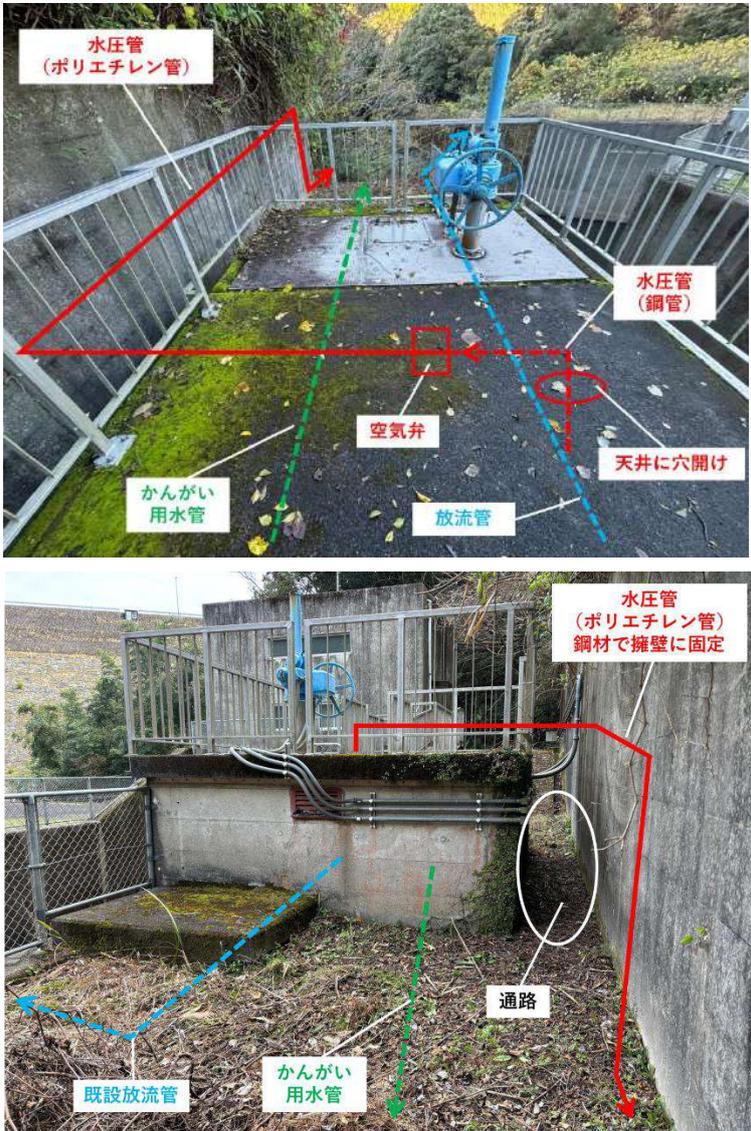


図 6 断水工法の場合の工事期間中の放流について

案①：「B.現川放流ゲート」を発電事業者が操作できる前提での、設計方針を以下に示す。

水圧管の分岐	
<div data-bbox="247 421 316 459" data-label="Section-Header"> <p><b>計画</b></p> </div> <div data-bbox="247 627 422 660" data-label="Text"> <p>上流側バルブ室</p> </div> <div data-bbox="247 667 657 945" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="247 869 363 945" data-label="Text"> <p>A.放流管 手動弁</p> </div>	<div data-bbox="710 421 869 459" data-label="Text"> <p>下流側バルブ室</p> </div> <div data-bbox="694 465 1353 1070" data-label="Image"> </div>
<div data-bbox="247 1086 391 1124" data-label="Section-Header"> <p><b>【設計方針】</b></p> </div> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 既設放流管に発電用の水圧管を溶接し、分岐を行う。</li> <li>• 既設の流量計は上流側バルブ室内に移設する。</li> <li>• ダム管理者である県の指示により、バルブ室の側壁の取壊しは不可のため、発電管はコンクリートの天井に穴をあけてバルブ室外に出すレイアウトとする。</li> </ul>	
<div data-bbox="247 1377 391 1415" data-label="Section-Header"> <p><b>【留意事項】</b></p> </div> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ダムの図面資料からは、鋼管の種類、元々の管厚、塗装種類が確認できなかった。既設放流管が劣化により、元々の管厚から許容値よりも薄くなっている場合、溶接自体ができず管を分岐できない可能性もあるため、管厚等の調査が必要。</li> <li>• 不断水工法と断水工法のどちらで実施するかは、ダム管理者との協議次第である。</li> </ul>	

### 2.2.3. 水圧管路

水圧管路	
	
<b>【設計方針】</b>	
<ul style="list-style-type: none"><li>既設放流管（鋼管）から発電用の水圧管を分岐する。分岐管は既設管と溶接するために鋼管を使用する。管頂部が逆勾配になるので、空気が溜まるのを防ぐために空気弁を設置する。空気弁より下流側は、軽量で施工性が良く、露出配管可能で、鋼管よりも安価なポリエチレン管を使用する。一部は鋼材で擁壁に固定し、それより下流は地面に浅く埋設する。</li></ul>	
<b>【留意事項】</b>	
<ul style="list-style-type: none"><li>水圧管は県有地と民地を通るため、県への占用申請と地権者の同意が必要。</li><li>埋設されている既設のかんがい用水管φ600に干渉しないよう、注意が必要。</li></ul>	

## 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 31.2m×0.0098＝0.306MPa。

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＝0.306MPa×40%＝0.122MPa。

最大設計水圧＝静水圧＋水撃圧＝0.306＋0.122＝0.428MPa。

- 管種、管径について

鋼管及びポリエチレン管の許容圧力は最大設計水圧 0.428MPa を大きく上回る。

既設放流管からの分岐管については溶接が可能な鋼管を採用した。

鋼管より下流側は一部を鋼材で擁壁に固定するため、軽量で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、鋼管及びポリエチレン管の規格（厚さ）を選定した。

- 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

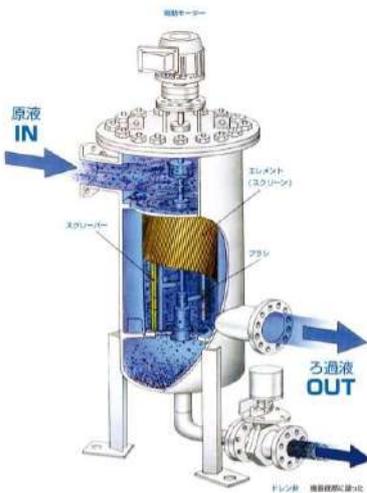
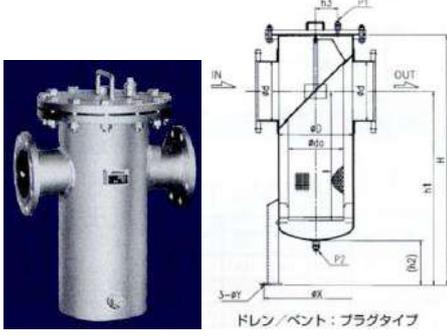
管が縦断的に屈曲する箇所については、アンカーブロックを設置して管を固定した。

## 2.2.4. 除塵設備

水力発電では、水車の故障を防ぐために流水からゴミを取り除く事が必須である。永吉ダムの既存取水施設に設置されている除塵スクリーンは図面が無く、常に水面下に浸かっているため、目の粗さの確認ができない。また、常にかんがい用水を供給しているため、運用上ダム水位を下げて細かいスクリーンを後付けする事も困難であり、仮に設置しても現況よりゴミが詰まるため、船で掃除が必要になるなど維持管理も非常に困難である。

したがって、発電用の水圧管路にストレーナを設置するものとした。ステンレス製でスクリーンの目開きは1mmとし、管径及び発電の最大使用水量に対応できる下表の2種類を比較し、メンテナンス性を考慮して「オートストレーナ」を採用した。

ストレーナ本体や内部の網に溜まったゴミ等によりエネルギーの損失が生じる。メーカーにヒアリングした所、ストレーナの損失はゴミが無い状態で0.01MPa以下、損失（上下流の差圧）が0.03~0.04MPaになると自動洗浄する事から、平均して0.02MPa（約2m）の損失が常に生じると仮定して、有効落差の計算に反映した。

	オートストレーナ	バケット形ストレーナ
参考図 (大同工機のカatalogより抜粋)		
特徴	高価だが、ストレーナに溜まったゴミを定期的に電動バルブで自動排出可能で、メンテナンスが容易。	安価だが、ストレーナに溜まったゴミは、定期的に中の鋼製かごをチェーンブロックで持ち上げて人力での掃除が必要で非常に手間がかかる。
参考価格	約 2227 万円 (機器代約 1237 万円×工事業者の仮経費 1.8 倍)	約 789 万円 (機器代約 439 万円×工事業者の仮経費 1.8 倍)
採用	○	×

## 2.2.5. 発電所建屋・工事用道路

### 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。
- 建屋位置は、管路の河川横断の必要のない左岸側を採用した。また、左岸側は右岸側に比べて敷地の標高が低く、落差をとりやすい。
- 道路から建屋敷地まで未舗装の道があるが、下にかんがい用水管が埋まっているため舗装はせずに、工事用道路として整地し碎石を敷くものとした。

#### 【留意事項】

- 敷地内に埋設位置不明の既設かんがい用水管があり、干渉しない様に注意が必要。
- 最寄りの高圧電柱は直線距離では約 160m だが、対岸にあるため迂回等で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。

## 2.2.6. 放水路

放水路	
	
<p>参考写真（出典：白糸step3小水力発電所）</p> 	
<p>【設計方針】</p> <ul style="list-style-type: none"><li>河川の護岸に放水管（塩ビ管）を設置する。</li></ul>	
<p>【留意事項】</p> <ul style="list-style-type: none"><li>放水路を設置する護岸は鹿児島県管理の二俣川（二級河川）であるため、県への許可申請が必要と思われる。</li></ul>	

## 2.3. 水車発電設備の検討

### 2.3.1. 水車種類の選定

後述する「3 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	0.24m <sup>3</sup> /s
有効落差	26.70m
管径	400mm

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、「クロスフロー水車」、「パイプライン型フランシス水車」、「ポンプ逆転水車」「一体型水車」である。各水車の特徴を図 8 に示す。

「パイプライン型フランシス水車」は、水車から下の落差も利用できて効率が高いが、本地点で使える下の落差は小さく、クロスフロー水車に比べて構造が複雑で高価である。

「ポンプ逆転水車」は既存のパイプラインに接続して使う場合は安価であるが、流量変動への対応ができず、効率が大きく下がるため、河川での水力発電では不利である。

「一体型水車」は、流量調整用のカイドベーンが無い為、流量変動に対応しづらい。一般的に広く使われてはいない為、本検討では除外した。

よって、本件ではガイドベーン操作によって流量変動に対応でき、構造が単純で安価な「クロスフロー水車」を採用する。

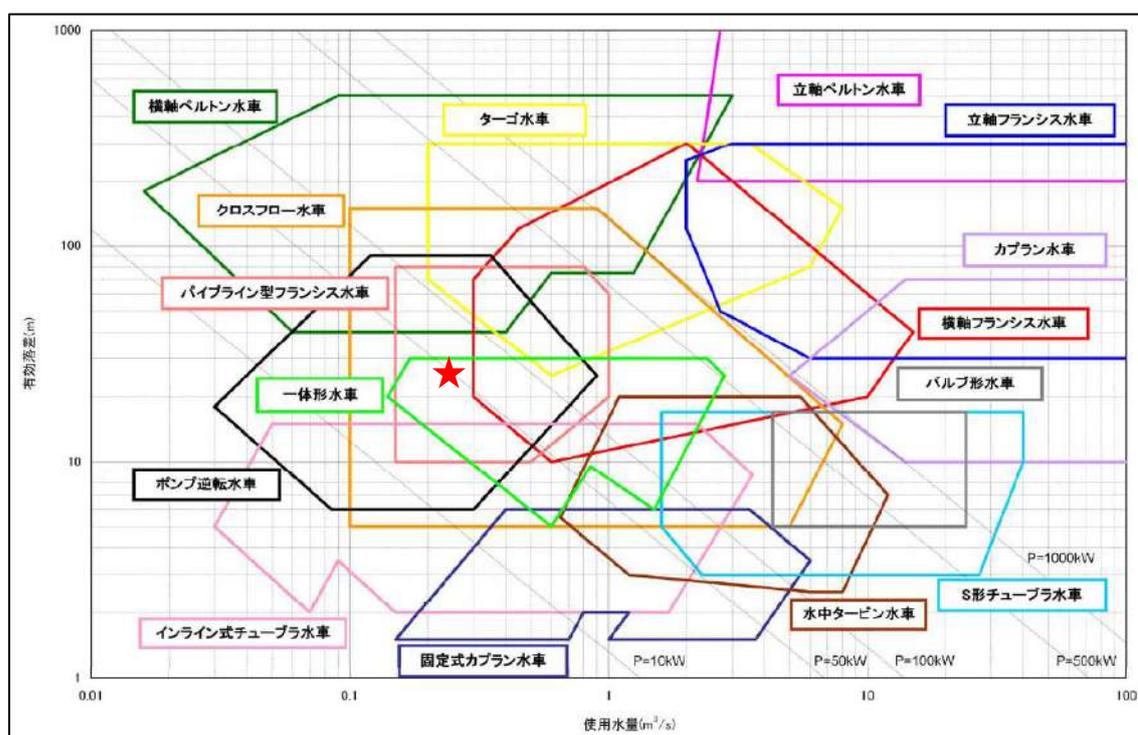
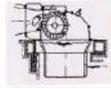
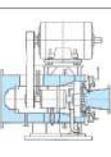


図 7 水車選定表 (出典：水力発電計画工事費概算の手引き)

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:17~600m程度 流量:0.01~2m <sup>3</sup> /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。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:0.2~8m <sup>3</sup> /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、流量に応じてバケット数切替。	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:0.1~8m <sup>3</sup> /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、流量に応じてバケット数切替。	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:0.3~10m <sup>3</sup> /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略化し、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リで直結した「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:0.15~1m <sup>3</sup> /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。

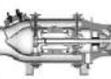
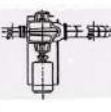
形式	概略図	構造概要	適用範囲	部分負荷特性	変落差特性	備考
反動水車		円筒型ケーシングの水車。水車軸に発電機を直結(流水路内)したタイプと、水車上に発電機を搭載し、水車回転部と発電機をベリで直結(流水路外)したタイプがある。	出力:1~200kW程度 落差:2.0~150.0m 流量:0.01~3.0m <sup>3</sup> /s	基本的にランナベーンが固定であるため、流量変化に対しては台数制御にて対応。	落差変化が大きいと効率が低下する。	従来のアホワ水車を簡略化し、低落差、小流量領域でも対応可能としたもの。
		標準横軸(立軸)ポンプを逆転させて使用。ポンプ固定用ポンプを標準ポ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、ポンプ形状がポンプの場合と逆になる(逆流発生)の可能性がある。	出力:1~200kW程度 落差:10~80m程度 流量:0.02~1m <sup>3</sup> /s	ポンプベーンを有さず、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。	ポンプ特性が厳しく、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。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、ランナプレート角度を半動にて調整することで対応可能。	出力:10~600kW程度 落差:2.8~20m程度 流量:0.4~10m <sup>3</sup> /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。流量を調整するポンプベーンがなく、捕機類の省略が可能。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 8 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	クロスフロー水車
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。

今後ダム管理者と協議を行い、発電所の運用方法に合わせた機器の仕様(ダムの放流量と発電使用水量の制御方法、遠隔監視の方法など)についても詳細検討が必要である。

### 2.3.2. 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。

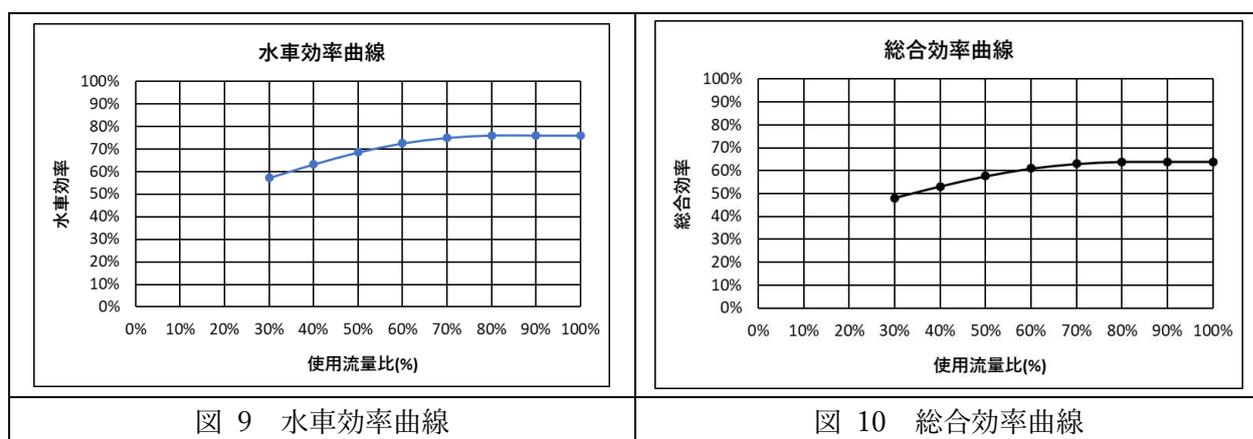
本検討では、水車及び発電機器の最高効率については、メーカーへのヒアリングによる参考値を用いた。

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	: クロスフロー水車
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 9 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	: 76% (メーカー参考値)
発電機効率	: 95% (メーカー参考値)
その他効率	: 88.5%と仮定 (メーカー参考値。その他機器の効率を考慮)
総合効率	: <u>63.9%</u> (水車効率×発電機効率×その他効率)

表 5 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%	98.6%	95.4%	90.1%	83.1%	75.3%
水車効率	76.0%	76.0%	76.0%	74.9%	72.5%	68.5%	63.2%	57.2%
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	63.9%	63.9%	63.9%	63.0%	61.0%	57.6%	53.1%	48.1%



※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である。

## 2.4. 水理計算（有効落差、使用水量）

### 2.4.1. 使用水量

本件は、永吉ダムの放流水を発電に用いる計画である。発電に使用可能な水量として、永吉ダムの放流量データを解析した。

永吉ダムの日平均放流量データ（提供：日置市）を1年毎に流入量の多い順に並べ替え流況曲線を作成する。例として2021年の流入量データ（図11）を降順に並べ替えて出来た流況曲線を図12に示す。

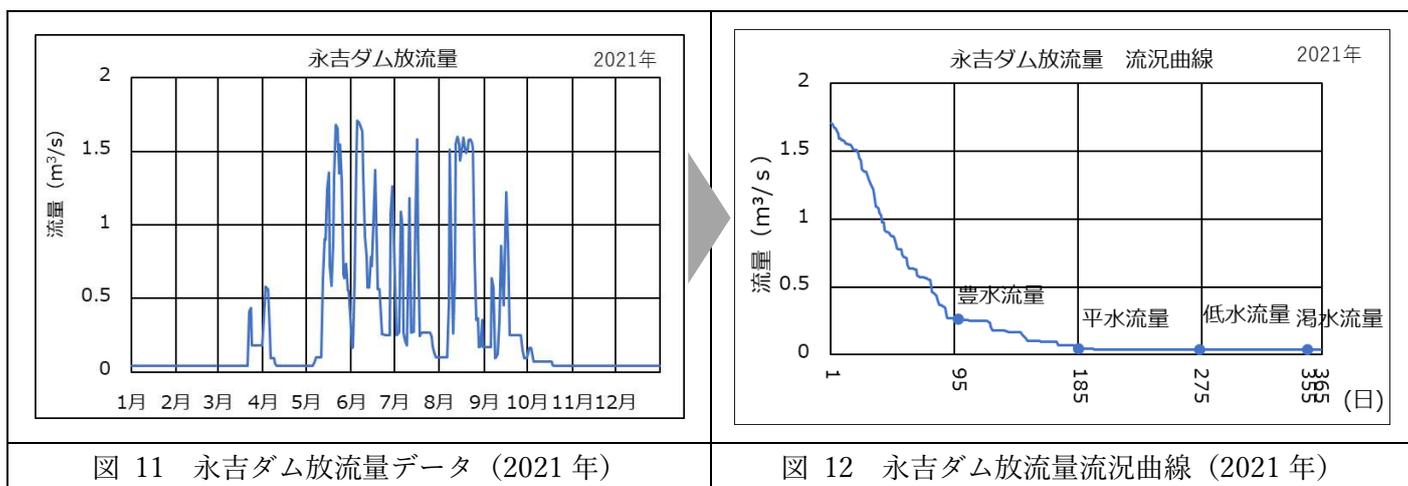


図 11 永吉ダム放流量データ (2021年)

図 12 永吉ダム放流量流況曲線 (2021年)

同様の操作を8年間の各年のデータで行い、2012年～2021年の河川流況曲線を作成した（図13）。2013年、2014年のデータは欠測が多いため除外した。

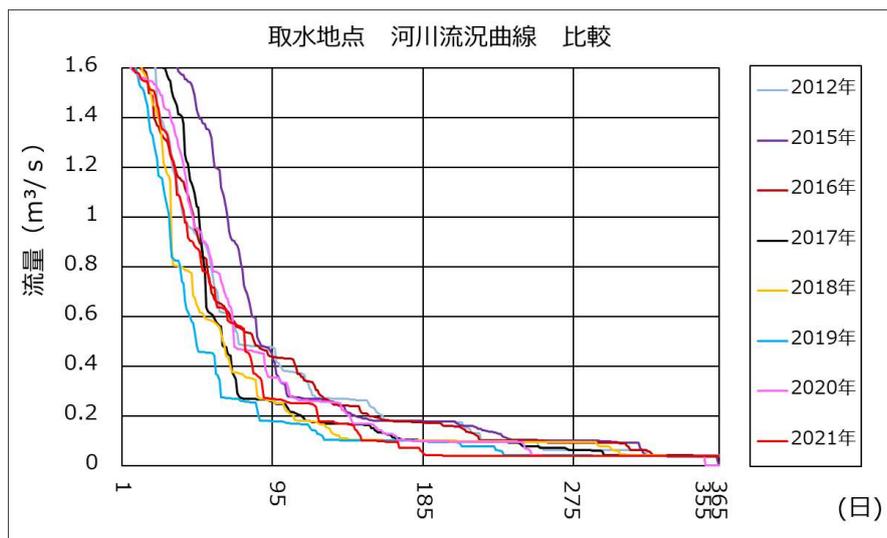


図 13 取水地点河川流況曲線（年別比較）

作成した8年間の河川流況と、代表的な指標である以下の流量を表6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355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6 ダム放流量の流況

100%補正後

(単位: m<sup>3</sup>/s)

取水地点河川流況		平均	2012年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年
最大流量	1日	<b>1.707</b>	1.708	1.708	1.708	1.708	1.708	1.708	1.702	1.708
豊水流量	95日	<b>0.315</b>	0.419	0.367	0.435	0.248	0.252	0.177	0.353	0.266
平水流量	185日	<b>0.122</b>	0.178	0.178	0.173	0.102	0.102	0.097	0.097	0.049
低水流量	275日	<b>0.067</b>	0.063	0.101	0.092	0.063	0.094	0.041	0.040	0.040
渇水流量	355日	<b>0.039</b>	0.041	0.037	0.037	0.040	0.040	0.038	0.039	0.039
最小流量	365日	<b>0.039</b>	0.041	※	0.037	0.039	0.040	0.038	※	0.039

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河川流量）を流す必要がある場合、上記の流量から維持流量を除いた流量が発電に使える流量となる。

本書では、維持流量を「永吉ダムの非灌漑期の責任放流量0.014 m<sup>3</sup>/s」と仮定し、この維持流量を通年、既存の放流管から放水するものとして検討を行った。

維持流量を除いた流況を表7に示す。この流量を用いて発電量計算を行う。

※ただし維持流量の値は、河川管理者との協議をもって今後決定していく必要がある。

表7 維持流量を除いたダム放流量の流況

100%補正後

(単位: m<sup>3</sup>/s)

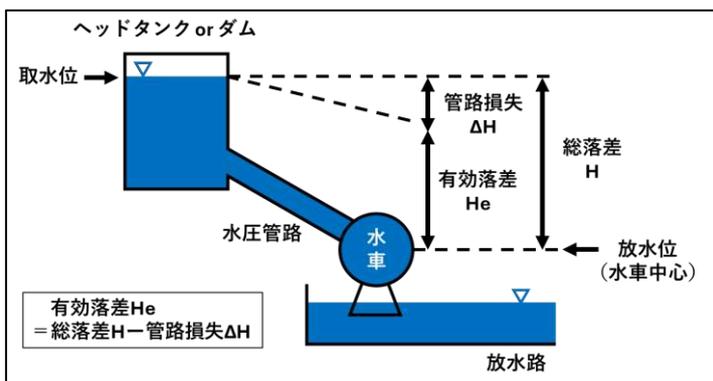
使用可能流況		平均	2012年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年
最大流量	1日	<b>1.693</b>	1.694	1.694	1.694	1.694	1.694	1.694	1.688	1.694
豊水流量	95日	<b>0.301</b>	0.405	0.353	0.421	0.234	0.238	0.163	0.339	0.252
平水流量	185日	<b>0.108</b>	0.164	0.164	0.159	0.088	0.088	0.083	0.083	0.035
低水流量	275日	<b>0.053</b>	0.049	0.087	0.078	0.049	0.080	0.027	0.026	0.026
渇水流量	355日	<b>0.025</b>	0.027	0.023	0.023	0.026	0.026	0.024	0.025	0.025
最小流量	365日	<b>0.025</b>	0.027	※	0.023	0.025	0.026	0.024	※	0.025

※2015年及び2020年はダムデータに欠測があるため、最小流量（365日流量）が空白になっている。

## 2.4.2. 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。

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



本地点においては、ダム貯水位が日によって変化する為、総落差（ダム貯水位～水車の放水水位までの標高差）も変化する。

また現状のダム運用では、洪水時以外の全ての放流量を既設放流管から放水している。図 14 の様にダムの放流管を流れる放流量の一部を発電管に分岐させて発電を行うため、管路損失は下記の B と C の 2 種類を考慮する必要がある。

よって、有効落差を求める式は下記の様になる。

$$\text{有効落差(m)} = A - B - C - D$$

A：ダム満水位での総落差

B：発電の最大使用水量が発電管を流れる時の管路損失

C：ダムの放流量が放流管を流れる時の管路損失

D：ダム満水位－各日の貯水位

A-B の値は図 16 の、C の値は図 18 の、D の値は表 12 の値を用いた。

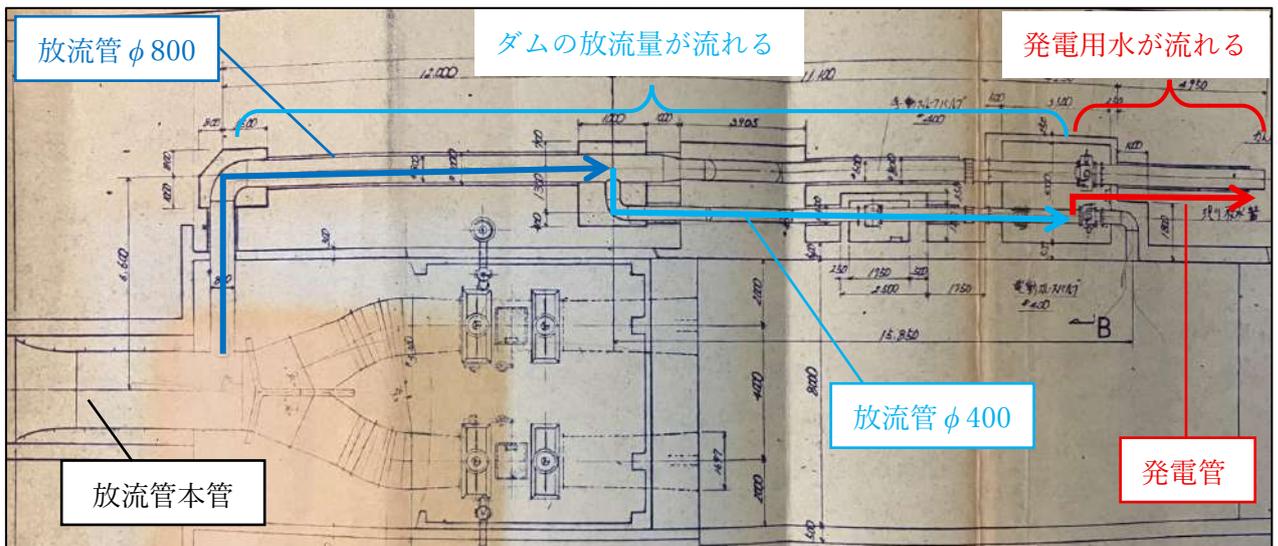


図 14 「永吉ダム放水管及び高圧ゲート総合全体図」より作成

※ダム堤体内の放流管本管については、管径が推定φ2500mm程度と非常に大きいため、放流量を流した時の管路損失は小さいと考えて省略した。

【A：ダム満水位での総落差】

ダム満水位と水車中心との標高差から、ダム満水位での総落差を求める。ダム満水位は図15の値を用いて、放水位は図面から求めた。

取水位（ダム満水位）	128.20
放水位	97.00m
総落差（取水位－放水位）	<b>31.20m</b>

## II ダム諸元

河川名	永吉川支流二俣川 (普通河川)				
位置	鹿児島県日置郡吹上町大字永吉柱野				
ダム型式	傾斜コア型ロックフィルダム	流域面積	38.35km <sup>2</sup>		
堤高	37.0m	集水面積	8.02km <sup>2</sup>		
堤長	148.0m	満水面積	95.500m <sup>2</sup>		
配	上流面1:2.5 下流面1:2.2	総貯水量	1,174,000m <sup>3</sup>		
堤長巾員	8.0m	有効貯水量	996,000m <sup>3</sup>		
堤体積	221,300m <sup>3</sup>	推砂量	178,000m <sup>3</sup>		
基礎地質	熔結凝灰岩	基準雨量	積率 1:50 315.3mm/24hr		
堤頂標高	EL 132.10m	計画洪水量	ダム地点 115m <sup>3</sup> /sec 計画地点 417m <sup>3</sup> /sec		
基盤標高		満水位	EL 128.20m		
余水吐	型式	側溝余水吐	洪水調節設備	型式	トンネル放水型式
	基準雨量	350mm/24hr 1/100×1.2 420mm/24h	ゲート	最大放流量	φ1,650mm×2連65m <sup>3</sup> /sec
	流出量	0.8m	全上放水位	EL 128.20m	
	設計洪水流量	230,0m <sup>3</sup> /sec	取	最大流量	0.262m <sup>3</sup> /sec
	溢流巾	48.5m	水	型式	トロッピングレット
仮排水路	型式	トンネル (円形)	ゲート	スルースバルブ φ600%	
	寸法	∠=253.0m γ=1.70m	責任放流量	0.144m <sup>3</sup> /sec	
	流量	68ton/sec 確率1/100			

図 15 ダム諸元 (発注者からの提供資料より抜粋)

【B：発電の最大使用水量が発電管を流れる時の管路損失】

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（「A：ダム満水位での総落差」から「B：発電の最大使用水量が発電管を流れる時の管路損失」を引いた値）の関係をプロットし相関式を求めたものを図 16 に示す。計算方法については後述する。

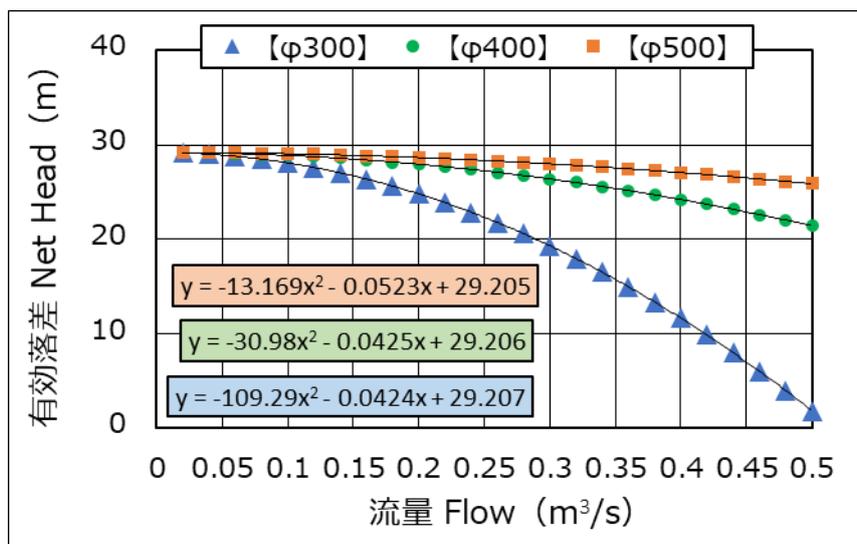
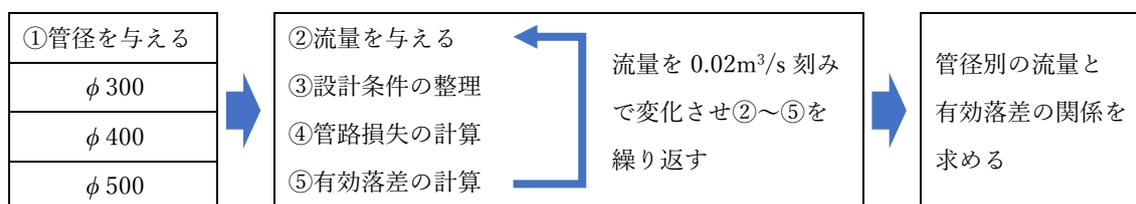


図 16 流量と有効落差

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】**

0.02(m³/s)～0.50(m³/s)までの流量を0.02(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。

水圧管路長は以下の通り。

水圧管路長=88m (分岐地点から発電所建屋までの延長)
------------------------------

管径を与えることで管の内径 D(m)および断面積 A(m²)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×V      Q：流量(m³/s)    A：断面積(m²)    V：流速(m/s)
--

管材は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。

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

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

$h$  : 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)    $\xi_e$  : 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)    $\theta$  : 曲がり角度

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

$h_v$  : バルブ損失水頭(m)    $\xi_v$  : バルブ損失係数=1

管路が分岐する時に発生する「分流による損失」については、下式で計算した。

(i) 分流による損失

$$H_a - H_\beta = f_{a,\beta} \frac{V_a^2}{2g} \dots\dots\dots (4.3.21)$$

$$H_a - H_\gamma = f_{a,\gamma} \frac{V_a^2}{2g} \dots\dots\dots (4.3.22)$$

$$f_{a,\beta} = 0.95(1-q_\beta)^2 + q_\beta^2 \left( 1.3 \cot \frac{\theta}{2} - 0.3 + \frac{0.4 - 0.1\varphi}{\varphi^2} \right) \times \left( 1 - 0.9 \sqrt{\frac{\rho}{\varphi}} \right) + 0.4q_\beta(1-q_\beta) \left( 1 + \frac{1}{\varphi} \right) \cot \frac{\theta}{2} \dots\dots\dots (4.3.23)$$

$$f_{a,\gamma} = 0.58q_\beta^2 - 0.26q_\beta + 0.03 \dots\dots\dots (4.3.24)$$

ここに、 $H_a, H_\gamma$  : 分流前後の本管全水頭 (位置水頭, 圧力水頭, 速度水頭の和) (m),  $H_\beta$  : 支管全水頭 (m),  $V_a$  : 分流前の本管内断面平均流速 (m/s),  $f_{a,\beta}, f_{a,\gamma}$  : 分流損失係数,  $\theta$  : 本管と支管の交角,  $\varphi$  : 本管断面積に対する支管断面積の比,  $\rho = r/D$  : 支管と本管の接続部面取り半径  $r$  の本管直径  $D$  に対する比,  $q_\beta = Q_\beta / Q_a$  : 分流前の本管流量  $Q_a$  に対する支管流量  $Q_\beta$  の比 (図 4-3.7 参照)。

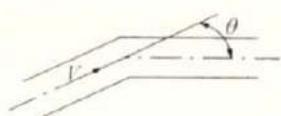


図 4-3.6 屈折管

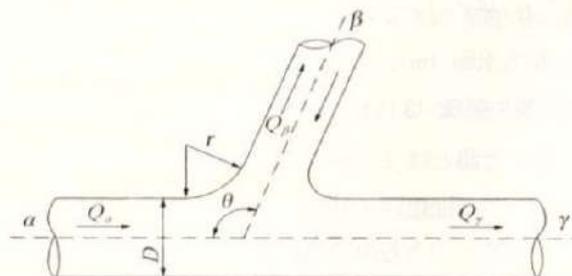


図 4-3.7 分・合流管

水理公式集 p.509 より

ストレーナの損失については、「2.2.4 除塵設備」のメーカーヒアリングより、0.02MPa (約 2m) の損失が常に生じると仮定して、有効落差の計算に反映した。

【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 8～表 10 に示す。





【C：ダム放流量が放流管を流れる時の管路損失】

管路損失は流量により変化する為、流量ごとに既設放流管の管路損失の計算をおこなった。【B】と同様に管路損失を計算した結果を表 11 に、流量と「C：ダム放流量が放流管を流れる時の管路損失」の関係をプロットし相関式を求めたものを図 18 に示す。

既設放流管の延長や管径、曲がり角度は、下図から求めた。

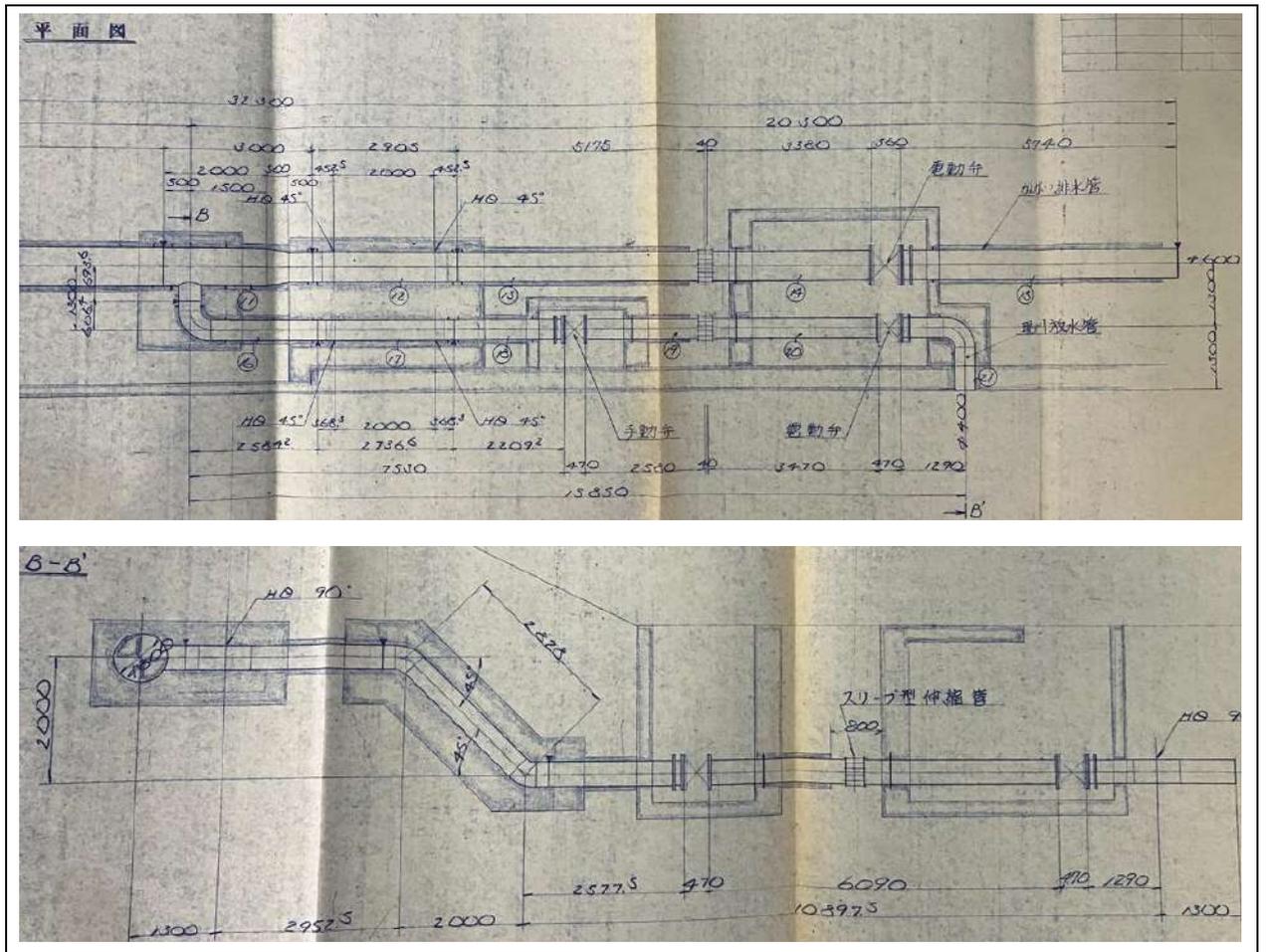


図 17 「永吉ダムかんがい排水並現川放水管組立図」より抜粋



【D：ダム満水位一各日の貯水位】

永吉ダムの貯水位は日によって変化するため、有効落差の計算には、永吉ダムの1日毎の貯水位データを用いた。年間の貯水位の内、代表的な値を下表にまとめた。

表 12 永吉ダム 貯水位表 (単位：m)

	2012年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年
1日	128.39	128.39	128.39	128.39	128.39	128.39	128.39	128.39
95日	124.39	124.39	124.39	124.39	124.39	124.39	124.39	124.39
185日	123.84	123.84	123.84	123.84	123.84	123.84	123.84	123.84
275日	123.40	123.40	123.40	123.40	123.40	123.40	123.40	123.40
355日	122.87	122.87	122.87	122.87	122.87	122.87	122.87	122.87
365日	122.56	122.56	122.56	122.56	122.56	122.56	122.56	122.56

## 2.5. 洪水流量・洪水位計算

発電所建屋及び放水路付近の洪水時の河川水位について検討をおこなった。  
計算結果は「別添 ④ 洪水位計算書」に示す。

### 3. 事業性評価

#### 3.1. 発電量・売電額計算

図 19 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。

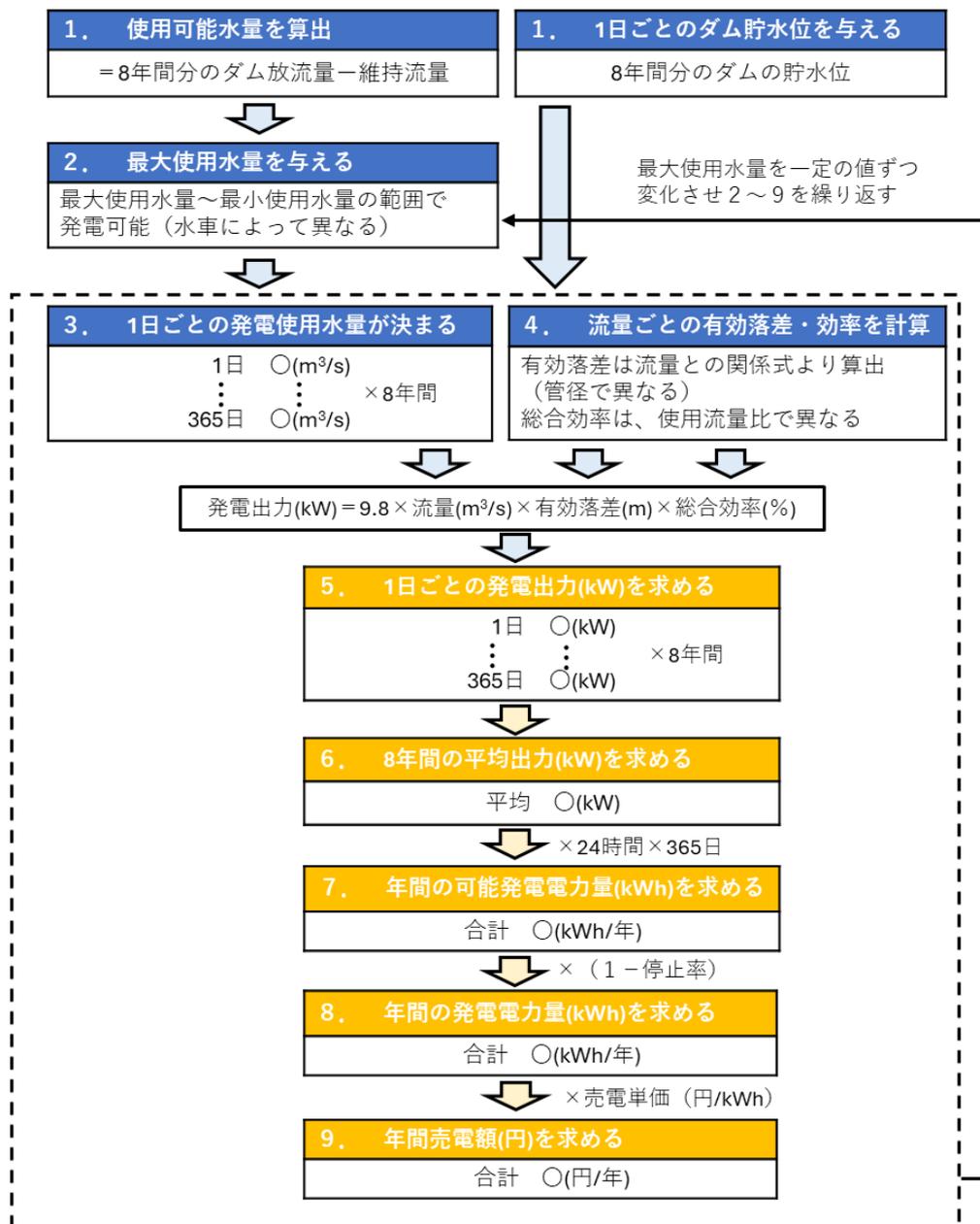
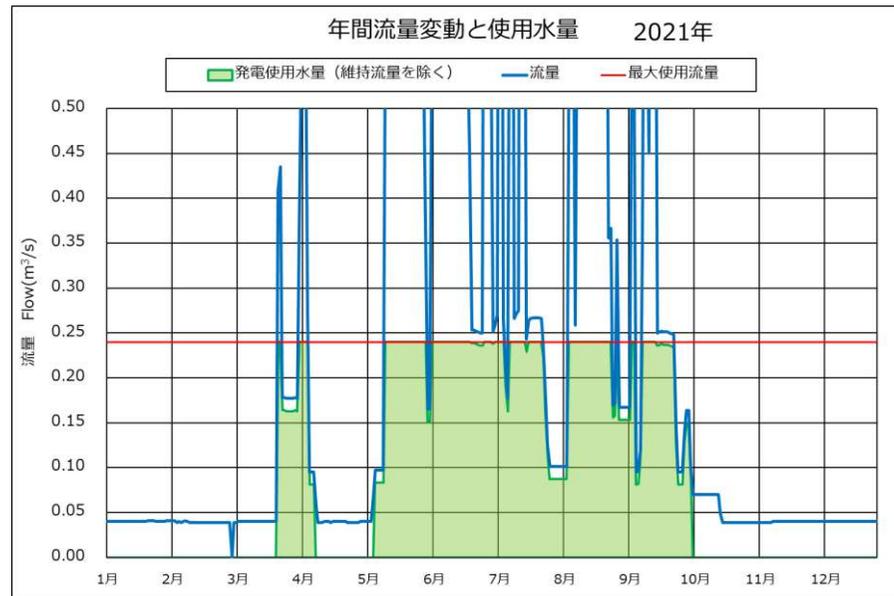


図 19 発電量・売電額計算フロー

例) 青線の 2021 年の河川流量に対し、赤線の最大使用水量 (0.24m<sup>3</sup>/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 400mm、最大使用水量 0.24 m<sup>3</sup>/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 (m <sup>3</sup> /s)	発電使用 水量 (m <sup>3</sup> /s)	有効 落差 (m)	総合 効率	発電 出力 (kW)	最大 出力 (kW)	平均 出力 (kW)	停止 日数	設備 利用 率	可能発電 電力量 (kWh)	発電電力量 (停止率 5%) (kWh)	年間売電 額 (千円)
2012年1月1日	0.028	0.000	25.4	0.0%	0.0	34.7	11.6	139	33%	101,616	96,535	1,738
...	...	...	...	...								
2015年1月1日	0.164	0.164	23.6	63.0%	23.9							
...	...	...	...	...								
2021年12月31日	0.026	0.000	23.2	0.0%	0.0							

#### 【①使用可能水量】

発電量の計算には、表 7 に示した「維持流量を除いた永吉ダムの放流量」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 0.24m<sup>3</sup>/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 0.07~0.24m<sup>3</sup>/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、「2.4.2 有効落差の計算」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。永吉ダムの日ごとの貯水位の変動も考慮するため、ダムの貯水位データも計算に用いた。

#### 【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 10 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。

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

#### 【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。

#### 【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=0.24m<sup>3</sup>/s とした時の発電使用水量範囲は 0.07~0.24m<sup>3</sup>/s であり、流量が 0.07m<sup>3</sup>/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。

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

売電単価は、18 円/kWh と仮定した。

※固定価格買取制度（FIT）の売電単価（水力）の場合は、以下のようになる。

最大出力 200kW 未満：税別 34 円/kWh

なお、FIT または FIP で売電する場合、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](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/community/dl/20220316_fit.pdf)

8年間の放流量データとダムの貯水位データをもとに、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13～表15に示す。

※年間売電額が最大になる部分を黄色塗りした。

※下表の有効落差は、ダムが満水位かつ、放流管及び発電管に発電の最大使用水量のみが流れている状態の数値である。実際のシミュレーションにおいては、1日毎のダムの貯水位及び放流量に基づいて計算を行った。

表13 発電シミュレーション結果(φ300)

地点	最大使用水量 Max Flow (m <sup>3</sup> /s)	最小使用水量 Min Flow (m <sup>3</sup> /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%	
永吉ダム	0.14	0.04	26.8	20.7	9.2	116	44%	80,592	76,562	1,378
	0.16	0.05	26.1	23.0	9.6	119	42%	84,096	79,891	1,438
	0.18	0.05	25.2	24.6	9.7	131	39%	84,972	80,723	1,453
	0.20	0.06	24.3	25.9	9.7	137	37%	84,972	80,723	1,453
	0.22	0.07	23.3	27.0	9.6	144	36%	84,096	79,891	1,438
	0.24	0.07	22.2	27.9	9.6	146	34%	84,096	79,891	1,438
	0.26	0.08	21.0	28.4	9.3	152	33%	81,468	77,395	1,393
	0.28	0.08	19.6	28.5	8.5	180	30%	74,460	70,737	1,273
管径 (mm)	0.30	0.09	18.2	28.4	7.3	221	26%	63,948	60,751	1,094
	0.32	0.10	16.7	28.2	6.8	228	24%	59,568	56,590	1,019
	0.34	0.10	15.1	28.2	6.5	231	23%	56,940	54,093	974
	0.36	0.11	13.4	27.8	6.1	236	22%	53,436	50,764	914
	0.38	0.11	11.6	27.8	5.6	243	20%	49,056	46,603	839
【φ300】	0.40	0.12	9.7	27.4	5.2	252	19%	45,552	43,274	779
	0.42	0.13	7.7	27.0	4.9	260	18%	42,924	40,778	734
	0.44	0.13	5.6	26.9	4.6	269	17%	40,296	38,281	689
	0.46	0.14	3.4	26.9	4.4	278	16%	38,544	36,617	659
	0.48	0.14	1.1	26.1	4.3	280	16%	37,668	35,785	644
	0.50	0.15	(1.3)	25.7	4.1	282	16%	35,916	34,120	614
	0.52	0.16	(3.8)	25.5	3.8	291	15%	33,288	31,624	569

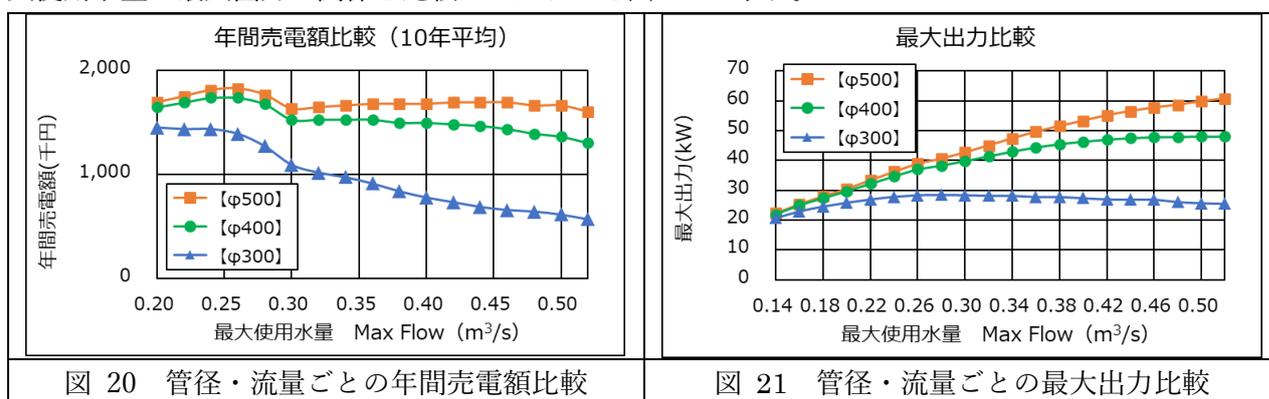
表14 発電シミュレーション結果(φ400)

地点	最大使用水量 Max Flow (m <sup>3</sup> /s)	最小使用水量 Min Flow (m <sup>3</sup> /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%	
永吉ダム	0.14	0.04	28.3	22.0	9.7	114	44%	84,972	80,723	1,453
	0.16	0.05	28.1	25.0	10.4	116	42%	91,104	86,549	1,558
	0.18	0.05	27.8	27.4	10.7	129	39%	93,732	89,045	1,603
	0.20	0.06	27.5	29.7	11.0	133	37%	96,360	91,542	1,648
	0.22	0.07	27.1	32.2	11.3	138	35%	98,988	94,039	1,693
	0.24	0.07	26.7	34.7	11.6	139	33%	101,616	96,535	1,738
	0.26	0.08	26.2	37.0	11.6	145	31%	101,616	96,535	1,738
	0.28	0.08	25.8	38.3	11.2	172	29%	98,112	93,206	1,678
管径 (mm)	0.30	0.09	25.3	39.8	10.2	213	26%	89,352	84,884	1,528
	0.32	0.10	24.7	41.4	10.2	218	25%	89,352	84,884	1,528
	0.34	0.10	24.1	43.0	10.2	220	24%	89,352	84,884	1,528
	0.36	0.11	23.5	44.4	10.2	221	23%	89,352	84,884	1,528
	0.38	0.11	22.9	45.5	10.0	224	22%	87,600	83,220	1,498
【φ400】	0.40	0.12	22.2	46.3	10.0	228	22%	87,600	83,220	1,498
	0.42	0.13	21.5	47.0	9.9	231	21%	86,724	82,388	1,483
	0.44	0.13	20.7	47.5	9.8	232	21%	85,848	81,556	1,468
	0.46	0.14	19.9	47.8	9.6	234	20%	84,096	79,891	1,438
	0.48	0.14	19.1	47.9	9.3	236	19%	81,468	77,395	1,393
	0.50	0.15	18.3	48.0	9.1	239	19%	79,716	75,730	1,363
	0.52	0.16	17.4	48.0	8.7	248	18%	76,212	72,401	1,303

表 15 発電シミュレーション結果 (φ500)

地点	最大使用水量 Max Flow (m <sup>3</sup> /s)	最小使用水量 Min Flow (m <sup>3</sup> /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%	
永吉ダム	0.14	0.04	28.7	22.3	9.9	114	44%	86,724	82,388	1,483
	0.16	0.05	28.5	25.4	10.6	116	42%	92,856	88,213	1,588
	0.18	0.05	28.4	28.0	10.9	128	39%	95,484	90,710	1,633
	0.20	0.06	28.2	30.5	11.3	133	37%	98,988	94,039	1,693
	0.22	0.07	27.9	33.4	11.7	138	35%	102,492	97,367	1,753
	0.24	0.07	27.7	36.2	12.1	138	33%	105,996	100,696	1,813
	0.26	0.08	27.4	38.9	12.2	144	31%	106,872	101,528	1,828
管径 (mm)	0.28	0.08	27.2	40.6	11.8	170	29%	103,368	98,200	1,768
	0.30	0.09	26.9	42.7	10.9	211	26%	95,484	90,710	1,633
	0.32	0.10	26.5	45.0	11.0	216	24%	96,360	91,542	1,648
	0.34	0.10	26.2	47.4	11.1	217	23%	97,236	92,374	1,663
	0.36	0.11	25.8	49.6	11.2	218	23%	98,112	93,206	1,678
【φ500】	0.38	0.11	25.5	51.5	11.2	221	22%	98,112	93,206	1,678
	0.40	0.12	25.0	53.3	11.2	224	21%	98,112	93,206	1,678
	0.42	0.13	24.6	55.1	11.3	226	21%	98,988	94,039	1,693
	0.44	0.13	24.2	56.5	11.3	227	20%	98,988	94,039	1,693
	0.46	0.14	23.7	57.7	11.3	229	20%	98,988	94,039	1,693
	0.48	0.14	23.2	58.6	11.1	231	19%	97,236	92,374	1,663
	0.50	0.15	22.7	59.8	11.1	233	19%	97,236	92,374	1,663
	0.52	0.16	22.2	60.7	10.7	242	18%	93,732	89,045	1,603

3種類の管径ごとに最大使用水量と年間売電額の関係を図 20 に、最大使用水量と最大出力の関係を図 21 に示す。



管径ごとに年間売電額が最大になるときの諸元を表 13～表 15 から抜粋したものを下表に示す。

表 16 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 <sup>3</sup> /s)	最小使用水量 Min Flow (m <sup>3</sup> /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)	年間売電額 (千円/年) 税別
	100%	30%							停止率 5%	
【φ300】	0.18	0.05	25.2	24.6	9.7	131	39%	84,972	80,723	1,453
【φ400】	0.24	0.07	26.7	34.7	11.6	139	33%	101,616	96,535	1,738
【φ500】	0.26	0.08	27.4	38.9	12.2	144	31%	106,872	101,528	1,828

3種類の管径を比較すると、年間売電額はφ300mmが他2つに比べて低く、φ400mmとφ500mmでは、仮に売電単18円/kWhで売電した場合9万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φ400mm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、ストレナーの有無、維持流量の値などによって異なる為、今後これらの詳細が決定した後に再検討が必要である。

発電所建屋を既存放流管の約80m下流に設置する案で、減水区間が発生するため、河川管理者との協議次第では維持流量が発電に使用できない可能性が高く、維持流量の数値次第では発電電力量が非常に小さくなる場合がある。

なお、この時の最大出力は50kW未満となるので、当初検討していた高圧連系（50kW以上）よりも、低圧連系（50kW未満）の方が年間の発電電力量が大きいため、優位であるという結果となった。

ここで、当初検討していた高圧連系（最大出力50kW以上）にするためには、管径φ500mmで最大使用水量が0.38 m<sup>3</sup>/s以上である必要がある（表17）。しかしこの最大使用水量は、表6に示すダム放流量の流況の豊水流量（95日流量）を大きく上回っており、年間の発電電力量は低圧連系の方が高い。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。理由は、最大使用水量が大きすぎると最大出力が出る日数が減る事、最小使用水量も大きくなることで河川流量が最小使用水量を下回る停止日数が増える事、これらによって年間の平均出力・設備利用率が低くなる事が挙げられる。

表 17 高圧連系する場合の諸元

管径 (mm)	最大使用水量 Max Flow (m <sup>3</sup> /s)	最小使用水量 Min Flow (m <sup>3</sup> /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)	年間売電額 (千円/年) 税別	
	100%	30%							停止率		
【φ500】	0.38	0.11	25.5	51.5	11.2	221	22%	98,112	5%	93,206	1,678

本書では、「3.4 総合検討・発電諸元まとめ（高圧と低圧の比較）」において、高圧連系と低圧連系の場合の事業性の比較を行った。

(参考)

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、最も採算性が良いと思われる管径φ400mm・最大使用水量0.24 m<sup>3</sup>/sでの実際の発電事業を想定して、各年の河川流量を用いた発電シミュレーション結果を表18に示す。各年で河川流量が異なるため、発電電力量(売電額)の変動に注意が必要である。

表18 年別の発電シミュレーション結果

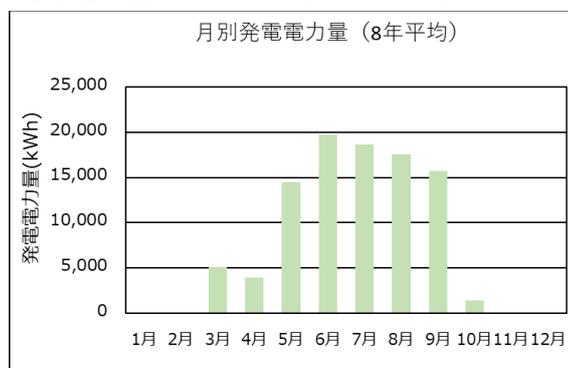
地点	年	最大使用水量	最小使用水量	有効落差 Net Head (m)	最大出力 Max Output (kW)	平均出力 Ave Output (kW)	年間 停止日数 Stop Day	設備利用率 Capacity Factor (%)	可能発電 電力量 (KWh/年)	発電電力量	年間売電額 (千円/年) 税別
		Max Flow (m <sup>3</sup> /s) 100%	Min Flow (m <sup>3</sup> /s) 30%							(KWh/年) 停止率 5%	
永吉ダム	2012年	0.24	0.07	26.7	34.5	15.1	134	44%	132,276	125,662	2,262
	2015年	0.24	0.07	26.7	36.5	14.2	98	39%	124,392	118,172	2,127
	2016年	0.24	0.07	26.7	33.8	13.5	84	40%	118,260	112,347	2,022
	2017年	0.24	0.07	26.7	33.9	10.2	158	30%	89,352	84,884	1,528
管径 (mm)	2018年	0.24	0.07	26.7	34.0	11.8	98	35%	103,368	98,200	1,768
	2019年	0.24	0.07	26.7	34.6	9.0	174	26%	78,840	74,898	1,348
	2020年	0.24	0.07	26.7	35.0	10.8	145	31%	94,608	89,878	1,618
	2021年	0.24	0.07	26.7	35.1	8.1	222	23%	70,956	67,408	1,213
【φ400】	平均	0.24	0.07	26.7	34.7	11.6	139	33%	101,616	96,535	1,738

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100万円の差がある(仮に売電単価18円/kWhで売電した場合)。



図22 年別の年間売電額

参考までに、管径φ400mm、最大使用水量0.24m<sup>3</sup>/sのときの、平均的な月毎の発電電力量を下図に示す。11月~2月はダムの放流量が少なく、発電の最小使用水量を下回ることから、発電電力量が0kWhになっている。



月	月別発電電力量 (kWh)
1月	0
2月	0
3月	5,115
4月	3,929
5月	14,466
6月	19,759
7月	18,600
8月	17,514
9月	15,758
10月	1,395
11月	0
12月	0
合計	96,535

図23 月別発電電力量

### 3.2. 工事数量算出、工事費概算

水力発電所建設に係る建設費の概算をおこない、下表に金額をまとめた。なお、「3.1 発電量・売電額計算」において、低圧連系の方が年間の発電電力量が大きい結果となったため、本書では低圧連系（φ400mm）の場合の図面を「別添 ① 基本設計図面」として作成し、工事費の概算を行った。当初想定していた高圧連系にする場合、管径がφ500mmになるため、高圧の場合の土木工事費は、低圧の場合の土木工事費にφ400とφ500のおおよその材料価格比1.5倍をかけて概算した。水車機械はメーカーヒアリングした高圧用の価格を用いた。

表 19 概算建設費（低圧連系の場合）

低圧連系の場合			
項目	内容	金額 (税別；千円)	算出方法
調査設計費	基本設計、詳細設計、施工監理、測量、地質調査、流量調査、その他	29,900	参考価格
土木工事	水圧管の分岐、水圧管路、発電所敷地造成、放水路	64,900	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	62,000	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	2,880	工事費概算の手引き
合計		<b>¥160,180</b>	

表 20 概算建設費（高圧連系の場合）

高圧連系の場合			
項目	内容	金額 (税別；千円)	算出方法
調査設計費	基本設計、詳細設計、施工監理、測量、地質調査、流量調査、その他	29,900	参考価格
土木工事	水圧管の分岐、水圧管路、発電所敷地造成、放水路	97,350	低圧連系の金額から概算
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	200,000	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	2,880	工事費概算の手引き
合計		<b>¥330,630</b>	

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。

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、新型能動的な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

発注者と協議し、基本設計1500万円、詳細設計450万円、施工監理300万円、地質調査200万円、流量観測120万円、測量320万円、その他100万円を参考価格として計上した。今後の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、「令和7年度版国土交通省土木工事積算基準」の「河川・道路 構造物」の値を採用した。

※土木工事費には、ストレーナの費用および、不断水工法でφ400→φ400の分岐を行い「D.発電用自動弁」を設置する費用も含めた。

※土木工事費は、既設放流管への「発電用電動ゲート」の新設が不要な場合の金額である。ゲートを新設する場合、ゲート製作費（税別約4千万円）+駆動装置（税別約517万円）に加えて、施工業者の経費や据付費用が追加で必要になる。

- 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。ダムの放流量と発電使用水量をバルブで調整するための制御プログラム作成費や流量計の概算金額も水車機械費に含めた。

- 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

「水力発電計画工事費積算の手引き」より、②配電線（架空 3.3～6.6kV 級）の工事単価（18 百万円/km）を用いて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。

系統連系工事費負担金	=	1800 万円/km	×	最寄り高圧電柱までの距離 0.16(km)
	=	288 万円		

① 配電線（240/415V 級）	7.8 百万円/km
② 配電線（架空 3.3～6.6kV 級）	18 百万円/km
③ 配電線（地中 3.3～6.6kV 級）	22 百万円/km
④ 送電線（架空 33～66kV 級）	85 百万円/km
⑤ 送電線（架空 154kV 級）	106 百万円/km

### 3.3. 収支計算・事業性評価

年間の売電収益と概算建設費（自己負担分 25%の建設補助金を活用）、想定される年経費をもとに高圧と低圧の発電事業シミュレーションを行い、採算性の検討を実施した。

また低圧については、補助金無しで FIT 売電した場合の検討も行った。

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。

収支が常にマイナスのため、IRR の値は計算不能であり、利回りもマイナスである。

表 21 収支計算結果

	高圧連系	低圧連系	低圧連系(FIT 売電)
総事業費(税別)	82,658 千円	40,045 千円	160,180 千円
年間売電収益(税別)	1,678 千円	1,738 千円	3,282 千円
年平均経費(税別)	6,022 千円	3,819 千円	8,489 千円
年平均税引後利益	-4,200 千円	-2,105 千円	-5,312 千円
IRR	#NUM!	#NUM!	-19.0%
年平均利回り	-5.4%	-5.4%	-3.3%
単純回収年数	49.3年	23年	48.8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

（事業期間の税引き後利益の累積金額÷事業期間）÷投資額（建設費） で計算した。

- 単純回収年数

投資額（建設費）÷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】 発注者と協議し、以下のように設定した。

金利＝1.75364% 資金調達方法：全額借入

※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「3.1 発電量・売電額計算」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。

主に低圧の場合を想定したため、高圧の場合、修繕費等が上がる可能性はある。

項目	計算式	内容	算出方法	
(1)人件費	18 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	25 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 年間にかかる費用の平均)	参考価格	
(4)保険料	21 万円/年	災害保険料	参考価格	
(5)発電側課金	表 22 参照	—	—	
(6) その他 コスト	電気通信費	24 万円/年	発電所で使用する電気通信費	参考価格
	占用料	5 万円/年 後述参照※	・ダム敷地の占用料 ・流水占用料	
	ストレーナ	10 万円/年	ブラシ、軸受、パッキンの交換	メーカーヒアリング
(7)減価償却費	表 23 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。ダム水路主任技術者の要否も確認が必要。

(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 22 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	九州電力	
kW課金 基本料金(本土)	85.1 円/kW/月	<a href="https://www.kyuden.co.jp/td_connect_recieve_rate.html">https://www.kyuden.co.jp/td_connect_recieve_rate.html</a>
kWh課金 電力量料金	0.23 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	96,535 kWh	
kW課金	50,958 円/年	最大出力(kW) × 基本料金(円/kW/月) × 12か月
kWh課金	22,203 円/年	年間発電電力量(kWh) × 電力量料金(円/kWh)
<b>年間の発電側課金</b>	<b>73,161 円/年</b>	

系統連系受電サービス料金の計算イメージ

$$\begin{aligned}
 &\text{系統連系受電サービス料金} = \text{①基本料金} + \text{②電力量料金} - \text{③系統設備効率化割引} \\
 &\text{①基本料金} = (\text{同時最大受電電力 [kW]} - \text{需要側の契約電力 [kW]}) \times \text{基本料金単価 [円/kW]} \\
 &\text{②電力量料金} = \text{系統へ逆潮流した電力量 [kWh]} \times \text{電力量料金単価 [円/kWh]} \\
 &\text{③系統設備効率化割引} = (\text{同時最大受電電力 [kW]} - \text{需要側の契約電力 [kW]}) \times (\text{割引A単価 [円/kW]} + \text{割引B単価 [円/kW]})
 \end{aligned}$$

出典：九州電力送配電 HP

<https://www.kyuden.co.jp/td/service/electric-power-generation-business/rate.html>

(6) その他コストについて

- ・電気通信費…発電所で使用する電気代及びインターネットの通信費を計上した。
- ・占用料…新規水利権を申請する場合、下表のような流水占用料が発生する。また、県有地に発電設備を設置する場合の占用料も発生すると思われる。これらの占用料は県との協議次第であるため、流水と県有地の占用料を合わせて5万円/年と仮定し計上した。

流水の占用		算式
常時使用水量Q1	0 m <sup>3</sup> /s	
有効落差H1	0 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	0.24 m <sup>3</sup> /s	
有効落差H2	26.7 m	
最大理論出力P2	63 kW	$9.8 \times Q2 \times H2$ 小数点以下切上げ
<b>流水占用料</b>	<b>27,468 円/年</b>	$1976 \times P1 + 436 \times (P2 - P1)$

種別	単位等	金額(年額)
水車用水	毎秒リットル	46 円
でんぷん工業用水	毎秒リットル	250
工業用水	毎秒リットル	1,700
漁業用水	毎秒リットル	120
その他の用水	毎秒リットル	960
発電用水	(1) ア 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 イ 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。)	次の式により算出した額 1,976円 $\times$ 常時理論水力 + 436円 $\times$ (最大理論水力 - 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円 $\times$ 常時理論水力 + 988円 $\times$ (最大理論水力 - 常時理論水力)

出典	鹿児島県流水占用料等徴収条例
URL	<a href="https://g-reiki.pref.kagoshima.jp/pref.kagoshima2/reiki_honbun/q701RG0000284.html">https://g-reiki.pref.kagoshima.jp/pref.kagoshima2/reiki_honbun/q701RG0000284.html</a>

(7) 減価償却費について

下表に基づき計算した。

表 23 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の場合）
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 24 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 鹿児島県	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 日置市	法人 村民税	法人税割	○	法人税額 × 税率	6.0%	
		均等割	○	年額（千円）	50	

表 25 収支計算書（高圧連系の場合）

発電事業収支計算書（地域脱炭素交付金を活用）

入力欄 2026/2/12 作成 事業期間 30年

条件  
※初年度消費税還付  
※地域脱炭素交付金（3/4補助）を事業費に活用し、  
事業費と減価償却費を1/4に圧縮記帳。  
固定資産税は圧縮記帳不可の為、元々の建設費の残存価値で計算。

総事業費(税込)	363,693 千円	脱炭素→	総事業費(税込)	90,923 千円
消費税率	10%	負担率	消費税率	10%
総事業費(税別)	330,630 千円	25%	総事業費(税別)	82,658 千円
調査設計	29,900 千円		調査設計	7,475 千円
土木	97,350 千円		土木	24,338 千円
建築	0 千円		建築	0 千円
水車機械	200,000 千円		水車機械	50,000 千円
電気工事	500 千円		電気工事	125 千円
系統連系負担金	2,880 千円		系統連系負担金	720 千円

最大出力	51.5 kW
平均出力	11.2 kW
停止率	5%
年間発電電力量	93,206 kWh
単価	18 円/kWh

採算性	
総事業費(税別)	82,658 千円
年間売電収益(税別)	1,678 千円
年平均経費(税別)	6,022 千円
年平均税引後利益	-4,200 千円
IRR	#NUM!
年平均利回り	-5.4%
単純回収年数	49.3年

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	21年目	22年目	23年目	24年目	25年目	26年目	27年目	28年目	29年目	30年目	30年合計		
A 収入			1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	50,331		
(1) 売電収益	単価×年間発電電力量		1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	1,678	50,331		
B 支出		0	10,530	9,824	9,165	10,352	9,673	9,038	8,444	7,886	7,361	6,866	6,398	6,115	5,992	5,868	5,745	5,576	5,456	5,335	5,214	5,093	4,973	4,852	3,224	3,193	3,161	3,130	3,099	3,068	3,036	3,005	180,671		
(1) 人件費	180 千円/年		180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180		
(2) 電気保安委託費	250 千円/年		250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250		
(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	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500		
(4) 保険料	210 千円/年		210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210		
(5) 発電側課金	73 千円/年		73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73		
(6) その他コスト	計 390 千円/年		390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390		
	電気通信費 240 千円/年																																		
	占用料 50 千円/年																																		
	ストレージ 100 千円/年																																		
(7) 減価償却費			5,163	4,749	4,372	4,030	3,718	3,436	3,178	2,944	2,732	2,539	2,363	2,203	2,203	2,203	2,203	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	558	558	558	558	558	558	558	558		
(8) 支払利息 (元金均等)	返済期間 10年 金利 1.75364%		1,594	1,435	1,276	1,116	957	797	638	478	319	159																							
(9) 固定資産税※2	標準課税率 1.4%		2,170	2,037	1,914	3,603	3,395	3,203	3,025	2,860	2,707	2,565	2,432	2,309	2,186	2,062	1,939	1,818	1,697	1,577	1,456	1,335	1,215	1,094	1,063	1,031	1,000	969	938	906	875	844			
C 税引前利益		0	-8,853	-8,146	-7,487	-6,674	-7,995	-7,361	-6,766	-6,208	-5,683	-5,188	-4,721	-4,437	-4,314	-4,191	-4,067	-3,899	-3,778	-3,657	-3,536	-3,416	-3,295	-3,174	-1,546	-1,515	-1,484	-1,452	-1,421	-1,390	-1,359	-1,327	-130,340		
D 法人税※1		0	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89		
E 税引後利益		0	-8,941	-8,234	-7,576	-6,763	-8,084	-7,449	-6,855	-6,296	-5,771	-5,277	-4,809	-4,526	-4,403	-4,279	-4,156	-3,987	-3,866	-3,746	-3,625	-3,504	-3,384	-3,263	-1,635	-1,603	-1,572	-1,541	-1,510	-1,478	-1,447	-1,416	-132,998		
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	21年目	22年目	23年目	24年目	25年目	26年目	27年目	28年目	29年目	30年目	30年合計		
A 収入		90,923	5,130	-3,486	-3,204	-4,733	-4,366	-4,014	-3,676	-3,352	-3,040	-2,738	-2,446	-2,323	-2,199	-2,076	-1,953	-1,832	-1,711	-1,591	-1,470	-1,349	-1,229	-1,108	-1,077	-1,045	-1,014	-983	-952	-920	-889	-858	-56,503		
(1) 税引後利益		0	-8,941	-8,234	-7,576	-6,763	-8,084	-7,449	-6,855	-6,296	-5,771	-5,277	-4,809	-4,526	-4,403	-4,279	-4,156	-3,987	-3,866	-3,746	-3,625	-3,504	-3,384	-3,263	-1,635	-1,603	-1,572	-1,541	-1,510	-1,478	-1,447	-1,416			
(2) 減価償却費			5,163	4,749	4,372	4,030	3,718	3,436	3,178	2,944	2,732	2,539	2,363	2,203	2,203	2,203	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	2,155	558	558	558	558	558	558	558	558			
(3) 自己資金	千円 出資割合 0%	0																																	
(4) 補助金等	0 千円 補助割合 0%	0																																	
(5) 長期借入金(銀行)	借入総額 90,923 千円 融資割合 25%	90,923																																	
(6) 消費税還付(建設費分)	8,908 千円		8,908																																
B 支出		90,923	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092		
(1) 建設設備投資費	90,923 千円	90,923																																	
(2) 借入金返済			9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092		
	長期借入金返済(銀行) 返済期間 10年 据置期間 0年		9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092	9,092		
C 当該余剰金		0	-3,963	-12,578	-12,296	-13,826	-13,458	-13,106	-12,769	-12,444	-12,132	-11,830	-11,539	-11,415	-11,292	-11,168	-11,045	-10,924	-10,804	-10,683	-10,562	-10,442	-1,229	-1,108	-1,077	-1,045	-1,014	-983	-952	-920	-889	-858	-238,350		
D 累積余剰金	※機械の修繕積立金を含む	0	-3,963	-16,541	-28,837	-42,663	-56,121	-69,227	-81,995	-94,440	-106,572	-118,402	-129,941	-141,356	-152,647	-163,816	-174,861	-185,785	-196,589	-207,272	-217,834	-228,276	-229,504	-230,612	-231,689	-232,734	-233,748	-234,731	-235,682	-236,603	-237,492	-238,350			
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	21年目	22年目	23年目	24年目	25年目	26年目	27年目	28年目	29年目	30年目	30年合計		
(1) 投下資本	= 自己資金+長期借入金+短期借入金+交付金	82,658	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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	-82,658	-2,184	-2,051	-1,928	-3,617	-3,409	-3,217	-3,039	-2,874	-2,721	-2,579	-2,446	-2,323	-2,199	-2,076	-1,953	-1,832	-1,711	-1,591	-1,470	-1,349	-1,229	-1,108	-1,077	-1,045	-1,014	-983	-952	-920	-889	-858			
(3) NPV	: 正味現在価値 NPV>0であれば投資価値あり																																		-128,830
(4) IRR	: 内部収益率 NPV=0となる割引率(金利)																																		#NUM!
(5) 年平均利回り																																			-5.4%
(6) 単純回収年数																																			49.3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）

表 26 収支計算書（低圧連系の場合）

※発電事業収支計算書（地域脱炭素交付金を活用）

入力欄 2026/2/12作成 事業期間 30年  
条件

※初年度消費税還付  
※地域脱炭素交付金（3/4補助）を事業費に活用し、  
事業費と減価償却費を1/4に圧縮記帳。  
固定資産税は圧縮記帳不可の為、元々の建設費の残存価値で計算。

総事業費(税込)	176,198 千円	脱炭素→	総事業費(税込)	44,050 千円
消費税率	10%	負担率	消費税率	10%
総事業費(税別)	160,180 千円	25%	総事業費(税別)	40,045 千円
調査設計	29,900 千円		調査設計	7,475 千円
土木	64,900 千円		土木	16,225 千円
建築	0 千円		建築	0 千円
水車機械	62,000 千円		水車機械	15,500 千円
電気工事	500 千円		電気工事	125 千円
系統連系負担金	2,880 千円		系統連系負担金	720 千円

最大出力	34.7 kW
平均出力	11.6 kW
停止率	5%
年間発電電力量	96,535 kWh
単価	18 円/kWh

採算性	
総事業費(税別)	40,045 千円
年間売電収益(税別)	1,738 千円
年平均経費(税別)	3,819 千円
年平均税引後利益	-2,105 千円
IRR	#NUM!
年平均利回り	-5.4%
単純回収年数	23年

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	21年目	22年目	23年目	24年目	25年目	26年目	27年目	28年目	29年目	30年目	30年合計	
A 収入			1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	52,129	
(1) 売電収益	単価×年間発電電力量		1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	1,738	52,129	
B 支出		0	5,328	5,073	4,832	5,536	5,281	5,041	4,812	4,595	4,389	4,192	4,003	3,899	3,845	3,792	3,738	3,639	3,587	3,536	3,485	3,434	3,383	3,332	2,811	2,787	2,764	2,741	2,717	2,694	2,671	2,648	114,583	
(1) 人件費	180 千円/年		180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	
(2) 電気保安委託費	250 千円/年		250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	
(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	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
(4) 保険料	210 千円/年		210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	
(5) 発電側課金	73 千円/年		73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	
(6) その他コスト	計 390 千円/年		390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	
	電気通信費 240 千円/年																																	
	占用料 50 千円/年																																	
	ストレート 100 千円/年																																	
(7) 減価償却費			1,884	1,755	1,638	1,531	1,434	1,346	1,266	1,193	1,126	1,066	1,011	962	962	962	962	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	
(8) 支払利息 (元金均等)	返済期間 10年 金利 1.75364%		772	695	618	541	463	386	309	232	154	77																						
(9) 固定資産税※2	標準課税率 1.4%		1,069	1,019	974	1,861	1,781	1,706	1,635	1,568	1,505	1,445	1,389	1,335	1,281	1,227	1,173	1,122	1,071	1,020	968	917	866	815	792	768	745	722	699	675	652	629		
C 税引前利益		0	-3,591	-3,335	-3,095	-3,798	-3,544	-3,303	-3,075	-2,858	-2,651	-2,454	-2,265	-2,162	-2,108	-2,054	-2,000	-1,901	-1,850	-1,799	-1,747	-1,696	-1,645	-1,594	-1,073	-1,050	-1,026	-1,003	-980	-956	-933	-910		
D 法人税※1		0	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	89	
E 税引後利益		0	-3,680	-3,424	-3,184	-3,888	-3,633	-3,392	-3,164	-2,947	-2,740	-2,543	-2,355	-2,251	-2,197	-2,143	-2,089	-1,990	-1,939	-1,888	-1,837	-1,785	-1,734	-1,683	-1,162	-1,139	-1,116	-1,092	-1,069	-1,046	-1,022	-999		
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	21年目	22年目	23年目	24年目	25年目	26年目	27年目	28年目	29年目	30年目	30年合計	
A 収入		44,050	2,418	-1,669	-1,546	-2,357	-2,199	-2,046	-1,898	-1,754	-1,614	-1,477	-1,343	-1,289	-1,235	-1,182	-1,128	-1,077	-1,025	-974	-923	-872	-821	-770	-746	-723	-700	-676	-653	-630	-607	-583		
(1) 税引後利益		0	-3,680	-3,424	-3,184	-3,888	-3,633	-3,392	-3,164	-2,947	-2,740	-2,543	-2,355	-2,251	-2,197	-2,143	-2,089	-1,990	-1,939	-1,888	-1,837	-1,785	-1,734	-1,683	-1,162	-1,139	-1,116	-1,092	-1,069	-1,046	-1,022	-999		
(2) 減価償却費			1,884	1,755	1,638	1,531	1,434	1,346	1,266	1,193	1,126	1,066	1,011	962	962	962	962	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914		
(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 44,050 千円 融資割合 25%	44,050																																
(6) 消費税還付(建設費分)	4,214 千円		4,214																															
B 支出		44,050	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405		
(1) 建設設備投資費	44,050 千円	44,050																																
(2) 借入金返済			4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405		
長期借入金返済(銀行)	返済期間 10年 据置期間 0年		4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405	4,405		
C 当該余剰金		0	-1,987	-6,074	-5,951	-6,762	-6,604	-6,451	-6,303	-6,159	-6,019	-5,882	-5,748	-5,694	-5,640	-5,587	-5,533	-5,482	-5,430	-5,379	-5,328	-5,277	-821	-770	-746	-723	-700	-676	-653	-630	-607	-583		
D 累積余剰金	※機械の修繕積立金を含む	0	-1,987	-8,061	-14,012	-20,773	-27,377	-33,829	-40,132	-46,291	-52,310	-58,192	-63,940	-69,635	-75,275	-80,861	-86,394	-91,876	-97,306	-102,685	-108,013	-113,290	-114,111	-114,880	-115,627	-116,350	-117,050	-117,726	-118,379	-119,009	-119,616	-120,199		
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	21年目	22年目	23年目	24年目	25年目	26年目	27年目	28年目	29年目	30年目		
(1) 投下資本	= 自己資金+長期借入金+短期借入金+交付金	40,045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	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	-40,045	-1,023	-974	-928	-1,816	-1,736	-1,660	-1,589	-1,523	-1,459	-1,400	-1,343	-1,289	-1,235	-1,182	-1,128	-1,077	-1,025	-974	-923	-872	-821	-770	-746	-723	-700	-676	-653	-630	-607			
(3) NPV	: 正味現在価値 NPV>0であれば投資価値あり 割引率 1.75364%																																	-65,779
(4) IRR	: 内部収益率 NPV=0となる割引率(金利)																																	#NUM!
(5) 年平均利回り																																		-5.4%
(6) 単純回収年数																																		23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)

表 27 収支計算書（低圧連系・FIT 売電の場合）

発電事業収支計算書

入力欄 2026/2/12 作成 事業期間 20 年

条件

※初年度消費税還付

総事業費(税込)	176,198	千円
消費税率	10%	
総事業費(税別)	160,180	千円
調査設計	29,900	千円
土木	64,900	千円
建築	0	千円
水車機械	62,000	千円
電気工事	500	千円
系統連系負担金	2,880	千円

最大出力	34.7	kW
平均出力	11.6	kW
停止率	5%	
年間発電電力量	96,535	kWh
FIT単価	34	円/kWh

採算性

総事業費(税別)	160,180	千円
年間売電収益(税別)	3,282	千円
年平均経費(税別)	8,489	千円
年平均税引後利益	-5,312	千円
IRR	-19.0%	
年平均回収率	-3.3%	
単純回収年数	48.8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年合計	
A 収入		3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	3,282	65,644
(1) 売電収益		FIT単価×年間発電電力量																					
B 支出	0	13,298	12,424	11,599	11,751	10,974	10,237	9,536	8,869	8,232	7,622	7,037	6,784	6,730	6,676	6,623	6,379	6,328	6,277	6,226	6,175	169,778	
(1) 人件費		180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
(2) 電気保安委託費		250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
(3) 修繕費		500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
(4) 保険料		210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210
(5) 発電側課金		73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
(6) その他コスト		390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390
電気通信費		240																					
占用料		50																					
ストレータ		100																					
(7) 減価償却費		7,537	7,020	6,551	6,124	5,736	5,383	5,062	4,771	4,506	4,265	4,046	3,847	3,847	3,847	3,847	3,655	3,655	3,655	3,655	3,655	3,655	94,659
(8) 支払利息 (元金均等)		3,090	2,781	2,472	2,163	1,854	1,545	1,236	927	618	309												16,994
(9) 固定資産税 ※2		1,069	1,019	974	1,861	1,781	1,706	1,635	1,568	1,505	1,445	1,389	1,335	1,281	1,227	1,173	1,122	1,071	1,020	968	917		
C 税引前利益	0	-10,016	-9,141	-8,317	-8,469	-7,692	-6,954	-6,254	-5,587	-4,949	-4,340	-3,755	-3,502	-3,448	-3,394	-3,340	-3,097	-3,046	-2,995	-2,944	-2,893	-104,134	
D 法人税 ※1	0	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	2,109
E 税引後利益	0	-10,122	-9,247	-8,423	-8,574	-7,797	-7,060	-6,359	-5,692	-5,055	-4,445	-3,861	-3,608	-3,554	-3,500	-3,446	-3,203	-3,152	-3,100	-3,049	-2,998	-106,243	

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年合計	
A 収入	176,198	14,674	-2,227	-1,872	-2,450	-2,061	-1,677	-1,297	-921	-549	-180	185	239	293	347	401	452	503	554	605	656	5,675	
(1) 税引後利益	0	-10,122	-9,247	-8,423	-8,574	-7,797	-7,060	-6,359	-5,692	-5,055	-4,445	-3,861	-3,608	-3,554	-3,500	-3,446	-3,203	-3,152	-3,100	-3,049	-2,998		
(2) 減価償却費		7,537	7,020	6,551	6,124	5,736	5,383	5,062	4,771	4,506	4,265	4,046	3,847	3,847	3,847	3,847	3,655	3,655	3,655	3,655	3,655		
(3) 自己資金		0																					
(4) 補助金等		0																					
(5) 長期借入金(銀行)		176,198																					
(6) 消費税還付(建設費分)		17,259																					
B 支出	176,198	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	352,396
(1) 建設設備投資費	176,198																						
(2) 借入金返済		17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	352,396
長期借入金返済(銀行)		17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	17,620	
C 当該余剰金	0	-2,946	-19,846	-19,491	-20,070	-19,681	-19,297	-18,917	-18,541	-18,169	-17,800	-17,435	-17,381	-17,327	-17,273	-17,219	-17,168	-17,117	-17,066	-17,015	-16,963	-346,721	
D 累積余剰金	0	-2,946	-22,792	-42,283	-62,354	-82,035	-101,331	-120,248	-138,789	-156,958	-174,758	-192,193	-209,573	-226,900	-244,173	-261,392	-278,560	-295,677	-312,743	-329,757	-346,721		

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	160,180	0	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	-160,180	505	554	600	-288	-207	-132	-61	6	69	129	185	239	293	347	401	452	503	554	605	656	
(3) NPV: 正味現在価値 NPV > 0 であれば投資価値あり																						-155,856
(4) IRR: 内部収益率 NPV = 0 となる割引率(金利)																						-19.0%
(5) 年平均回収率																						-3.3%
(6) 単純回収年数																						48.8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)

【発電原価による事業性の評価】

下式で求める発電原価と、売電単価を比較することにより事業性の評価を行う。

発電原価 (円/kWh) = 年経費 (減価償却費を含む) ÷ 年間発電電力量(kWh)

売電単価 = 18 (円/kWh) と仮定

FIT 売電の場合、200kW 未満は 34 (円/kWh)

発電原価 < 売電単価 となれば、事業性があると判断できる。

以下の3パターンについて、発電原価を計算した結果を下表に示す。低圧連系の場合の方が高圧連系や低圧連系 (FIT 売電) よりも発電原価が低いため、最も優位な結果となった。しかし、いずれの場合も発電原価が売電単価よりも高いため、売電事業の採算性としては低い結果となった。

- ・ 高圧連系 3/4 補助の建設補助金を活用 事業期間 30 年
- ・ 低圧連系 3/4 補助の建設補助金を活用 事業期間 30 年
- ・ 低圧連系 建設補助金を使わず、FIT 売電 事業期間 20 年

			高圧連系	低圧連系	低圧連系 (FIT売電)
	建設費	千円	330,630	160,180	160,180
	補助金自己負担割合		25%	25%	100%
	自己負担額	千円	82,658	40,045	160,180
①	年間発電電力量	kWh	93,206	96,535	96,535
②	平均年経費 (減価償却費含)	千円/年	6,022	3,819	8,489
③	発電原価 (② ÷ ①)	円/kWh	64.6	39.6	87.9
④	売電単価	円/kWh	18	18	34
	評価 (③ < ④)		NG	NG	NG

### 3.4. 総合検討・発電諸元まとめ（高圧と低圧の比較）

永吉ダムにおける水力発電事業の計画諸元について、当初想定していた高圧連系（50kW 以上）と、低圧連系（50kW 未満）、低圧連系（FIT 売電）の場合で比較した結果を表 28 にまとめた。

採算性としては、下記の要因で低圧連系が最も優位な結果となった。

- 年間の発電電力量が低圧連系の方が高い。理由は、高圧の場合 50kW 以上出力するために最大使用水量が大きくなるが、それにより最大出力が出る日数が減る事、最小使用水量も大きくなることでダムの放流量が最小使用水量を下回る停止日数が増える事、これらによって年間の平均出力・設備利用率が低くなる事が挙げられる。
- 高圧連系の方が、系統連系するための発電設備にかかる機械費が非常に高額になり、最大使用水量や管径が大きくなることによる土木工事費も増加する。
- 低圧連系（FIT 売電）は売電単価は高いが、それ以上に建設補助金が使えない事による発電原価の増加が大きい。

しかし、優位な低圧連系においても、地域脱炭素移行・再エネ交付金（3/4 補助）を活用し、仮に 18 円/kWh で 30 年間売電事業を行った場合を想定しても、発電原価が売電単価を上回り、採算性は低い結果となった。また、事業化においては以下の課題がある。

#### 【発電電力量の課題】

- ダム放流量の変動が大きい。ダム放流量が発電の最小使用水量を下回って発電が停止する期間が年間 139 日程度もある。一方、既設放流管から発電用水を取水する構造のため、ダムの放流量が多い日は既設放流管内の流速が速くなることで管路損失が増大し、発電用の有効落差が非常に小さくなり、発電出力も減少する。
- ダム貯水位が低下することによる総落差の減少や、ストレーナの損失による有効落差の減少で、発電出力が低下する。
- 発電電力量を向上させる方法として、稼働できる流量範囲が広く、高効率な水車機械の採用が挙げられるが、機械費が高額になる可能性も高い。水車タイプやメーカーなどの詳細検討が必要である。

#### 【建設の課題】

- 現状、ダム管理者が操作している「B.現川放流ゲート」を、ダム側と発電事業者の両方が操作できるようにならなければ事業の実施が困難と思われるが、ダム管理者との協議または既設ゲートの仕様によっては実施できない可能性もある。
- ダムの取水施設への細かいゴミスクリーンの設置が困難なため、水車の故障を防ぐためにストレーナが必要と思われる。維持管理の容易さを考慮し、自動洗浄できるオートストレーナを計上したが、高額であり、定期的なメンテナンスは必要である。

- 既設放流管が劣化により、元々の管厚から許容値よりも薄くなっている場合、溶接自体ができず管を分岐できない可能性もあるため、管厚等の調査が必要。

【その他の課題】

- 河川管理者である鹿児島県と、維持流量の値などの水利権協議が必要。
- ダム所有者である鹿児島県およびダム管理者である日置市と、放流ゲート操作の取り決めや、工事の方法（不断水工法など）や時期等について、協議が必要。
- 発電所を民地に設置する場合、地権者との合意が必要。

表 28 発電計画諸元まとめ（金額は税別）

項目	調査地点	単位	高圧連系の場合	低圧連系の場合	低圧連系 (FIT売電)の場合
設備概要	取水	—	既存取水施設		
	水圧管路延長	m	88		
	水圧管内径	mm	500	400	
	管材料	—	鋼管+ポリエチレン管		
	水車型式	—	クロスフロー		
発電計画の概要	取水河川	—	二俣川（二級河川永吉川水系）		
	放水河川	—	同上		
	流域面積	km <sup>2</sup>	8		
	維持流量	m <sup>3</sup> /s	0.014（仮）		
	取水位（満水時）	EL.m	128.2		
	放水位	EL.m	97.0		
	総落差（満水時）	m	31.2	31.2	
	有効落差	m	25.5	26.7	
	最大使用水量	m <sup>3</sup> /s	0.38	0.24	
	最大出力	kW	51.5	34.7	
	平均出力	kW	11.2	11.6	
	可能発電電力量	kWh/年	98,112	101,616	
	発電電力量（停止率5%）	kWh/年	93,206	96,535	
設備利用率	%	22	33		
建設費	概算建設費	千円	330,630	160,180	
	補助金自己負担割合		25%	25%	100%
	概算建設費（自己負担）	千円	82,658	40,045	160,180
	kW当たり建設費	千円/kW	1,605	1,154	4,616
	kWh当たり建設費	円/kWh	887	415	1,659
採算性	売電単価（仮）	円/kWh	18	18	34
	売電収入	千円/年	1,678	1,738	3,282
	事業期間	年	30	30	20
	平均年経費	千円/年	6,022	3,819	8,489
	単純回収年数	年	49.3	23.0	48.8
	税引後IRR（事業期間）	%	—	—	—
	年平均利回り（事業期間）	%	-5.4	-5.4	-3.3
発電原価	円/kWh	64.6	39.6	87.9	