

令和2年度実施事業 報告書

令和3年3月

パシフィックコンサルタンツ株式会社

【取扱注意】

※本資料は、検討段階のものであり、未確定なデータも含まれています。

目 次

1. 業務の概要	2
2. 砂防堰堤関連業務	6
3. ダム関連業務	64
4. 系統制約関連業務	154
5. バイオマス関連業務	246

1. 業務の概要

【業務の背景・経緯】

- ▶ 温室効果ガス排出量の削減目標を達成するためには、再生可能エネルギーの更なる普及拡大が不可欠である。
- ▶ 「第5次エネルギー基本計画」（平成30年7月3日閣議決定）では2030年の長期エネルギー需給見通し（エネルギーミックス）の実現とパリ協定発効により、2030年のエネルギーミックスにおける電源構成比率の実現とともに、確実な主力電源化への布石としての取組を早期に進めるという政策の方向性が示された。
- ▶ 以上のような背景から、これまで利用されてこなかった再生可能エネルギーについても、有効に活用する必要性が生じている。その中でも水力発電は、安定的な電力供給が可能な電源であり、未開発の包蔵水力は約1,900万kWあると言われていることから、さらなる導入を促進していく必要がある。
- ▶ しかし、水力発電は、制度の充実化や買取価格の優遇など、市場の条件が整いつつある一方で、再生可能エネルギー特別措置法施行後においても、他の発電手法と比べ、導入実績は低調である。
- ▶ その要因として、水力発電の新たな設置場所は、小規模化、奥地化し、開発が困難であることが挙げられる。
- ▶ これらのことから、既存砂防堰堤や既存ダムを新たな視点で捉え、有効活用と普及拡大方策の確立を目指した検討を行う必要がある。
- ▶ 加えて、再生可能エネルギー大量導入時の系統制約解消の観点から、水力発電を柔軟性資源と捉え、その活用方法を検討する必要がある。
- ▶ また、近年発生している記録的豪雨により、多くの河川で氾濫が発生しているが、これは河川整備の遅れとあわせて、河道内の植生が樹林化するなど、流下能力の低下を招くことが1つの要因となっている。
- ▶ これに対して、河川管理者は、国土強靱化の施策として河道内の樹木伐採を実施しているが、今後も多大な費用が継続して発生することが懸念される。そこで、伐採樹木をバイオマス発電に活用することで、従来河川管理者が負担していた伐採樹木の処理費用を削減しつつ、バイオマス発電の普及を目指すような、燃料供給側の効果も期待できる仕組み作りも再生可能エネルギーを普及していくうえで重要な視点となる。

1. 業務の概要

【業務の目的】

- 温室効果ガス排出量の削減目標を達成するためには再生可能エネルギーの更なる普及拡大が不可欠である。そのため、これまで利用されてこなかった再生可能エネルギーについても、有効に活用する必要性が生じている。非化石エネルギーである水力発電は再生可能エネルギーの中でも安定的な電力供給を長期に亘って行うことができる電源として位置づけられており、導入を支援していく必要がある。
- 一方、水力発電の新たな設置場所は、小規模化、奥地化し、開発が困難であるため、既存のダム等を新たな視点で捉えて、水力発電を最大限普及拡大するための検討を行う必要がある。
- また、従来使われてこなかった河道内樹木のバイオマス発電活用についても、治水対策との相乗効果も狙いつつ、実現可能性を探っていくことも求められている。
- 本業務では、既存砂防堰堤やダムを活用した水力発電の更なる普及拡大、河道内樹木のバイオマス資源としての活用方法を確立することを目的とし、既存砂防堰堤やダムへの水力発電導入、河道内樹木のバイオマス発電の活用に係る調査・検討を実施する。
- 本年度は、「既存インフラを活用した再エネ普及加速化事業」の最終年度であるため、総括的なとりまとめを行う。

1. 業務の概要

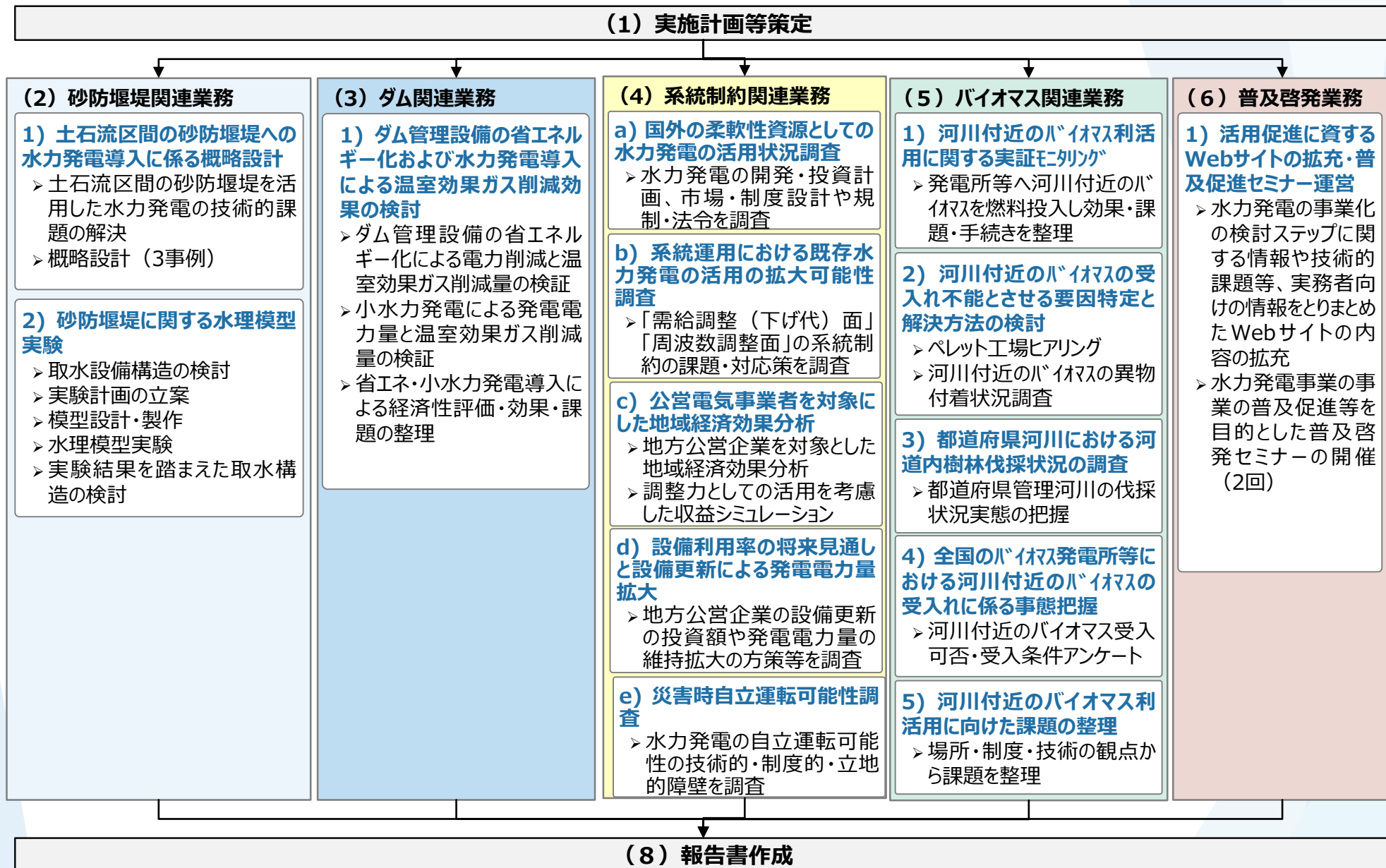
【これまでの経緯（平成30年度・令和元年度の業務内容および今年度の検討事項）】

※図中の見出し番号等は、各年度業務の仕様書等番号である

	ダム	砂防堰堤	系統制約	バイオマス
H30	<p>2.既存ダム水力発電事例調査</p> <p>1)既存ダム水力発電事例調査方法の検討</p> <p>2)各調査計画の立案</p> <p>3)既存ダムへの水力発電導入事例とりまとめ</p>	<p>5.砂防堰堤のポテンシャル調査</p> <p>1)砂防堰堤のポテンシャル調査方法の検討</p> <p>2)砂防堰堤のポテンシャル調査候補地選定</p> <p>「H30年度砂防堰堤における水力発電ポテンシャル調査業務」におけるポテンシャル調査結果より</p> <p>3)砂防堰堤の発電事業化検討</p>	<p>6.既存インフラ活用による系統制約解消に関する諸外国の事例調査および我が国における実現性の調査</p> <p>1)既存インフラ活用による系統制約解消事例調査方法の検討</p> <p>2)既存インフラ活用による系統制約解消事例調査</p> <p>3)既存インフラ活用による系統制約解消方法の導入可能性検討</p>	
R1	<p>(3) ダム関連業務</p> <p>1)発電量向上手法検討</p> <p>2)課題整理・対処方法検討</p>	<p>(2) 砂防堰堤関連業務</p> <p>1)砂防堰堤調査</p> <p>2)事例調査</p> <p>3)掃流区間における概略設計および技術的検討</p>	<p>(4) 系統制約関連業務</p> <p>1)再エネ大量導入時の系統制約解消に資する水力発電の柔軟性資源としての活用可能性調査</p> <p>2)既存インフラを活用した系統整備の必要性等に係るヒアリング</p>	<p>バイオマス関連業務</p> <p>1)関連法規制の整理</p> <p>2)河道内樹木等の処理状況や受入条件に係る調査</p> <p>3)利活用に向けた課題整理</p>
R2	<p>(3) ダム関連業務</p> <p>1)ダム管理設備の省エネルギー化による電力削減と温室効果ガス削減量の検証</p> <p>2)小水力発電による発電電力量と温室効果ガス削減量の検証</p> <p>3)省エネ・小水力発電導入による経済性評価・効果・課題の整理</p>	<p>(2) 砂防堰堤関連業務</p> <p>1)土石流区間における概略設計と技術的検討</p> <p>2)取水設備の水理模型実験</p>	<p>(4) 系統制約関連業務</p> <p>a)国外調査</p> <p>b)活用可能性調査</p> <p>c)地域経済効果分析</p> <p>d)設備利用率調査</p> <p>e)自立運転可能性調査</p> <p>f)とりまとめ</p>	<p>(5) バイオマス関連業務</p> <p>1)実証モニタリング</p> <p>2)受入不能要因特定</p> <p>3)県管理河川の樹林伐採状況調査</p> <p>4)発電所受入事態把握</p> <p>5)利活用課題整理</p>

1. 業務の概要

【業務内容】



2. 砂防堰堤関連業務

A. 砂防堰堤の水力発電ポテンシャル把握

B. 技術的課題

H30

R1

R2

1.ポテンシャルマップ作成(直轄)

- 1)直轄砂防堰堤資料收集整理(約4,500基)
- 2)一覧表、個別表、位置情報作成

2.ポテンシャルマップ作成(県)

- 1)県管理砂防堰堤資料收集整理(約57,000基)
- 2)一覧表、個別表、位置情報作成

全国約6万基を対象としたポテンシャルマップ作成

3.発電事業化有望地点抽出と事業化検討

- 1)規模の異なる砂防堰堤を対象に経済性の検討

概ね最大出力200kW以上が得られる場合は、FITにより全量売電することで採算性が確保できる場合が多い

採算性が得られない小規模の発電候補地では、コスト削減、経済的な支援が必要

最大出力200kWを下回る砂防堰堤が多くを占める

○ポテンシャルマップの公表

1. 事例収集

- 1)全国約50基の既設水力発電所を対象に資料収集
- 2)技術的課題・工夫した点について、アンケートおよびヒアリング・現地調査を実施

技術的課題を把握

砂防堰堤を活用した小水力発電事例集を作成

2. 掃流区間を対象にした概略設計

- 1)掃流区間を対象に概略設計を実施し、技術的課題を検討

掃流区間の砂防堰堤では、取水施設を設置した場合の砂防堰堤の安定性(満砂時)の低下量はわずか

発電ポテンシャルの高い砂防堰堤は、土石流区間に多く存在するが、基準見直しにより安定性確保に課題がある

チロル式の取水設備を設置した場合、所定の本副堤間距離が満足しないことが判明

土石流下時における取水施設への影響が不明確

3. 土石流区間を対象にした概略設計

- 1)土石流区間を対象に概略設計を実施し、技術的課題を検討

土石流区間の砂防堰堤は、既存不適格となる場合が多く、安定性確保を目的とした改築が必要

改築計画を踏まえた取水施設設置が必要

4. 水理模型実験

- 1)水理模型実験により、取水施設設置による砂防堰堤の機能低下、取水施設への影響を把握

洪水時(掃流状態)において、
 ・チロル取水方式は問題なし
 ・直接取水方式は減水時土砂埋没

○発電事業を進めるためのポイント整理

2. 砂防堰堤関連業務

【1）土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

【今年度検討のポイント】

- 砂防堰堤を用いた発電には、出力規模に応じて対策すべき課題が異なる。
- 今年度は土石流区間の砂防堰堤を対象に、堤体への影響、維持管理、取水方法等についてモデル砂防堰堤での検討、水理模型実験により、これらの課題の解決策を検討する。
- 過年度の検討とあわせて、砂防堰堤を用いた発電の課題と解決方法を明確にし、発電事業を推進の支援する。

■ 砂防堰堤の発電ポテンシャルの特徴

- 全国の砂防堰堤（不透過型）の発電ポテンシャルは表に示すとおり、小さい出力が得られる堰堤の数が圧倒的に多い。
- 100kW未満の堰堤の総出力は、全堰堤の半分程度を占めており、コスト的な課題が解決できれば事業が進むと考えられる。

■ 出力規模毎の課題と対策

- 出力が大きい砂防堰堤では、経済的な課題は少ないものの、堤体への影響、維持管理の方法、取水方法などの技術的な課題を解決する必要がある。
- 今年度の検討では、作用する外力が大きく、これらの課題がより明確になる、①土石流区間の砂防堰堤を対象に、課題解決のための対策案を検討する。
- 技術的検討とあわせて、後述する②水理模型実験により、取水方法を検討する。

表2.1 全国の不透過型砂防堰堤の発電ポテンシャル(堰堤落差方式)

出力ランク	基数	総出力(kW)
100kW未満	47,700	293,783
100kW～200kW	706	97,362
200kW～500kW	310	93,931
500kW以上	129	126,492
合計	48,845	611,568

表2.2 出力規模毎の課題と対策

出力規模	発電事業の課題	対策
小 (100kW未満)	コストダウン	・水車等ハードウェアの改善 ・補助制度の適用
中 (100～200kW)	技術的課題（堤体への影響、維持管理、取水方法）	・モデル砂防堰堤における技術的課題の検討 ・水理模型実験による取水方法の確認
	コストダウン	・水車等ハードウェアの改善 ・補助制度の適用
大 (200kW以上)	技術的課題（堤体への影響、維持管理、取水方法）	・モデル砂防堰堤における技術的課題の検討 ・水理模型実験による取水方法の確認

今年度検討

2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

【検討/調査内容】

土石流区間の砂防堰堤において、事業者や管理者が活用できる技術・情報を得ることを目的に、技術的検討および概略設計を行う。

■実施方針

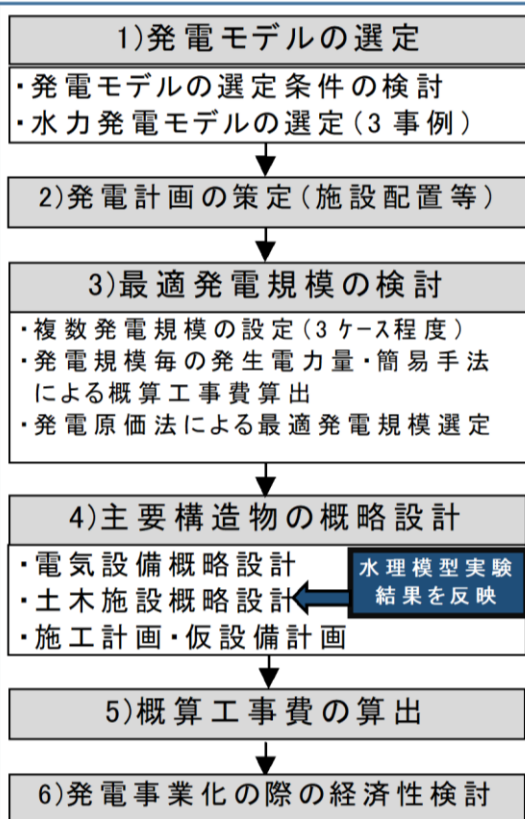


図2.1 検討/調査フロー

■実施内容(ポイント)

(1)発電モデルの選定

土石流区間の砂防堰堤を対象に水力発電を行う際に、土石流区間での特性を考慮する必要がある。

右表に示す土石流区間の砂防堰堤の特性(発電計画に対する課題)を踏まえて発電計画を行うために、これらの課題を解決できる堰堤をモデルとして選定する。

(4)主要構造物の概略設計

取水施設の保護方法について検討する。以下の対策が考えられ、実験での確認と合わせて適切な取水工の保護方法を検討する。

- ・直接取水方式：水制工や土砂溜め
- ・チロル方式：水通し前面に設置する取水口バースクリーンの設置角度の設定

(6)発電事業化の際の経済性検討

- ・発電原価法等によるキャッシュフローシミュレーションによる経済性評価。堤体の補強や取水施設の保護など、土石流区間の堰堤で必要となる可能性が高いコストを含んで検討する。

土石流区間の砂防堰堤の特性

- ・土対針の改訂に伴い、現在の設計基準を満たさない堰堤が多くある。
- ・改築計画があることが多く、透過型構造を有する型式とすると、発電のための落差が小さくなる
- ・大きな外力が作用するため、取水施設の保護が必要

【期待される成果イメージ】

- 土石流区間で水力発電を行う際に、対象堰堤選定の視点(堤体補強の必要性、改築計画の有無)を明確にする
- 土石流区間での水力発電の技術的課題(堤体の補強、取水工の保護)と解決策を整理する。

2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

（1）発電モデルの選定

土石流区間で発電事業を実施する場合の課題の整理

- 掃流区間におけるモデル砂防堰堤の検討で、既設砂防堰堤で発電事業を実施する場合の技術的な課題と対策を整理した。
- 土石流区間においても、これらの技術的な課題は同様であるが、大きな外力が作用する土石流区間での砂防堰堤特有の課題と対応策を検討する必要がある。

■ 土石流区間の砂防堰堤の現状（安定性）

- 砂防基本計画策定指針では、現溪床勾配が1/30よりも急な区間を「土石流区間」としている。
- 砂防基本計画策定指針は、平成19年、平成28年に改訂され、土石流に対する堰堤の安定性を照査する際に基本となる土石流ピーク流量の考え方が変更され、現行基準では従前の基準よりも土石流ピーク流量が大きく算出される傾向にある。

■ 土石流区間の既設砂防堰堤での発電事業の課題

- 土石流区間の既設砂防堰堤で発電事業を行う場合、次のような課題と対応策（案）が想定される。

表2.3 土石流区間の既設砂防堰堤で発電事業を行う際の課題と対応策（案）

課題	対応策（案）
<ul style="list-style-type: none">• 既存砂防堰堤の補強が必要になることが想定され、この補強費用により発電事業が経済的に不利となる。	<ul style="list-style-type: none">• 補強費用を含んだ発電事業の経済性の検討や、補助制度の適用による採算の確保についても検討する必要がある。
<ul style="list-style-type: none">• 堰堤上流での取水の場合は土石流の衝突、チロル式取水の場合は土石流の越流により、施設が損壊するおそれがある。	<ul style="list-style-type: none">• 土石流による被害を受けにくい形式の取水方法の選択、取水施設の強化、取水施設の保護等について検討する必要がある。

2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

（1）発電モデルの選定

モデル砂防堰堤の選定

- 直轄約5,000基、都道府県約57,000基の砂防堰堤を対象に2段階のスクリーニングにより抽出する。
- スクリーニングした砂防堰堤を対象に、モデル砂防堰堤として検討すべき条件を有している堰堤を抽出し、候補を3事例程度を選定する。

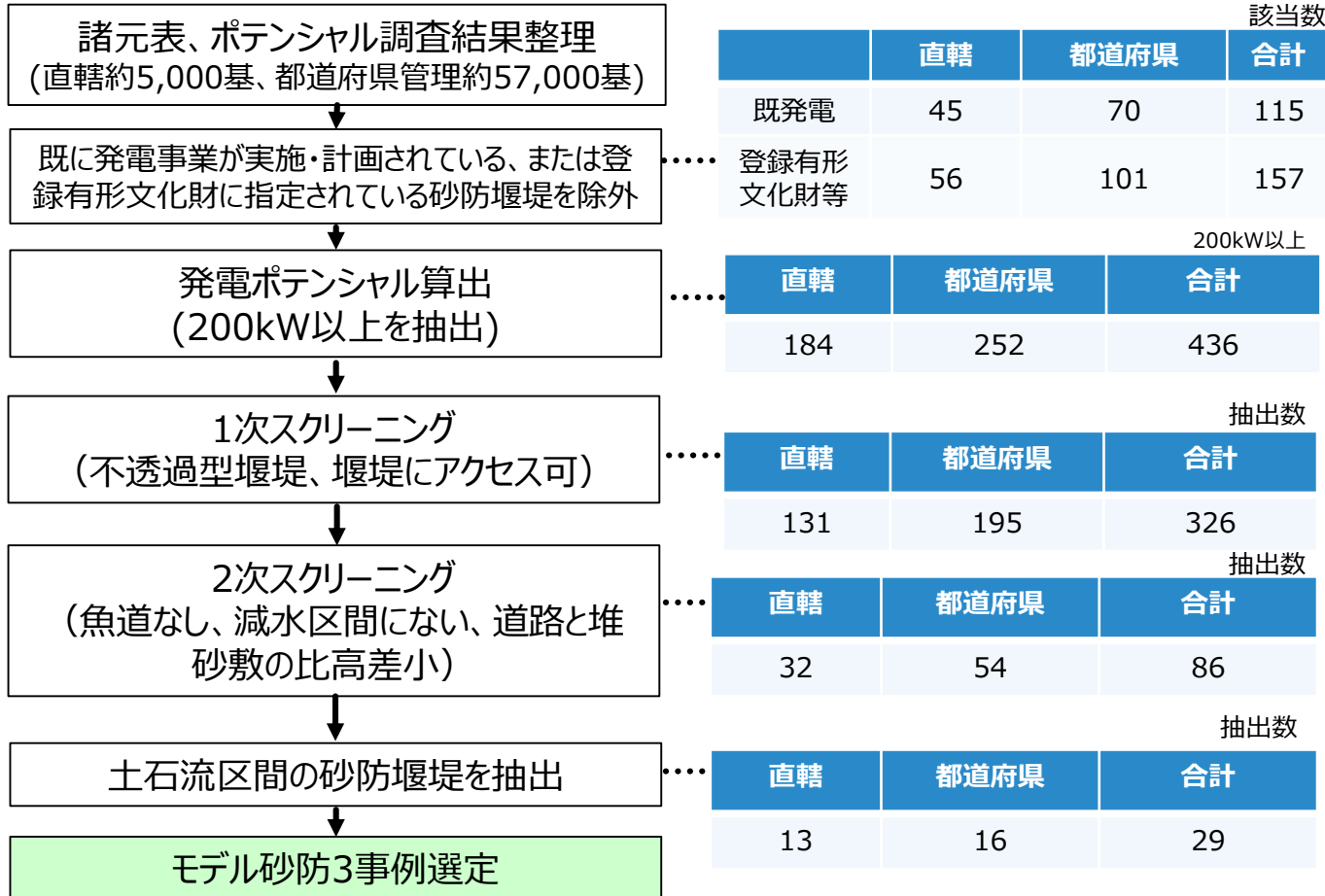


図2.2 モデル砂防堰堤選定の流れと抽出数

表2.4 2次スクリーニング後の土石流区間の都道府県別の堰堤数

地域	堰堤数
a県	1
b県	2
c県	1
d県	2
e県	2
f県	21
合計	29

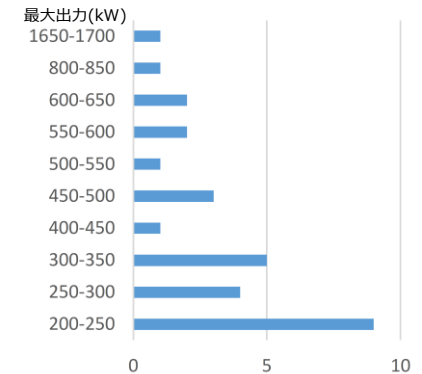


図2.3 2次スクリーニング後の土石流区間の堰堤での最大出力の分布

2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

（1）発電モデルの選定

➤ 2次スクリーニングまでで抽出した堰堤から、モデル砂防堰堤として検討できる条件を有している堰堤を抽出し、この中から3堰堤を選定した。

■モデル砂防堰堤検討のための条件（29基 → 3基）

- ・ 透過型砂防堰堤への改築が計画されている堰堤は対象外とする（3基が該当）。
- ・ 土砂移動が活発で、堰堤天端の摩耗がみられる等、現地の条件が厳しく発電計画に適さない堰堤は対象外とする（4基が該当）。
- ・ 検討に必要な堰堤の諸元（堰堤の上下流面勾配、水通し断面等）や補強・改築計画が不明な堰堤は対象外とする（15基が該当）。
- ・ 堰堤への土石流到達の可能性が低いなど、土石流区間の特性の検討に不適當な堰堤は対象外とする（1基が該当）。
- ・ H30年度検討において水力発電導入にかかる概略検討を実施済みの堰堤は対象外とする（3基が該当）。

表2.5 モデル砂防堰堤の選定

■モデル砂防堰堤の選定

- ・ 結果として、3基のみが対象となったが、出力は208kw、301kW、842kWとある程度の幅が出ることになった。
- ・ 地域で見るとe県から2堰堤を選定するが、ダム高がハイダムとローダムであり、それぞれの代表事例として検討する。（堰堤高15m≦ハイダム、15m>ローダム）
- ・ 次頁以降に選定したA堰堤～C堰堤の概要を示す。

堰堤名	県名	堰堤高 (m)	流域面積 (km ²)	想定最大出力 (kW)	元河床勾配	備考
A堰堤	d県	14.0	19.86	208	1/18	
B堰堤	e県	20.0	28.0	301	1/25	ハイダムでの検討
C堰堤	e県	14.0	117.60	842	1/20	

2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(1) 発電モデルの選定 (A砂防堰堤)

A堰堤の概要

竣工	平成7年
流域面積	19.86km ²
堰堤型式	コンクリート重力式
水通し幅	20m
堰堤形状 堤高 × 堤長	(本堤)14.0m × 111.0m

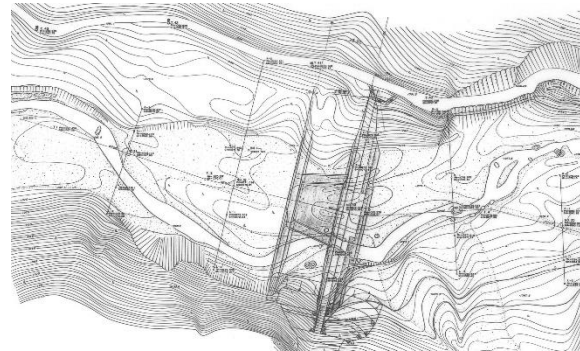


図2.4 A堰堤平面図

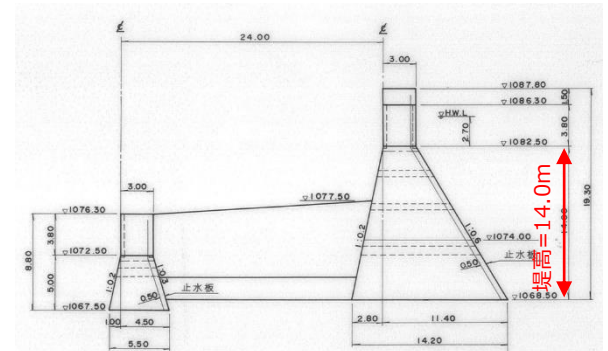


図2.5 A堰堤断面図

【堰堤及び周辺状況】

- 堆砂敷は満砂しており、表流水の流況は良い。
- 堆砂域への植生進入は少なく土砂移動が頻繁であることが伺える。河道内には1 m程度以上の転石も確認できる。
- 堰堤の右岸側には既設道路があり、堰堤および堆砂敷、下流河川へのアクセスは容易である。
- 堰堤下流部は傾斜地で、樹木があるため発電所ヤードを確保する必要がある。

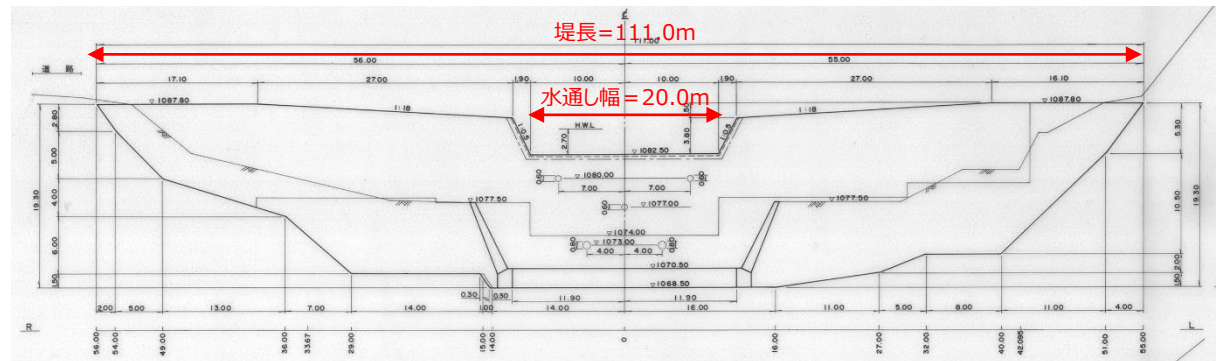


図2.6 A堰堤 本堤正面図



2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

（1）発電モデルの選定（B砂防堰堤）

B堰堤の概要

竣工	昭和52年(平成20年補修)
流域面積	105.9Km ²
堰堤型式	コンクリート重力式
水通し幅	60m
堰堤形状 堤高 × 堤長	(本堤)12.0m × 115.0m

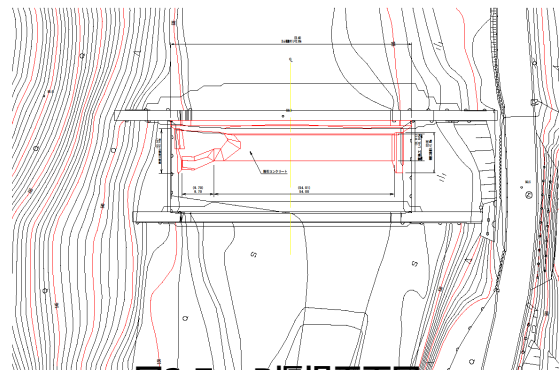


図2.7 B堰堤平面図

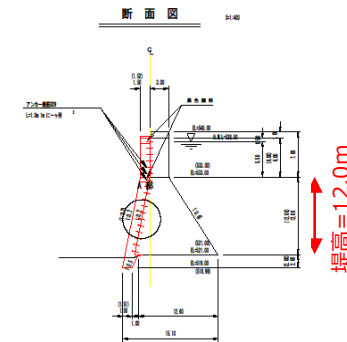


図2.8 B堰堤断面図

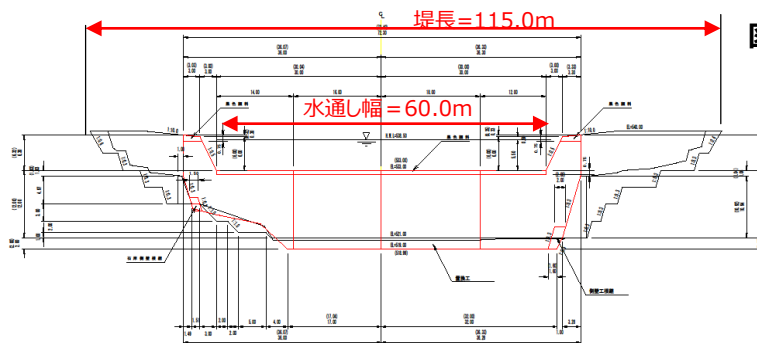


図2.9 B堰堤正面図

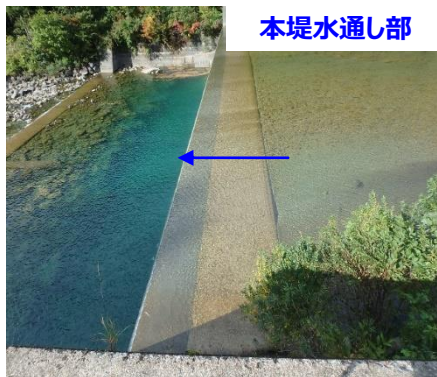
【堰堤及び周辺状況】

- 堆砂敷は満砂しており、表流水の流況は良い。
- 左岸側に既設道路があるが、堰堤の上下流ともアクセスのための坂路の設置が必要。
- 発電所ヤード確保の検討が必要。

本堤下流面



本堤水通し部



堆砂状況



2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

（1）発電モデルの選定（C砂防堰堤）

C堰堤の概要

竣工	平成10年
流域面積	117.60km ²
堰堤型式	コンクリート重力式
水通し幅	30m
堰堤形状 堤高 × 堤長	(本堤)14.0m × 89.0m

【堰堤及び周辺状況】

- 堆砂敷は満砂しており、表流水の流況は良い。
- 周辺の溪岸崩壊が顕著であり土砂生産が頻繁であることが伺える。河道内にはΦ 1 m程度以上の転石も確認できる。
- 左岸下流側に既設道路が存在するが、堰堤および堆砂敷へのアクセスは検討が必要。
- 急峻な谷地形であるため、発電所ヤード確保の検討が必要。

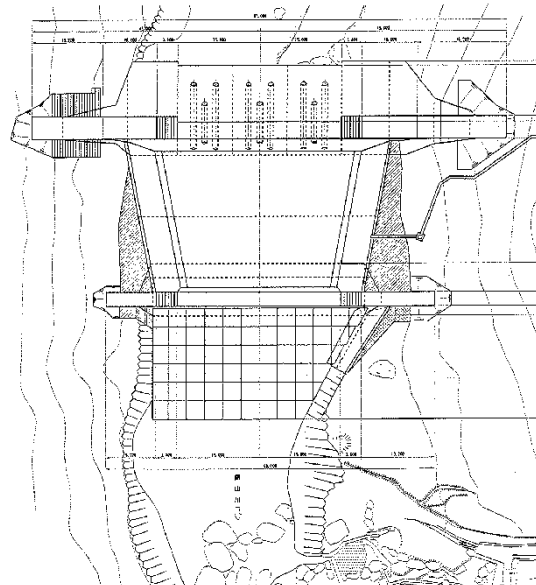


図2.10 C堰堤平面図

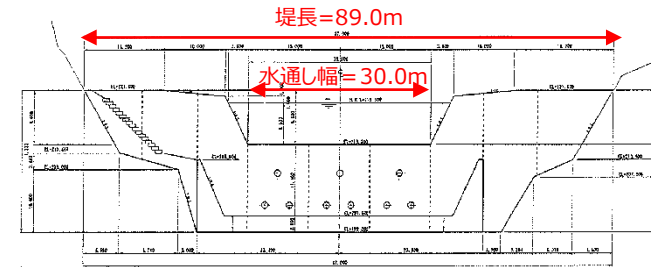


図2.11 C堰堤正面図

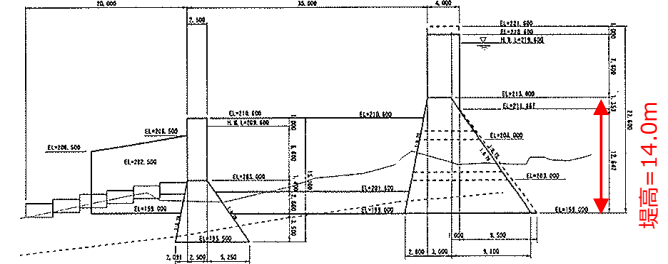


図2.12 C堰堤断面図



堰堤全景



本堤下流面

副堤下流面



本堤水通し部

2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

【2】既存砂防の安定性照査と補強対策（A砂防堰堤）

安定性の照査

- 土石流区間の不透過型堰堤は「土石流時」、「洪水時」の越流部、非越流部について安定性を照査する。
- 現行基準による土石流外力に対しては、安定性を確保できていない。
- 計画降雨量の増加に伴い、水通し断面が不足すると同時に越流水深が大きくなるため、洪水時の安定性が確保できない。

越流部

荷重ケース	滑動	転倒	沈下
洪水時	○	○	×
土石流時	○	○	○

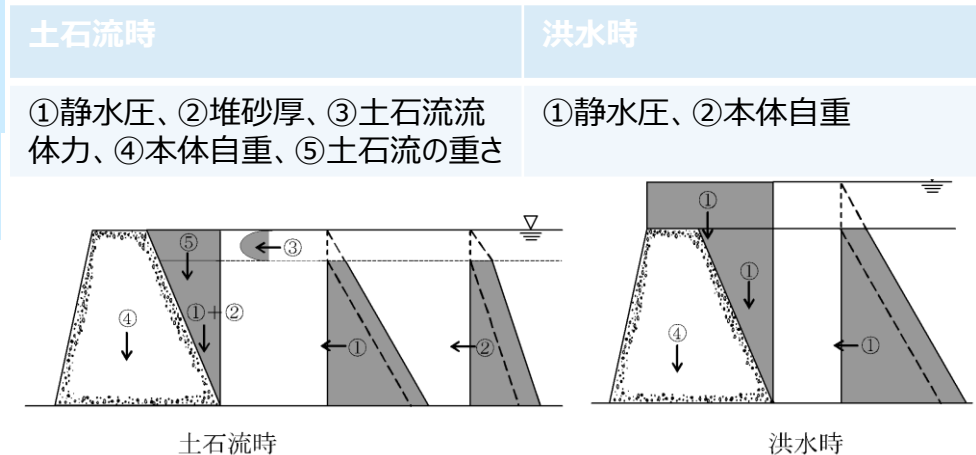
非越流部（洪水時）

荷重ケース	滑動	転倒	沈下
袖小口	○	×	×
洪水水深	○	×	×
袖全高	○	×	×

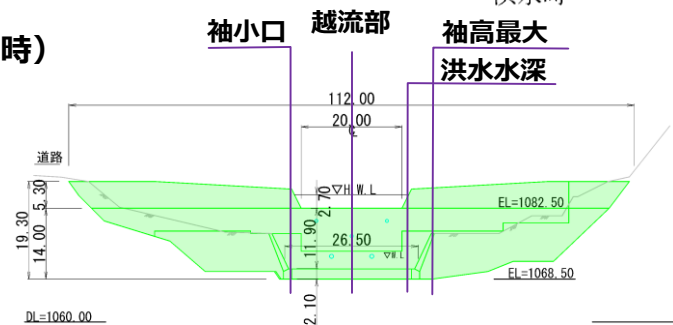
非越流部（土石流時）

荷重ケース	滑動	転倒	沈下
袖小口	○	○	×
土石流水深	○	○	×
袖全高	○	○	×

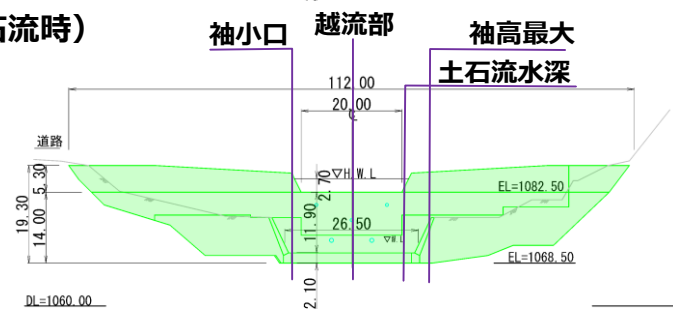
表2.6 不透過型堰堤の設計外力



安定計算断面（洪水時）



安定計算断面（土石流時）



2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

【2】既存砂防の安定性照査と補強対策（A砂防堰堤）

不透過型砂防堰堤としての補強

- 安定性が確保できるように、堤体を補強する。
 - 堰堤上流は満砂しているため、下流面に腹付けする。
 - 計画流量の見直しに伴い、水通し断面を拡大する。
 - 水通し断面の拡大に伴い、側壁を改良する。
 - 水通し断面の拡大に伴い、本副間距離が大きくなり、副堤の位置、規模を変更し、新設する（現況の副堤は撤去）。
- 水通し嵩上げ高1.7m
 - 本堤補強厚3.0m
 - 補強費用は3.3億円

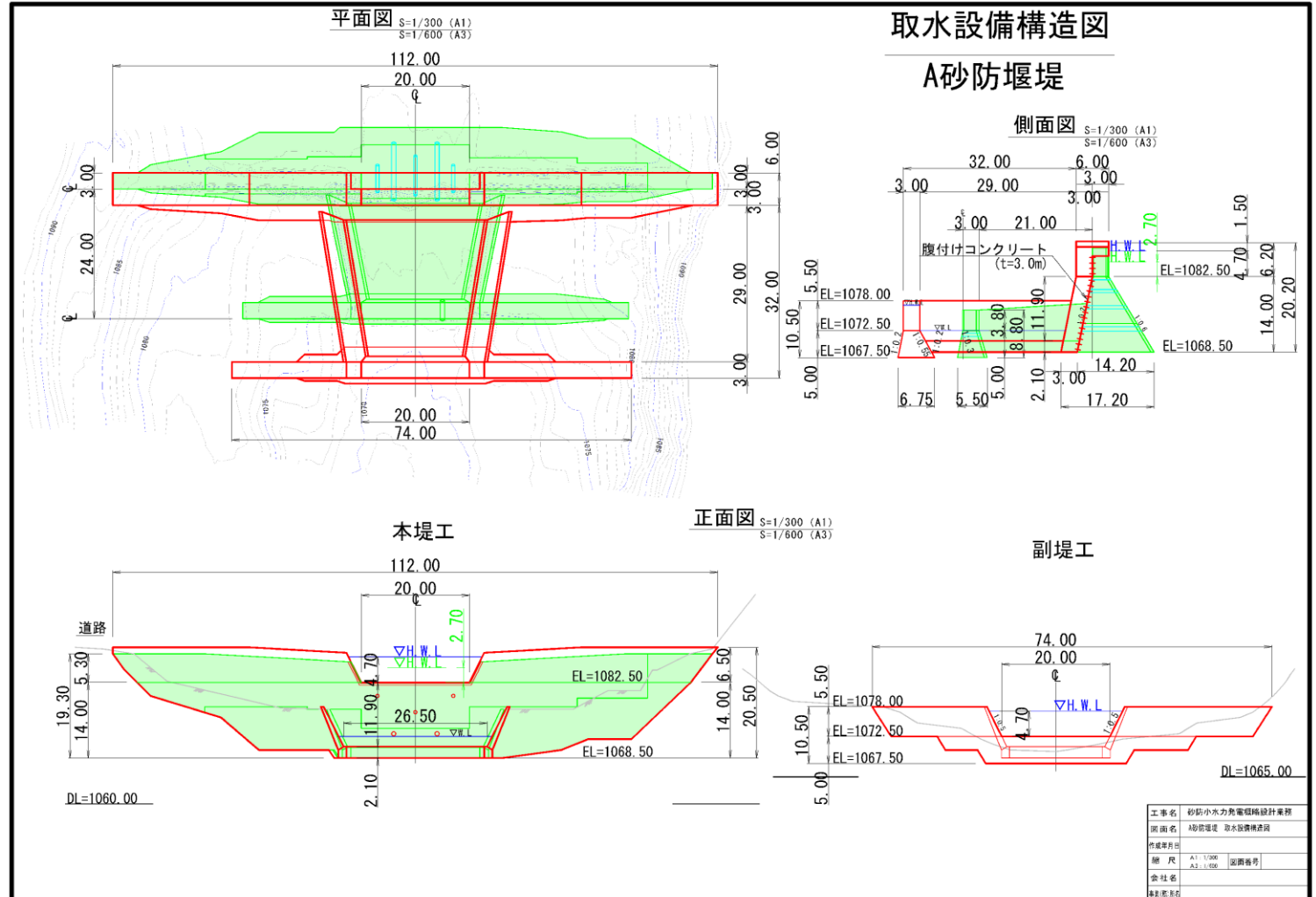


図2.13 図面 (A堰堤)

2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(2) 既存砂防の安定性照査と補強対策 (A砂防堰堤)

部分透過型砂防堰堤としての補強

- 部分透過型堰堤は、水通しの余裕高を設ける必要がない。
- 不透過型に比べて、水通し断面が小さくなる。
- 本副間距離は水深と有効高で決まるため、これも不透過型の補強に対して小さくなる。
- 水通し嵩上げ高0.9m
- 本堤補強厚1.5m
- 補強費用は2.6億円

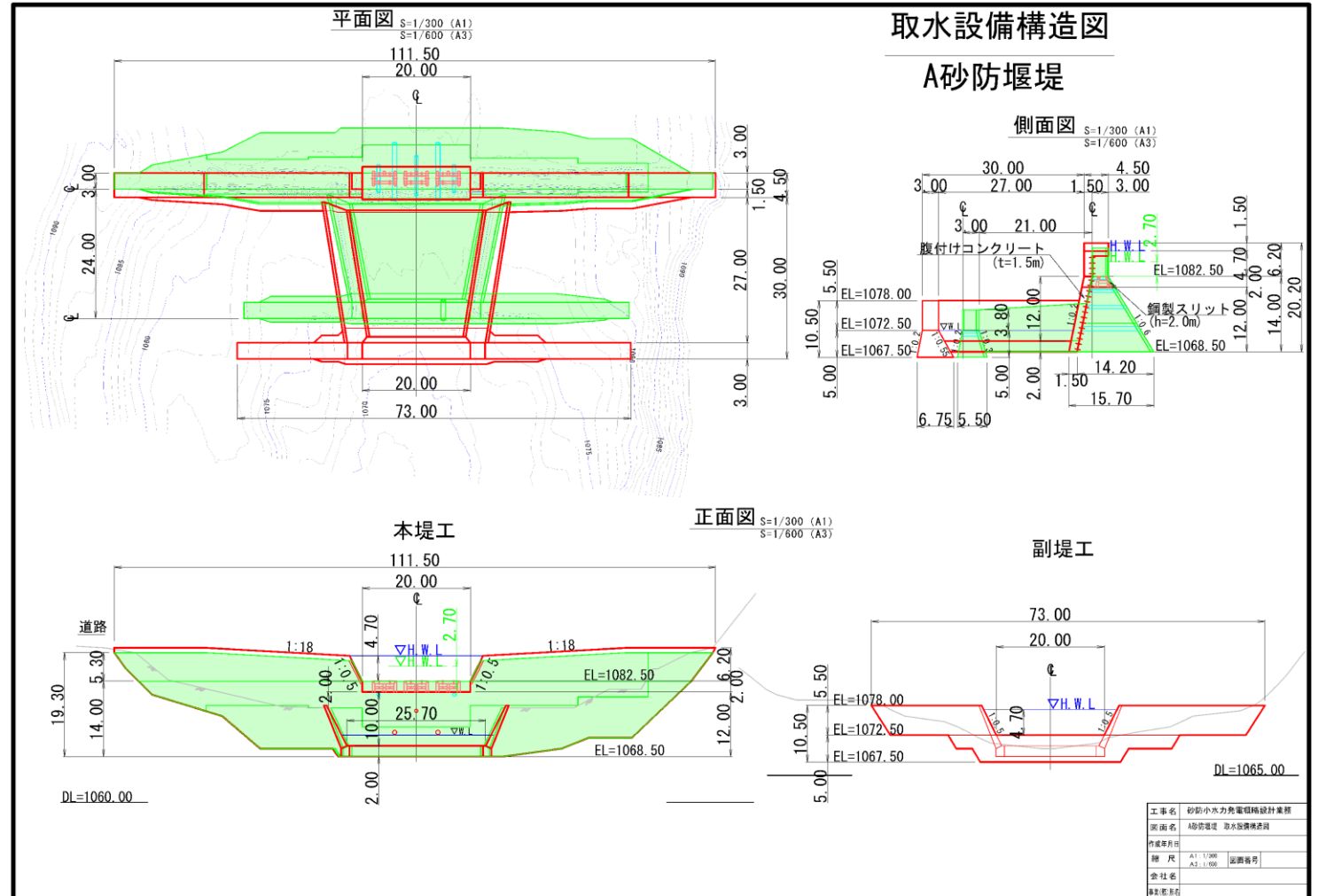


図2.14 図面 (A堰堤)

2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

【2】既存砂防の安定性照査と補強対策（A砂防堰堤）

表2.7 砂防堰堤改築方式比較表

項目	不透過型堰堤	部分透過型堰堤
概略図		
概要説明	<ul style="list-style-type: none"> 安定性が確保できるように、堤体を補強する。 堰堤上流は満砂しているため、下流面に腹付けする。 計画流量の見直しに伴い、水通し断面を拡大する。 水通し断面の拡大に伴い、側壁を改良する。 水通し断面の拡大に伴い、本副間距離が大きくなり、副堤の位置、規模を変更し、新設する（現況の副堤は撤去）。 	<ul style="list-style-type: none"> 部分透過型堰堤は、水通しの余裕高を設ける必要がない。 不透過型に比べて、水通し断面が小さくなる。 本副間距離は水深と有効高で決まるため、これも不透過型の補強に対して小さくなる。
概算工事費	約3.3億円（仮設費除く）	約2.6億円（仮設費除く）

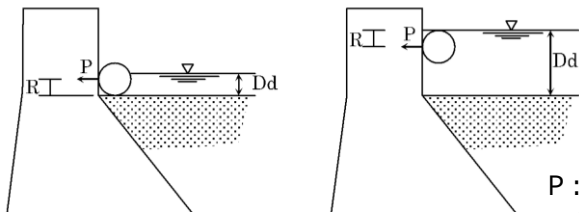
2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(2) 既存砂防の安定性照査と補強対策 (B砂防堰堤)

■ 堤体の安定性

- 土石流区間の不透過型堰堤は「土石流時」、「洪水時」の越流部、非越流部について安定性を照査した結果、滑動、転倒、沈下のいずれも安定条件を満たしていることを確認した。
- 計画降雨量の増加に伴い、水通し断面が不足すると同時に越流水深が大きくなるため、洪水時の安定性が確保できない。
- 土石流の衝撃力にする、袖部の安定性が確保できていない。



P : 土石流衝撃力

Dd : 土石流水深

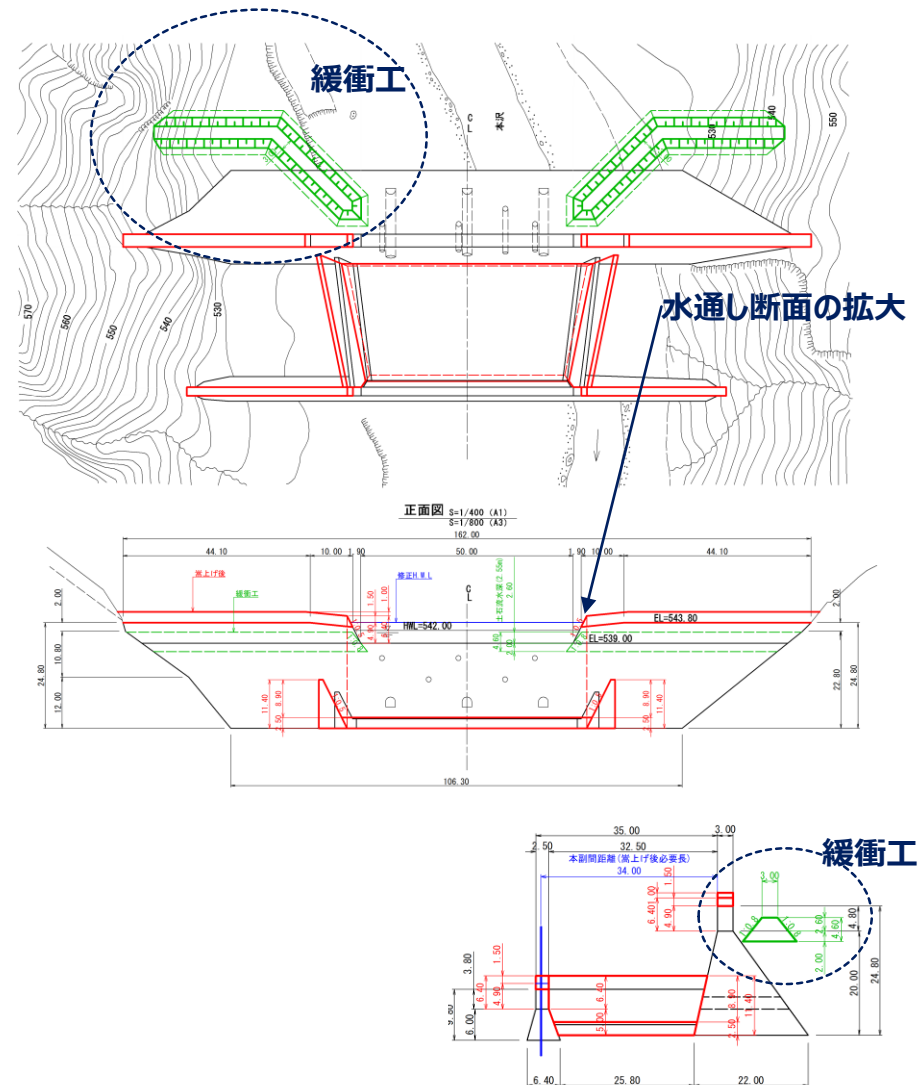
R : 土石流最大礫径 (半径)

図2.15 袖部に対する礫の衝突荷重

■ 補強の方針

- 袖を嵩上げて、不足する水通し断面を確保する。
- 袖部への土石流の直撃を防止するため、砂防ソイルセメントによる緩衝工を堆砂敷に設ける (A砂防堰堤は衝撃に対する安定性は確保できており、不要)
- 水通し嵩上げ高2m
- 緩衝工 高さ4.6m
- 概算工事費 2.5億円

※基準上、水通しの余裕高が必要なく、嵩上げ高が小さくなる部分透過型堰堤についても検討する (次頁比較表)



2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(2) 既存砂防の安定性照査と補強対策（B砂防堰堤）

表2.8 砂防堰堤改築方式比較表

項目	不透過型堰堤	部分透過型堰堤
概略図		
概要説明	<ul style="list-style-type: none"> 水通し断面が不足するため、袖を高くする。 これに伴い前庭保護工を改良する。 本堤の安定性は嵩上げ後も所定の安全性を確保できる 袖に土石流が衝突する際の安定性が確保できない。 袖を保護するための緩衝工を堆砂敷に新設する。 	<ul style="list-style-type: none"> 水通し断面が不足するため、袖を高くする。 部分透過型とするため、嵩上げ高は不透過型より小さい。 前庭保護工を改良する。 本堤の安定性は嵩上げ後も所定の安全性を確保できる 袖に土石流が衝突する際の安定性が確保できない。 袖を保護するための緩衝工を堆砂敷に新設する。
概算工事費	約2.5億円（仮設費除く）	<p>約3.6億円（仮設費除く）</p> <ul style="list-style-type: none"> 部分透過型が不透過型よりも高価になる（A砂防堰堤とは逆の傾向）。 水緩衝工が不透過型よりも大きくなること、部分透過型にすることによるコンクリートの低減量が小さいため、部分透過型が経済的に不利になる。

2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(2) 既存砂防の安定性照査と補強対策 (C砂防堰堤)

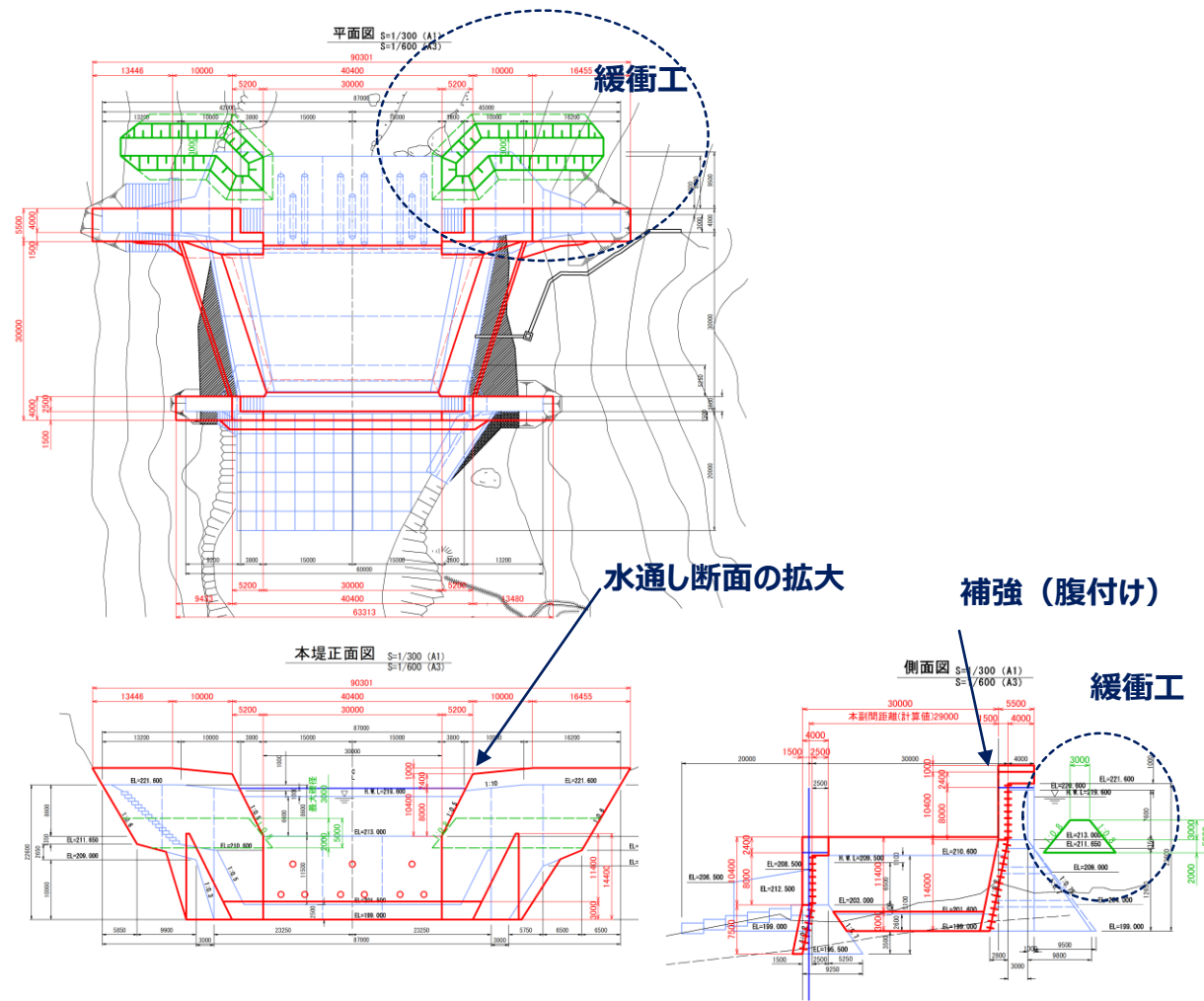
■ 堤体の安定性

- 非越流部が、転倒・引張に対して安定性が確保できていない。
- 計画降雨量の増加に伴い、水通し断面が不足すると同時に越流水深が大きくなるため、洪水時の安定性が確保できない。
- 土石流の衝撃力にする、袖部の安定性が確保できていない。

■ 補強の方針

- 本堤下流に腹付けして安定性を確保する。
- 袖を高くして、不足する水通し断面を確保する。
- 水通し高の変更に伴い、側壁、副堤を更新する。
- 袖部への土石流の直撃を防止するため、砂防ソイルメントによる緩衝工を堆砂敷に設ける。
- 水通し高上げ高2.5m
- 腹付厚 1.5m
- 緩衝工 高さ5.0m
- 概算工事費 3億円

※基準上、水通しの余裕高が必要なく、高上げ高が小さくなる部分透過型堰堤についても検討する (次頁比較表)



2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(2) 既存砂防の安定性照査と補強対策（C砂防堰堤）

表2.9 砂防堰堤改築方式比較表

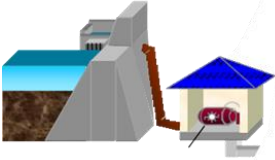
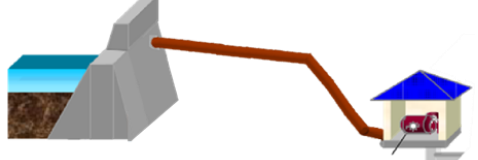
項目	不透過型堰堤	部分透過型堰堤
概略図		
概要説明	<ul style="list-style-type: none"> 水通し断面が不足するため、袖を嵩上げる。 洪水時の安定性が確保できないため、本堤を補強（腹付け）する。 これに伴い前庭保護工を改良する。 袖に土石流が衝突する際の安定性が確保できない。 袖を保護するための緩衝工を堆砂敷に新設する。 	<ul style="list-style-type: none"> 水通し断面が不足するため、袖を嵩上げる。 部分透過型とするため、嵩上げ高は不透過型より小さい。 洪水時の安定性が確保できないため、本堤を補強（腹付け）する。 これに伴い前庭保護工を改良する。 袖に土石流が衝突する際の安定性が確保できない。 袖を保護するための緩衝工を堆砂敷に新設する。
概算工事費	<p>約 3.0億円（仮設費除く）</p>	<p>約 3.4億円（仮設費除く）</p> <ul style="list-style-type: none"> 部分透過型が不透過型よりも高価になる（B砂防堰堤と同じ傾向）。 水緩衝工が不透過型よりも大きくなること、部分透過型にすることによるコンクリートの低減量が小さいため、部分透過型が経済的に不利になる。

2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

（3）発電計画の策定（施設配置等）

- 堰堤落差方式と導水路方式の2方式について発電計画を行った。
- 堰堤落差方式の場合、砂防堰堤直下で発電施設を設置するための平地（100m²程度：アンケート結果に基づく発電所面積の平均値）の有無を確認し、副堤付近および有効高程度が確保できる位置それぞれ設定する。
- 導水路方式の場合、発電所設置限界位置を設定し、次いで発電所設置地点、配管ルート（既存施設を有効活用するため道路下に埋設）の設定を行う。発電所設置限界位置は、既設取水施設地点、貯水池、地形勾配が緩くなる等に配慮すべき地点のいずれかに該当する地点とする。

堰堤落差方式	導水路方式
	
【概要】砂防堰堤とその直下に位置する発電施設との落差を利用して発電する方式	【概要】砂防堰堤本堤や副堤から取水し、導水路にて下流まで導水することで、その間の勾配から得られる落差を利用して発電する方式。比較的高い発電が期待できる。

※堰堤落差方式は、堰堤の有効高(水通し高－現溪床高)までを利用した発電方式

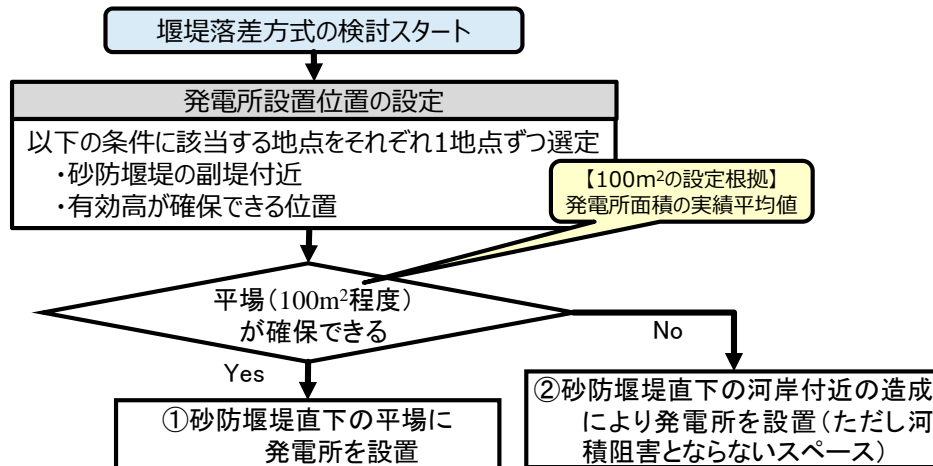


図2.16 堰堤落差方式の検討フロー

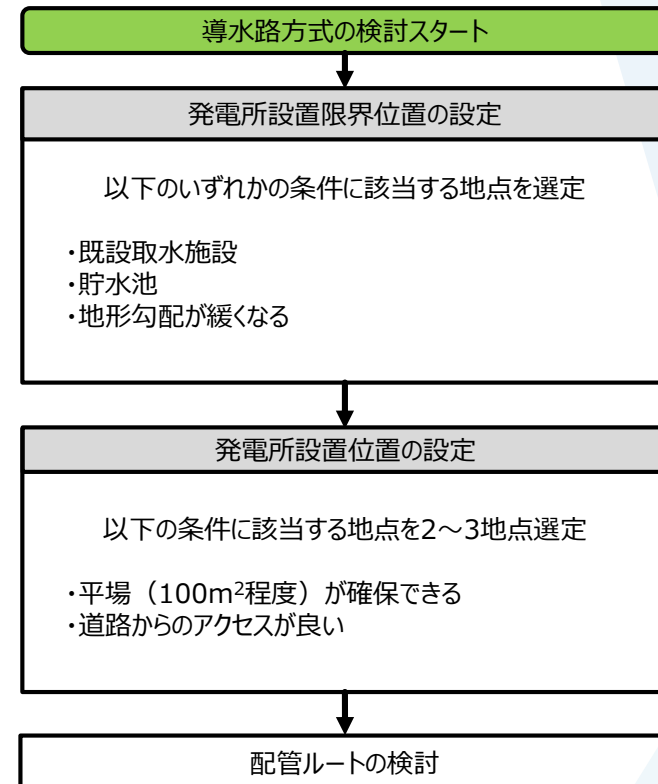


図2.17 導水路方式の検討フロー

2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

【3】発電計画の策定（A砂防堰堤）

検討ケースは、発電方式3ケース×最大使用水量3ケースの計6ケースを対象とした。

- 発電方式は、堰堤落差方式1ケース（最上流地点）と導水路方式2ケース（最下流地点、中間地点）の計3ケースとした。
- 発電の最大使用水量は、35日流量（上限値）、平水量（下限値）、中間値の等間隔で3ケースとした。
- なお、導水路方式の場合は、堰堤地点の流況から、維持流量を除いて最大使用水量を設定した。

図2.18 配置計画

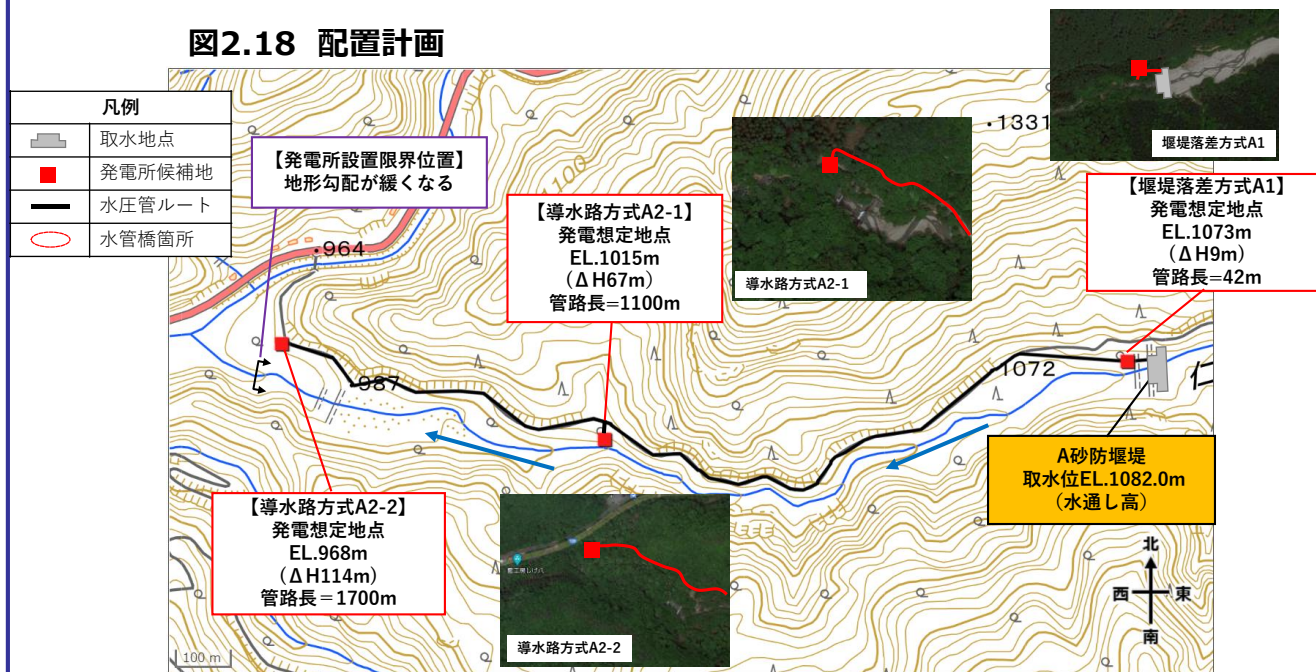


表2.10 発電使用水量の設定

ケース	【堰堤落差方式】 最大使用水量	【導水路方式】 最大使用水量
ケース1	4.8 m ³ /s (4.82m ³ /s)	4.8 m ³ /s (4.76m ³ /s)
ケース2	3.0 m ³ /s	3.0 m ³ /s
ケース3	1.0 m ³ /s	1.0 m ³ /s

※導水路方式は維持流量0.06m³/sを除く

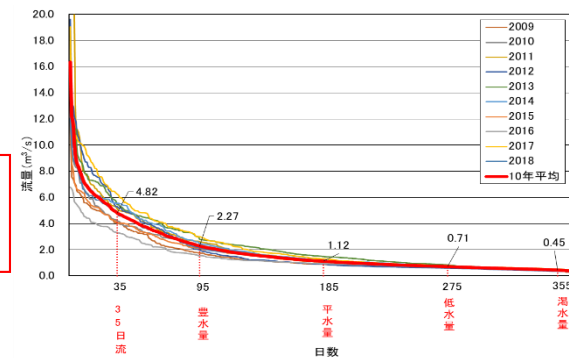


図2.19 流況曲線（堰堤落差方式）

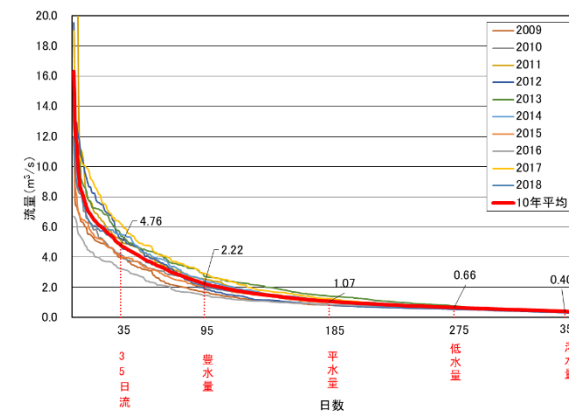


図2.20 流況曲線（導水路方式）

2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

【(3) 発電計画の策定 (B砂防堰堤)】

検討ケースは、発電方式4ケース×最大使用水量3ケースの計12ケースを対象とした。

- 発電方式は、堰堤落差方式1ケース（最上流地点）と導水路方式3ケース（最下流地点、中間地点、河川横断不要箇所）の計4ケースとした。
- 発電の最大使用水量は、35日流量（上限値）、平水量（下限値）、中間値の等間隔で3ケースとした。
- なお、導水路方式の場合は、堰堤地点の流況から、維持流量を除いて最大使用水量を設定した。

図2.21 配置計画

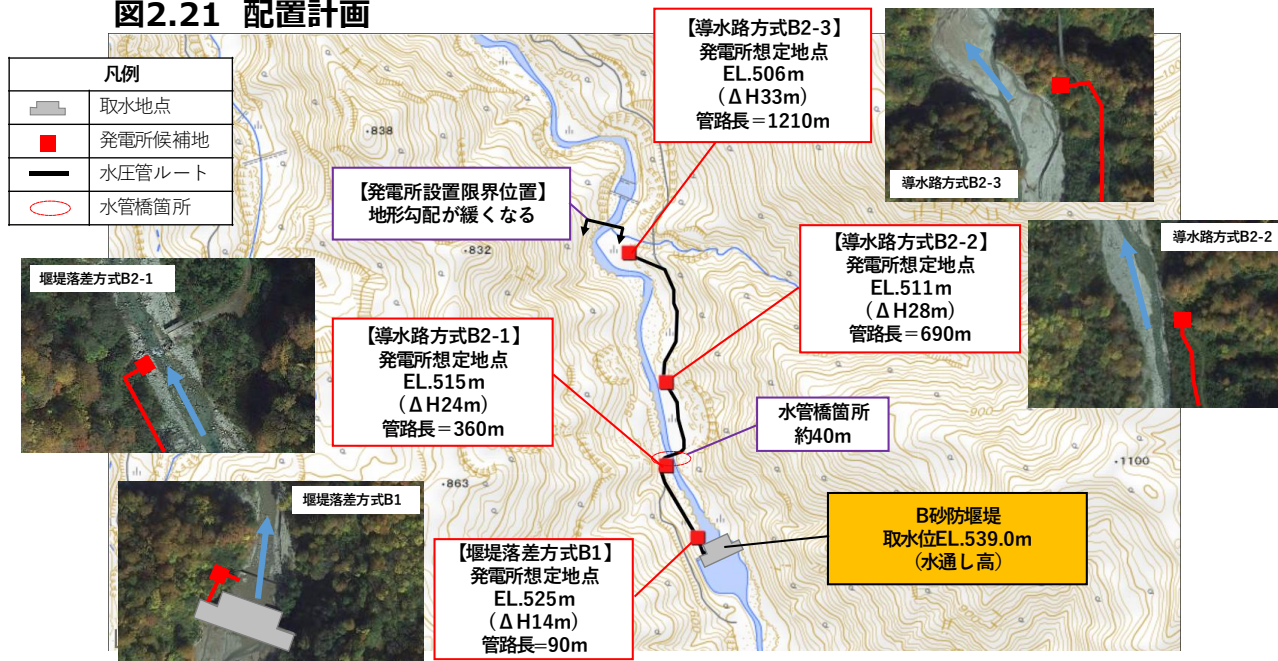


表2.11 発電使用水量の設定

ケース	【堰堤落差方式】 最大使用水量	【導水路方式】 最大使用水量
ケース1	5.9 m ³ /s (5.89m ³ /s)	5.8 m ³ /s (5.81m ³ /s)
ケース2	4.0 m ³ /s	4.0 m ³ /s
ケース3	2.0 m ³ /s	2.0 m ³ /s

※導水路方式は維持流量0.08m³/sを除く

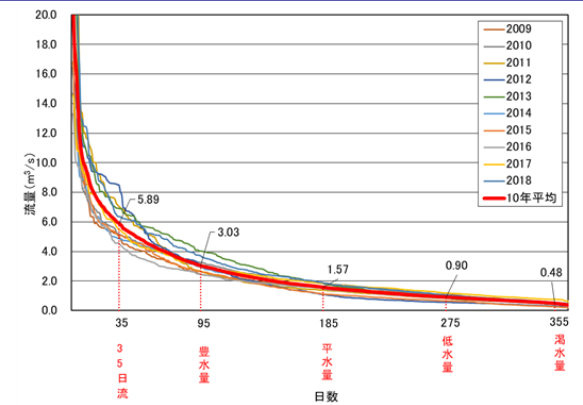


図2.22 流況曲線（堰堤落差方式）

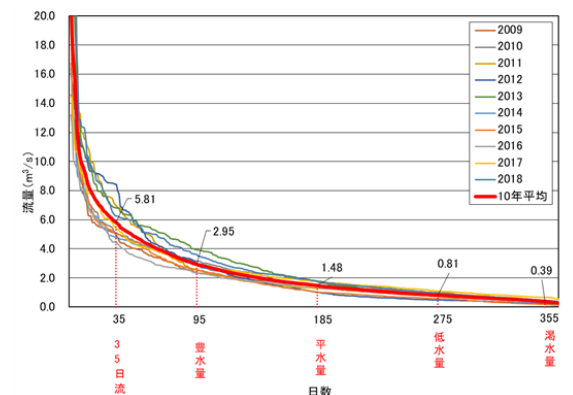


図2.23 流況曲線（導水路方式）

2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

【3】発電計画の策定（C砂防堰堤）

検討ケースは、発電方式3ケース×最大使用水量3ケースの計6ケースを対象とした。

- 発電方式は、堰堤落差方式1ケース（最上流地点）と導水路方式2ケース（最下流地点、中間地点）の計3ケースとした。
- 発電の最大使用水量は、35日流量（上限値）、平水量（下限値）、中間値の等間隔で3ケースとした。
- なお、導水路方式の場合は、堰堤地点の流況から、維持流量を除いて最大使用水量を設定した。

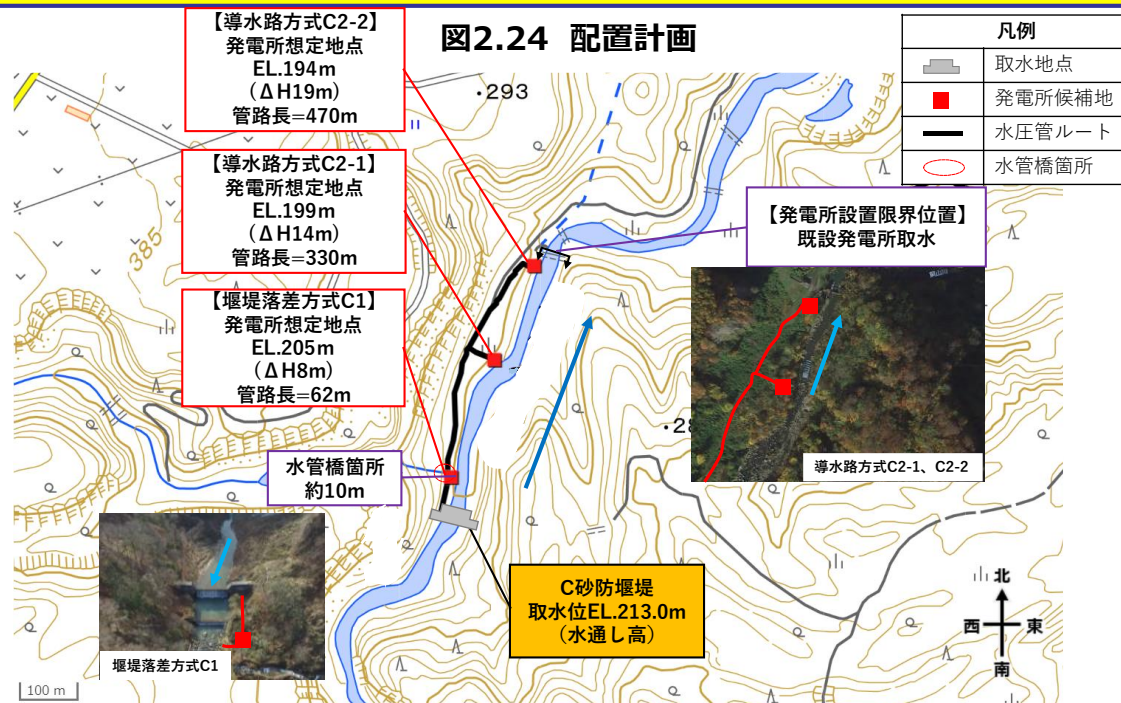


表2.12 発電使用水量の設定

ケース	【堰堤落差方式】 最大使用水量	【導水路方式】 最大使用水量
ケース1	35.0 m ³ /s (35.03m ³ /s)	34.7 m ³ /s (34.74 m ³ /s)
ケース2	22.0 m ³ /s	22.0 m ³ /s
ケース3	9.0 m ³ /s	9.0 m ³ /s

※導水路方式は維持流量0.29m³/sを除く

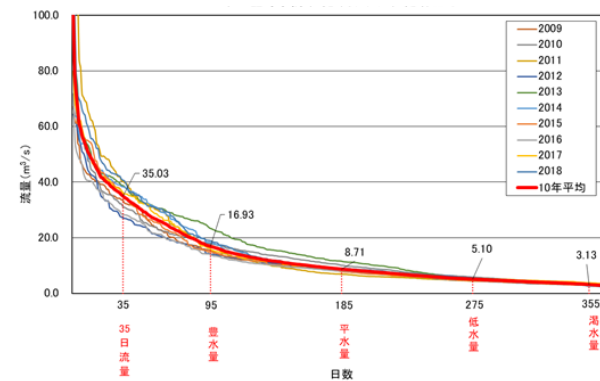


図2.25 流況曲線（堰堤落差方式）

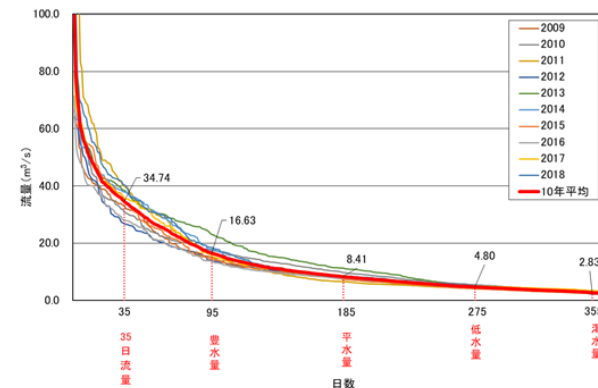


図2.26 流況曲線（導水路方式）

2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(4) 最適発電規模の検討 (A砂防堰堤)

【発電シミュレーションの結果】

▶ 不透過型と部分透過型の両改築方式において、堰堤落差方式ではケースA1-2の時、導水路方式ではケースA2-2-3の時、最も工事費kWh単価が安価となった。

表2.13 発電シミュレーション (不透過型堰堤 改築費込み)

A (不透過型)			堰堤落差			導水路①			導水路②		
			ケース A1-1	ケース A1-2	ケース A1-3	ケース A2-1-1	ケース A2-1-2	ケース A2-1-3	ケース A2-2-1	ケース A2-2-2	ケース A2-2-3
ケース条件	総落差	m	9	9	9	67	67	67	114.0	114.0	114.0
	最大使用流量	m ³ /s	4.82	3.00	1.00	4.76	3.00	1.00	4.76	3.00	1.00
	常時使用流量	m ³ /s	0.96	0.60	0.20	0.95	0.60	0.20	0.95	0.60	0.20
	水車		クロスフロー	クロスフロー	クロスフロー	横軸フランシス	横軸フランシス	クロスフロー	横軸フランシス	横軸フランシス	横軸フランシス
発電シミュレーション結果	最大発電出力	kW	264	168	55	2,338	1,466	437	4,084	2,564	829
	常時発電出力	kW	49	30	10	554	398	79	1,154	747	244
	年平均有効発電電力量	kWh/年	673,391	646,981	389,238	4,506,645	4,463,065	3,049,604	8,137,845	7,886,120	5,715,754
	設備利用率	%	30.6	46.2	85.0	23.1	36.6	83.8	23.9	36.9	82.8
	発電所建設費※1	百万円	493	376	210	1,621	1,121	576	2,026	1,640	781
	堰堤改築費(不透過型)	百万円	334	334	334	334	334	334	334	334	334
	概算事業費※2	百万円	827	710	544	1,955	1,455	910	2,360	1,974	1,115
	堰堤改築費/概算事業費	%	40	47	61	17	23	37	14	17	30
	事業費kW単価	百万円/kW	3.1	4.2	9.9	0.8	1.0	2.1	0.6	0.8	1.3
	事業費kWh単価	円/(kWh/年)	1,228	1,097	1,398	434	326	298	290	250	195

表2.14 発電シミュレーション (部分透過型 堰堤改築費込み)

A (部分透過型)			堰堤落差			導水路①			導水路②		
			ケース A1-1	ケース A1-2	ケース A1-3	ケース A2-1-1	ケース A2-1-2	ケース A2-1-3	ケース A2-2-1	ケース A2-2-2	ケース A2-2-3
ケース条件	総落差	m	7	7	7	65	65	65	112.0	112.0	112.0
	最大使用流量	m ³ /s	4.82	3.00	1.00	4.76	3.00	1.00	4.76	3.00	1.00
	常時使用流量	m ³ /s	0.96	0.60	0.20	0.95	0.60	0.20	0.95	0.60	0.20
	水車		クロスフロー	クロスフロー	クロスフロー	横軸フランシス	横軸フランシス	クロスフロー	横軸フランシス	横軸フランシス	横軸フランシス
発電シミュレーション結果	最大発電出力	kW	207	124	41	2,257	1,416	423	4,004	2,514	814
	常時発電出力	kW	36	23	7	524	382	76	1,130	732	239
	年平均有効発電電力量	kWh/年	517,804	484,259	290,235	4,354,871	4,306,370	2,951,149	7,978,031	7,732,823	5,606,904
	設備利用率	%	30.0	46.9	85.0	23.2	36.5	83.8	23.9	36.9	82.7
	発電所建設費※1	百万円	472	349	197	1,610	1,113	570	2,017	1,632	775
	堰堤改築費(部分透過型)	百万円	259	259	259	259	259	259	259	259	259
	概算事業費※2	百万円	731	608	456	1,869	1,372	829	2,276	1,891	1,034
	堰堤改築費/概算事業費	%	35	43	57	14	19	31	11	14	25
	事業費kW単価	百万円/kW	3.5	4.9	11.1	0.8	1.0	2.0	0.6	0.8	1.3
	事業費kWh単価	円/(kWh/年)	1,411	1,256	1,572	429	318	281	285	244	184

※1 堰堤改築費を除いた発電所建設に係る費用

※2 発電所建設費と堰堤改築費を合算した金額

2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

（4）最適発電規模の検討（B砂防堰堤）

- 堰堤改築方式については、部分透過型は改修費が高く、有効落差を下げるため、「不透過型」を採用することを想定した。
- 堰堤落差方式では、ケースB1-2の時、最も工事費kWh単価が安価となり、導水路方式では、ケースB2-1-2の時、最も工事費kWh単価が安価となった。

表2.15 発電シミュレーション結果

B			堰堤落差			導水路①			導水路②			導水路③		
			ケース B1-1	ケース B1-2	ケース B1-3	ケース B2-1-1	ケース B2-1-2	ケース B2-1-3	ケース B2-2-1	ケース B2-2-2	ケース B2-2-3	ケース B2-3-1	ケース B2-3-2	ケース B2-3-3
ケース条件	総落差	m	14	14	14	24	24	24	28	28	28	33.0	33.0	33.0
	最大使用流量	m ³ /s	5.89	4.00	2.00	5.81	4.00	2.00	5.81	4.00	2.00	5.81	4.00	2.00
	常時使用流量	m ³ /s	1.18	0.80	0.40	1.16	0.80	0.40	1.16	0.80	0.40	1.16	0.80	0.40
	水車		クロスフロー	クロスフロー	クロスフロー	横軸フランシス	クロスフロー	クロスフロー	横軸フランシス	クロスフロー	クロスフロー	横軸フランシス	クロスフロー	クロスフロー
発電 シミュレーション 結果	最大発電出力	kW	534	353	177	983	625	304	1,179	726	358	1,395	885	427
	常時発電出力	kW	96	64	32	125	114	55	73	133	65	183	157	77
	年平均有効発電電力量	kWh/年	1,467,986	1,371,926	1,055,895	1,851,569	2,317,215	1,751,440	2,227,991	2,703,966	2,058,846	2,630,535	3,253,784	2,454,093
	設備利用率	%	33.0	46.7	71.6	22.6	44.5	69.2	22.7	44.7	69.1	22.6	44.1	69.0
	発電所建設費※1	百万円	865	711	538	1175	946	683	1723	1399	1029	2167	1843	1293
	堰堤改築費(不透過型)	百万円	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254	254
	概算事業費※2	百万円	1119	965	792	1429	1200	937	1977	1653	1283	2421	2097	1547
	堰堤改築費/概算事業費	%	23	26	32	18	21	27	13	15	20	10	12	16
	事業費kW単価	百万円/kW	2.1	2.7	4.5	1.5	1.9	3.1	1.7	2.3	3.6	1.7	2.4	3.6
事業費kWh単価	円/(kWh/年)	762	703	750	772	518	535	887	611	623	920	645	630	

※1 堰堤改築費を除いた発電所建設に係る費用

※2 発電所建設費と堰堤改築費を合算した金額

2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

（4）最適発電規模の検討（C砂防堰堤）

【発電シミュレーションの結果】

- 堰堤改築方式については、部分透過型は改修費が高く、有効落差を下げるため、「不透過型」を採用することを想定した。
- 堰堤落差方式では、ケースC1-3の時、最も事業費kWh単価が安価となり、導水路方式では、ケースC2-2-3の時、最も事業費kWh単価が安価となった。

表2.16 発電シミュレーション結果

C			堰堤落差			導水路①			導水路②		
			ケース C1-1	ケース C1-2	ケース C1-3	ケース C2-1-1	ケース C2-1-2	ケース C2-1-3	ケース C2-2-1	ケース C2-2-2	ケース C2-2-3
ケース条件	総落差	m	8	8	8	14	14.0	14	19.0	19.0	19.0
	最大使用流量	m ³ /s	35.03	22.00	9.00	34.74	22.00	9.00	34.74	22.00	9.00
	常時使用流量	m ³ /s	7.01	4.40	1.80	6.95	4.40	1.80	6.95	4.40	1.80
	水車		チューブラ	チューブラ	チューブラ	チューブラ	チューブラ	チューブラ	チューブラ	チューブラ	チューブラ
発電 シミュレーション 結果	最大発電出力	kW	1,975	1,228	495	3,572	2,244	891	4,867	3,080	1,212
	常時発電出力	kW	315	195	78	569	357	143	778	492	195
	年平均有効発電電力量	kWh/年	5,128,445	4,820,682	3,313,295	9,117,175	8,539,417	5,851,294	12,451,689	11,746,173	7,965,923
	設備利用率	%	31.2	47.1	80.4	30.7	45.7	78.9	30.7	45.8	78.9
	発電所建設費※1	百万円	1864	1347	802	3149	2229	1278	3486	2501	1375
	堰堤改築費(不透過型)	百万円	297	297	297	297	297	297	297	297	297
	概算事業費※2	百万円	2161	1644	1099	3446	2526	1575	3783	2797	1672
	堰堤改築費/概算事業費	%	14	18	27	9	12	19	8	11	18
	事業費kWh単価	百万円/kWh	1.1	1.3	2.2	1.0	1.1	1.8	0.8	0.9	1.4
事業費kWh単価	円/(kWh/年)	421	341	332	378	296	269	304	238	210	

※1 堰堤改築費を除いた発電所建設に係る費用

※2 発電所建設費と堰堤改築費を合算した金額

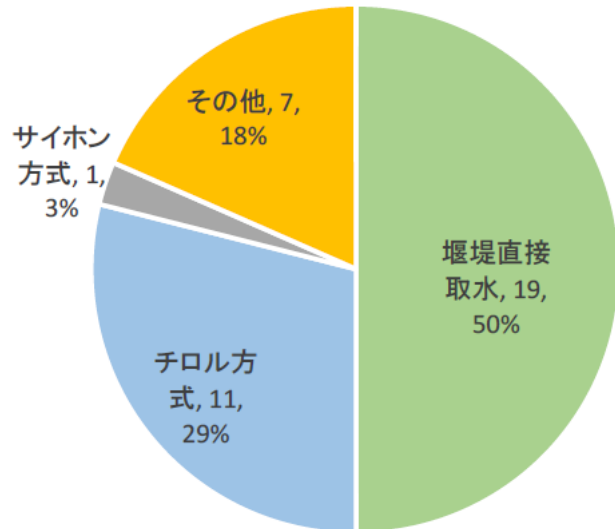
2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

（5）主要構造物の概略設計

取水方式の検討

- 砂防堰堤を活用した水力発電の事例を調査した結果、直接取水方式が事例の半数を占めており、次いで多いのがチロル方式であった。
- これら2種類の取水方式は、事例数が多いことから砂防堰堤を活用した水力発電への適性が高いと考えられる。ただし、砂防堰堤に設置した場合の課題や留意点は明確化されていない。
- 本業務では「直接取水方式」と「チロル取水方式」の2パターンについて、取水方式の検討を行い、水理模型実験結果を踏まえてそれぞれの課題を整理した上で採用する取水方式を決定する。



※その他は、「取水塔」、「本堤上流から取水」等

図2.27 水力発電事例による取水方式採用割合 (n=38)

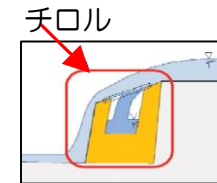
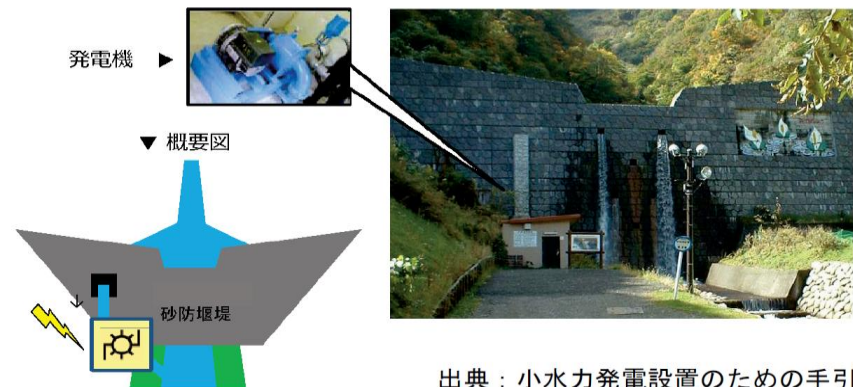


図2.28 チロル方式



出典：小水力発電設置のための手引き

図2.29 直接取水方式

2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

（5）主要構造物の概略設計

取水方式の検討（参考：既設砂防堰堤本堤に接しない取水方式）

- 適用事例の多い直接取水方式とチロル方式は、砂防堰堤本堤に構造物を増設する方式であり、砂防堰堤の安定性や機能に影響を及ぼさないか検討する必要がある。
- 一方、砂防堰堤を活用した水力発電の事例の中には、砂防堰堤建設時に用いた転流工を活用したもの（事例①）や、本堤と副堤の間の水褥池の側壁から取水しているもの（事例②）もある。（前頁のグラフでは「その他」に分類）
- 転流工を活用する事例は、既に転流工が設置されている砂防堰堤に対象が限定されること、水褥池から取水する事例は堰堤の落差を活用できないことから、取水方式の検討から除外した。

事例① 石抱砂防堰堤（肘折発電所）

堰堤完成：1965年

発電開始：1970年



取水口

転流工を活用して発電

砂防堰堤

取水口

砂防堰堤

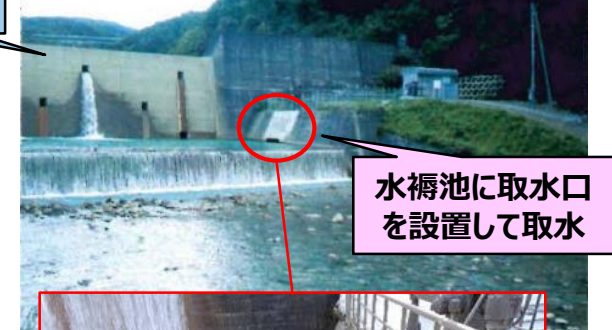


事例② ニッ森堰堤（柏台発電所）

堰堤完成：1990年

発電開始：1970年

砂防堰堤



水褥池に取水口
を設置して取水



2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(5) 主要構造物の概略設計

➤ 実験結果より土砂の移動が活発で満砂状態では「直接取水方式」の適用性が低いと判断される。

表2.17 満砂状態での取水構造の比較

項目	直接取水方式	チロル取水方式		
横断面図	<p>取水口 沈砂池兼ヘッドタンク 導水管</p>	<p>取水口 沈砂池兼ヘッドタンク 導水管 腹付けコンクリート</p>		
構造概要	堤体部に穴をあけ水圧管を敷設した構造	水通し部に取水口を設置した構造 (本堤の安定性がNGとなる場合は、腹付けコンクリート等対策を実施)		
取水性	<ul style="list-style-type: none"> 将来的な滯筋の変化に対して取水性能が確保できない。 土砂混入により取水性能が低下しやすい。 	△	<ul style="list-style-type: none"> 将来的な滯筋の変化に対しても安定的に取水が可能。 土砂堆積の影響を受けにくい。 	○
安定性	堰堤	○	<ul style="list-style-type: none"> 堰堤の安定性に影響を与える。 本堤の安定性が確保できない場合は、腹付けコンクリート打設等、対策を実施。 	○
	取水	△	<ul style="list-style-type: none"> 15°程度の傾斜を設けることで、土砂転石による破損の可能性が小さい。 取水施設設置による放流水脈の変化が小さく、減勢効果への影響がない。 【水理模型実験結果】 	○
維持管理性	<ul style="list-style-type: none"> 定期的なスクリーン、水路内の巡視点検が必要。 洪水後は取水口付近に土砂が堆積しやすい。 【水理模型実験結果】 	△	<ul style="list-style-type: none"> 定期的なスクリーン、水路内の巡視点検が必要。 洪水時に土砂吐きゲートを開放することで、水路内に堆積した土砂排出が可能。 【水理模型実験結果】 	○
経済性	<ul style="list-style-type: none"> 取水量によって施設規模、施工費用が変化する。 満砂状態の場合、土砂堆積除去の頻度が多く、ランニングコストが大。 	△ or ○	<ul style="list-style-type: none"> 水路断面×延長によって施工費用が変化する。 洪水時に土砂吐きゲートを開放することで土砂排出が可能のため、ランニングコストは小。 	△ or ○
施工性	<ul style="list-style-type: none"> 施工時は遮水性の確保が必要。 満砂状態の場合、床堀・埋戻しが大規模になる。 	△	<ul style="list-style-type: none"> 半川締切、水替え等が必要。 施工足場、支保工の設置が必要。 	△
実績	満砂状態、未満砂状態ともに実績があり。 17/24施設で採用（満砂状態：9施設、未満砂状態：8施設）	○	満砂状態の実績が多く、未満砂状態の実績は少ない。 7/24施設で採用（満砂状態：5施設、未満砂状態：2施設）	○
総合評価	<ul style="list-style-type: none"> 土砂移動が活発で満砂状態の砂防堰堤では、適用性が低い。 ただし、満砂状態でも滯筋、堆砂域の地盤高が経年的に安定してる箇所は適用性がある。 	△	<ul style="list-style-type: none"> 土砂移動が活発で満砂状態の砂防堰堤で適用性が高い。 	○

2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(5) 主要構造物の概略設計

➤ 計画地の現地状況は「満砂」かつ「未湛水」状態である。現地状況を踏まえ、取水構造は「チロル式取水」を選定する。

A堰堤 計画地の現状



図2.30 航空写真 (@NTT空間情報)



図2.31 現地写真 (2020.12.1撮影)

2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

（5）主要構造物の概略設計

- 既設砂防堰堤を活用した水力発電所の事例を以下に整理する。
- 近年の10カ年の傾向として満砂状態ではチロル式取水の採用数が多く、現場状況に応じた取水施設の選定がされている。

【事例抽出条件】

- ・ 昨年度業務にて整理した事例集（全39事例）のうち、直接取水施設とチロル式取水施設の事例（計30事例）を抽出した。
- ・ 抽出した事例のうち、堆砂状況と湛水状況が確認可能かつ本堤から取水を行っている事例（計24事例）を整理し下表に取りまとめた。

表2. 18 既設砂防堰堤を活用した水力発電所の事例一覧表

発電所管理者名	砂防堰堤名	導水路方式	取水方式	発電開始時期	堆砂状況	湛水状況
JA鳥取中央	小鴨川第2号堰堤	落差方式	堰堤直接取水方式	-	満砂	非湛水
日田市	鯛生砂防堰堤	落差方式	堰堤直接取水方式	-	満砂	非湛水
北陸電力（株）	白岩砂防堰堤	導水路方式	チロル方式	1930.2	未満砂	湛水
中部電力（株）	南股第1砂防堰堤	導水路方式	堰堤直接取水方式	1930.5	満砂	非湛水
徳島県企業局	追立砂防堰堤	導水路方式	堰堤直接取水方式	1952.5	満砂	非湛水
安来市	布部砂防えん堤	導水路方式	堰堤直接取水方式	1954.8	未満砂	湛水
日光二社一寺自家用共同組合	滝尾砂防堰堤	導水路方式	チロル方式	1955	満砂	非湛水
島根県農業協同組合	佐比売ダム	導水路方式	堰堤直接取水方式	1964.1	未満砂	湛水
群馬県企業局	ガラン沢第一砂防堰堤	導水路方式	堰堤直接取水方式	1983.10	未満砂	湛水
新潟県企業局	胎内川1号堰堤	落差方式	堰堤直接取水方式	1983.11	未満砂	湛水
岡山県企業局	梶並川砂防堰堤	導水路方式	チロル方式	1984.7	未満砂	湛水
岡山県企業局	阿波川砂防堰堤	導水路方式	チロル方式	1986.11	満砂	非湛水
木島平村	大明神砂防堰堤	導水路方式	堰堤直接取水方式	1988.1	満砂	非湛水
東北自然エネルギー（株）	小谷砂防堰堤	落差方式	堰堤直接取水方式	1990.7	未満砂	湛水
山都町	緑川砂防堰堤	導水路方式	堰堤直接取水方式	2005.4	満砂	非湛水
長野市	浅刈砂防堰堤	落差方式	堰堤直接取水方式	2008.3	満砂	非湛水
中部電力（株）	須砂渡砂防堰堤	落差方式	堰堤直接取水方式	2010.9	満砂	湛水
四国山地砂防事務所	立野堰堤	導水路方式	堰堤直接取水方式	2011.6	未満砂	湛水
飯豊山系砂防事務所	樋ノ沢第1号砂防堰堤	落差方式	堰堤直接取水方式	2012.2	未満砂	非湛水
NPO法人 郷郷水力発電の会	三坂川砂防堰堤	落差方式	チロル方式	2014.4	満砂	非湛水
山梨県企業局	大城川砂防ダム	導水路方式	チロル方式	2014.9	満砂	非湛水
つちゆ清流エナジー（株）	東鴉川第3砂防堰堤	導水路方式	チロル方式	2015.4	満砂	非湛水
奥出雲町	三沢砂防えん堤	導水路方式	堰堤直接取水方式	2017.11	満砂	湛水
みどり環境研究所(株)	黒谷川砂防堰堤	落差方式	堰堤直接取水方式	2019.1	未満砂	湛水

チロル式取水の
採用数が多い



2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(5) 主要構造物の概略設計

➤ 満砂状態の砂防堰堤での取水事例を以下に示す。どちらの砂防堰堤も比較的土砂移動が安定しており、取水口付近で湛水が見られる。

事例①

施設名	坂州発電所
堰堤名	追立砂防堰堤
所在地	徳島県
事業者	徳島県企業局
発電開始年	1952年2月



事例②

施設名	須砂渡発電所
堰堤名	須砂渡砂防堰堤
所在地	長野県
事業者	中部電力（株）
発電開始年	2010年9月



満砂状態であるが、土砂移動が概ね安定しており、取水口付近で湛水している

2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(5) 主要構造物の概略設計

- チロル方式の取水設備の設置位置について、下記の2ケースが考えられる。
- 事業実施時は施設管理者と個別に調整の上、詳細な形式を決定する。

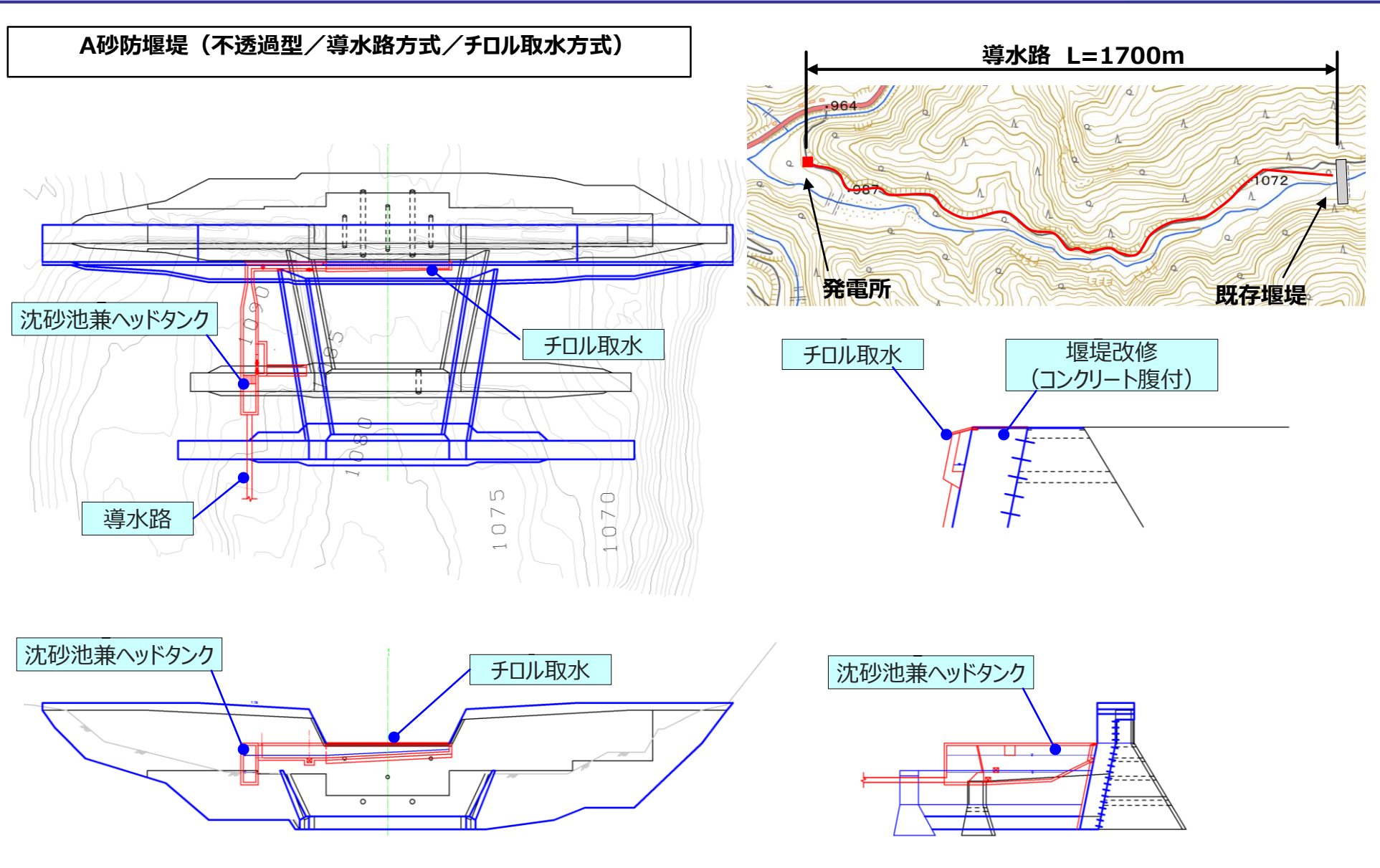
表2.19 チロル式取水構造の比較

項目	取水施設・砂防堰堤 分離型構造	取水施設・砂防堰堤 一体型構造	
概要図	<p>堤体として必要な天端幅 コンクリート増圧 既存天端幅</p> <p>チロル取水</p> <p>取水施設設置に伴い、堰堤の安定性が確保できない場合は、適宜増厚を実施する。</p> <p>大城川砂防ダム (山梨県企業局)</p>	<p>堤体として必要な天端幅 コンクリート増圧 既存天端幅</p> <p>チロル取水</p> <p>手取川第一発電所 雄谷川取水施設 (J-POWER)</p>	
経済性	<ul style="list-style-type: none"> 一体型構造に比べ、建設事業費用が高価となる。 	<ul style="list-style-type: none"> 分離構造に比べ、建設事業費用は安価となる。 	
施工性	<ul style="list-style-type: none"> 堰堤改修後であれば、取水施設の施工はいつでも可能である。 将来的な取水施設の増築が容易である。 	<ul style="list-style-type: none"> 砂防事業者と調整を行い、同時期の施工が条件となる。 将来的な取水施設の増築が困難である。 	
技術的 要因	堰堤	<ul style="list-style-type: none"> 堤体に弱部が生じない。 堰堤摩耗による補強の際は、水路構造が支障となる。 	<ul style="list-style-type: none"> 取水部は構造上弱部となりやすい。(流水を円滑に流すため、修水部に傾斜を設ける等、詳細構造については事前協議を行う。) 堰堤摩耗による補強の際は、水路構造が支障となる。
	取水	<ul style="list-style-type: none"> 一体型に比べ、取水施設単独での安定性(剥離、境界部の損傷等)は低い。 取水施設として必要な摩耗対策を実施する。 	<ul style="list-style-type: none"> 分離構造に比べ、取水施設の安定性が高い。 取水施設も堰堤本体と同レベルの摩耗対策が必要となる。
社会的要因	<ul style="list-style-type: none"> 施設管理者間の責任分界点が明確である。(費用負担の取り決めは各施設毎に負担する。) 	<ul style="list-style-type: none"> 施設管理者間の責任分界点の取り決めが必要となる。(費用負担の取り決めについて事前協議を行う。) 	
総合評価	<ul style="list-style-type: none"> 堤体改修後または将来的に改修見込みが無い場合に適用可能。 施設管理者間での詳細な取り決めが少なく、協議期間が短い。 一体型構造に比べて施工的な制約条件が少ない。 砂防、発電事業のトータルコストが高価となる。 	<ul style="list-style-type: none"> 堤体改修工事と同時期に取水設備工事が必要である。 施設管理者間の合意が必要となり、協議に長期間を要する。 堰堤本体の改修と同時期での施工となる。 砂防、発電事業のトータルコストが縮減可能である。 	

2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(5) 主要構造物の概略設計 (A砂防堰堤)

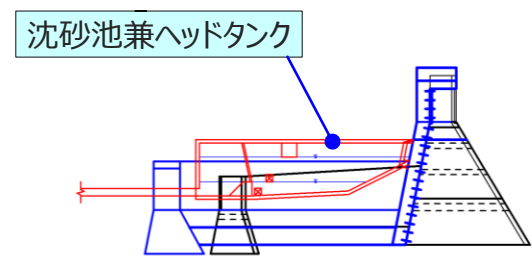
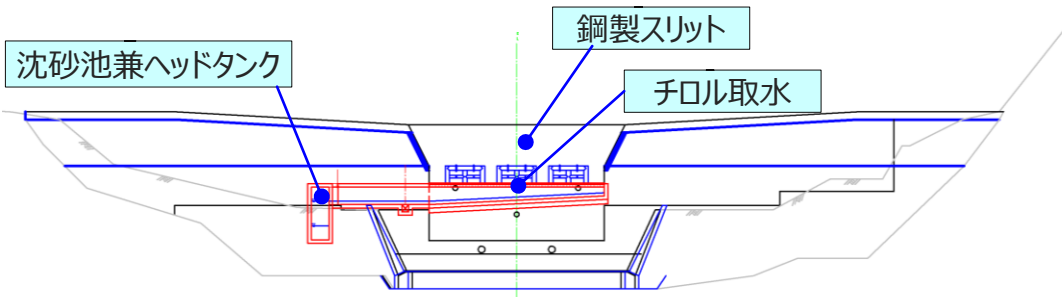
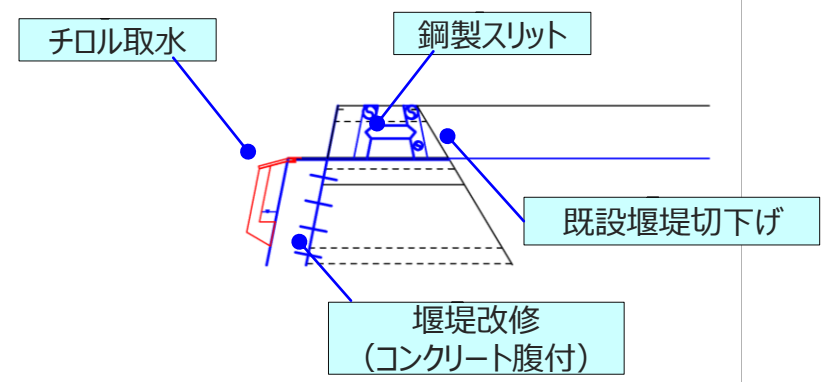
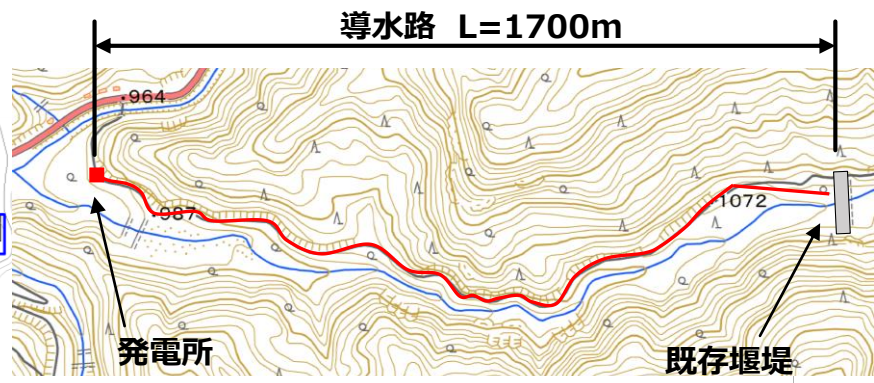
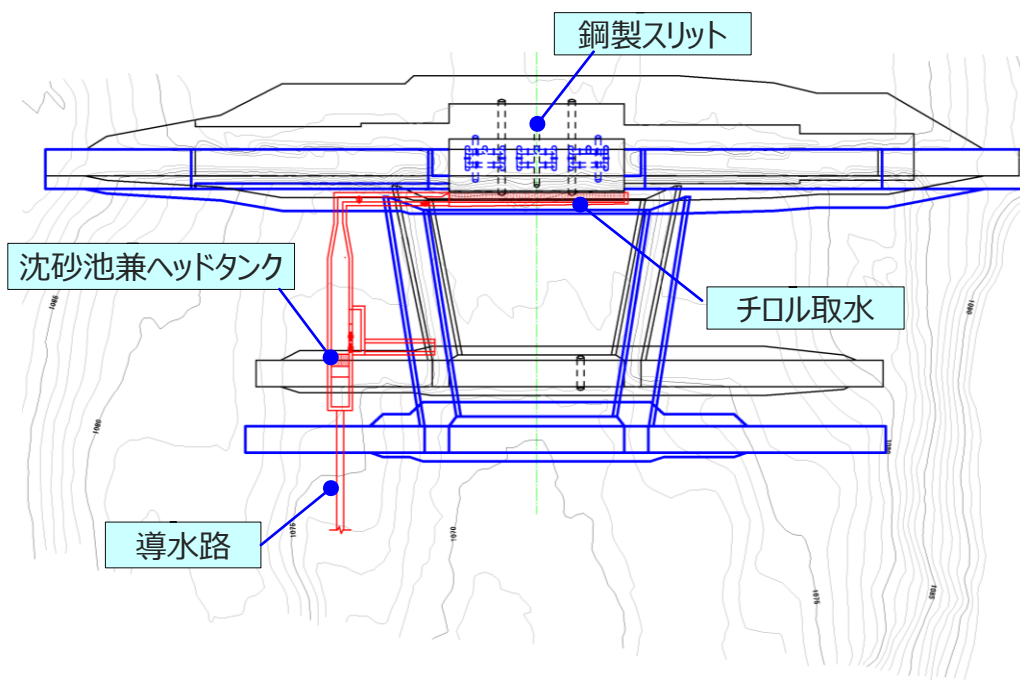


2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(5) 主要構造物の概略設計 (A砂防堰堤)

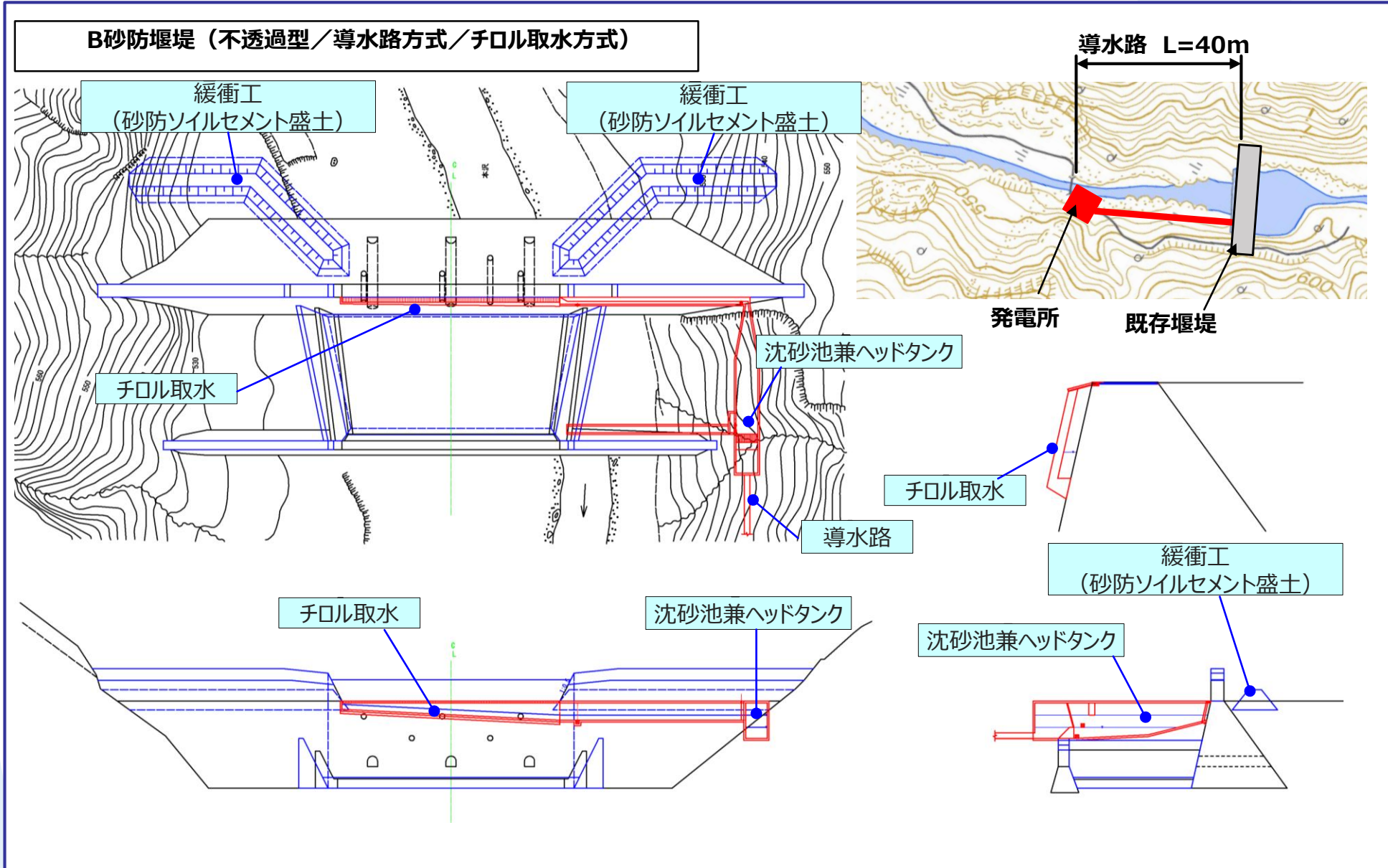
A砂防堰堤 (部分透過型/導水路方式/チロル取水方式)



2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

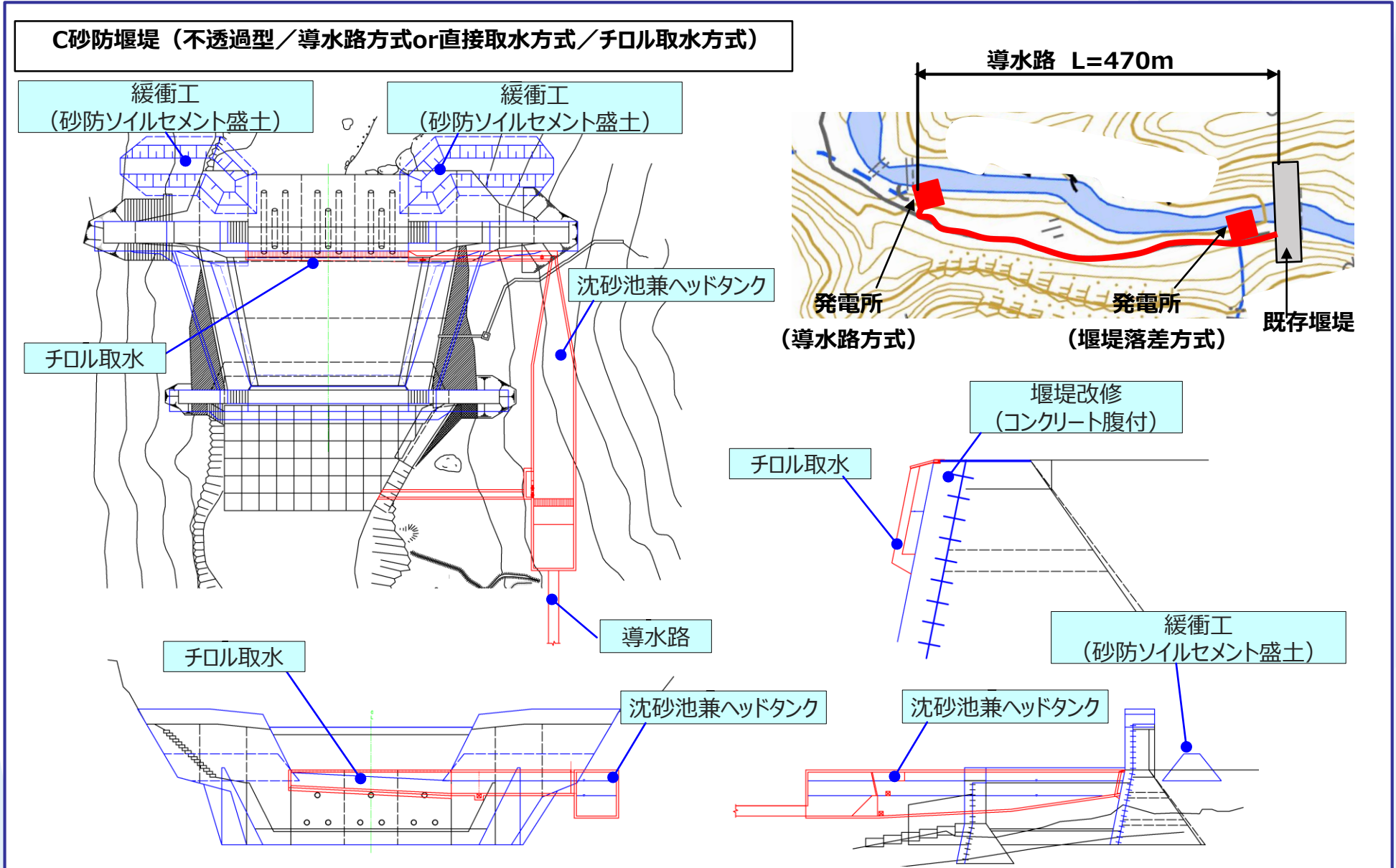
(5) 発電施設の概略設計 (B砂防堰堤)



2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

（5）主要構造物の概略設計（C砂防堰堤）



2. 砂防堰堤関連業務

【1】土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

（6）経済性の検討（A砂防堰堤）

堰堤改修方式2ケースと取水方式2ケースの計4ケースについて、概略のキャッシュフロー計算を実施し、概略設計条件を決定する。

- 最適発電規模の検討結果より、堰堤落差方式（ケースA1-2）、導水路方式（ケースA2-2-3）について、自治体が発電事業者とした場合のキャッシュフロー計算を実施した。
- 計算の結果、堰堤落差方式は、不透過型、部分透過型のどちらの場合でもFITで全量売電を行ったとしても投資回収は不可であった。一方、導水路方式の場合は、6年で投資回収が可能であった。
- 概略設計については、導水路方式の諸元（最大使用水量、有効落差等）を用いて設計を実施する。

表2.20 キャッシュフロー計算結果（概略）

名称	A砂防堰堤（不透過型）		A砂防堰堤（部分透過）	
	堰堤落差	導水路	堰堤落差	導水路
方式	A1-2	A2-2-3	A1-2	A2-2-3
ケース名	A1-2	A2-2-3	A1-2	A2-2-3
最大使用流量	m3/s	3	1	3
常時使用流量	m3/s	0.6	0.35	0.6
最大総落差	m	9	114	7
最大発電出力	kW	168	829	124
事業主体	-	①自治体	①自治体	①自治体
電力利用パターン	-	全量売電 (FIT利用)	全量売電 (FIT利用)	全量売電 (FIT利用)
発電所建設費	百万円	376	781	349
妥当投資額	百万円	245	2,899	144
妥当投資額-発電所建設費（B-C）	百万円	-131	2,118	-205
妥当投資額/発電所建設費（B/C）	-	0.65	3.71	0.41
年平均売電収入※FIT売電の場合	百万円/年	22	166	16
投資回収年数※	年	投資回収不可	6	投資回収不可
20年目税引き後IRR	%	-3.9	19.1	-7.7
20年目累積年度損益	百万円	-136	2,286	-215

※投資回収年数：累積年度損益がはじめて黒字になるまでの経過年数

【検討条件】

- 発電事業を行う事業主体は、自治体を前提とし、法人税は考慮しないものとした。
- 発電電力の利用パターンは、固定価格買取制度（FIT）を活用した全量売電ケースのみを想定した。なお、今回検討する水力発電は、「新設」に該当する。
- 評価期間は20年（固定価格買取制度の調達期間）とした。発電所の設備更新は想定しないこととし、水車の大規模メンテナンスのみ見込むこととした。
- 収入は、発電電力を全量売電することで得られる収入である「売電収入」を見込むものとした。

2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(6) 経済性の検討 (B砂防堰堤)

取水方式2ケースの計4ケースについて、概略のキャッシュフロー計算を実施し、概略設計条件を決定する。

- 最適発電規模の検討結果より、堰堤落差方式（ケースB1-2）、導水路方式（ケースB2-1-2）について、自治体が発電事業者とした場合のキャッシュフロー計算を実施した。
- 計算の結果、堰堤落差方式は、FITで全量売電を行ったとしても投資回収は不可であった。一方、導水路方式の場合は、18年で投資回収が可能であった。
- 概略設計については、導水路方式の諸元（最大使用水量、有効落差等）を用いて設計を実施する。

表2.21 キャッシュフロー計算結果（概略）

	名称		B砂防堰堤	
	方式		堰堤落差	導水路
計算条件	ケース名		B1-2	B2-1-2
	最大使用流量	m3/s	4	4
	常時使用流量	m3/s	0.8	0.8
	最大総落差	m	14	24
	最大発電出力	kW	353	625
	事業主体	-	①自治体	①自治体
	電力利用パターン	-	全量売電 (FIT利用)	全量売電 (FIT利用)
	発電所建設費	百万円	711	946
	妥当投資額法結果	妥当投資額	百万円	546
妥当投資額-発電所建設費 (B-C)		百万円	-165	92
妥当投資額/発電所建設費 (B/C)		-	0.77	1.10
キャッシュフロー結果	年平均売電収入※FIT売電の場合	百万円/年	40	67
	投資回収年数※	年	投資回収不可	18
	20年目税引き後IRR	%	-2.3	1.2
	20年目累積年度損益	百万円	-161	120

※投資回収年数：累積年度損益がはじめて黒字になるまでの経過年数

【検討条件】

- 発電事業を行う事業主体は、自治体を前提とし、法人税は考慮しないものとした。
- 発電電力の利用パターンは、固定価格買取制度（FIT）を活用した全量売電ケースのみを想定した。なお、今回検討する水力発電は、「新設」に該当する。
- 評価期間は20年（固定価格買取制度の調達期間）とした。発電所の設備更新は想定しないこととし、水車の大規模メンテナンスのみ見込むこととした。
- 収入は、発電電力を全量売電することで得られる収入である「売電収入」を見込むものとした。

2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(6) 経済性の検討 (C砂防堰堤)

取水方式2ケースについて、概略のキャッシュフロー計算を実施し、概略設計条件を決定する。

- 最適発電規模の検討結果より、堰堤落差方式（ケースC1-3）、導水路方式（ケースC2-2-3）について、自治体が発電事業者とした場合のキャッシュフロー計算を実施した。
- 計算の結果、堰堤落差方式は、10年、導水路方式は、8年で投資回収が可能であった。
- 概略設計については、堰堤落差方式及び導水路方式の諸元（最大使用水量、有効落差等）を用いて設計を実施する。

表2.22 キャッシュフロー計算結果（概略）

	名称	C砂防堰堤			
		堰堤落差	導水路		
		ケース名	C1-3	C2-2-3	
計算条件	最大使用流量	m ³ /s	9	9	
	常時使用流量	m ³ /s	1.8	1.8	
	最大総落差	m	8	19	
	最大発電出力	kW	495	1,212	
	事業主体	-	①自治体	①自治体	
	電力利用パターン	-	全量売電 (FIT利用)	全量売電 (FIT利用)	
	発電所建設費	百万円	802	1,376	
	妥当投資額法結果	妥当投資額	百万円	1,592	3,522
		妥当投資額-発電所建設費 (B-C)	百万円	790	2,146
妥当投資額/発電所建設費 (B/C)		-	1.99	2.56	
年平均売電収入※FIT売電の場合		百万円/年	96	215	
キャッシュフロー結果	投資回収年数※	年	10	8	
	20年目税引き後IRR	%	8.2	12.1	
	20年目累積年度損益	百万円	844	2,319	

※投資回収年数：累積年度損益がはじめて黒字になるまでの経過年数

【検討条件】

- 発電事業を行う事業主体は、自治体を前提とし、法人税は考慮しないものとした。
- 発電電力の利用パターンは、固定価格買取制度（FIT）を活用した全量売電ケースのみを想定した。なお、今回検討する水力発電は、「新設」に該当する。
- 評価期間は20年（固定価格買取制度の調達期間）とした。発電所の設備更新は想定しないこととし、水車の大規模メンテナンスのみ見込むこととした。
- 収入は、発電電力を全量売電することで得られる収入である「売電収入」を見込むものとした。
- キャッシュフロー計算には、堰堤改修費は見込まないものとする。

2. 砂防堰堤関連業務

【(1) 土石流区間の砂防堰堤への水力発電導入にかかる概略設計】

(6) 経済性の検討 とりまとめ

- 検討の結果、全ての堰堤で事業採算性が確保可能であった。
- ただし、B堰堤については、法人税等がかかる民間事業では、堰堤改修費用を含めると収支がマイナスとなる。

【検討条件の整理】

- 評価期間：20年（固定価格買取制度の調達期間）
- 発電電力利用パターン：全量売電（固定価格買取制度：FIT利用）
- ラングコスト：人件費、修繕費、水車大規模メンテナンス（11年毎）。民間事業者の場合は、流水占用料、固定資産税、法人税を加算。

表2.23 経済性検討結果一覧表（詳細）

項目		A堰堤		B堰堤	C堰堤	
施設形式	堰堤改修方式	不透過型	部分透過型	不透過型	不透過型	
	取水方式	導水路		導水路	堰堤落差	導水路
	導水路延長 (m)	1,700		40	-	470
	取水構造	チロル式	チロル式	チロル式	チロル式	チロル式
基本条件	総落差 (m)	112.5	110.5	22.8	8.0	16.0
	最大使用水量 (m ³ /s)	1.0	1.0	4.0	9.0	9.0
	年平均有効発電量 (MWh/年)	5,623,062	5,514,230	2,249,449	3,426,776	6,460,118
	設備利用率 (%)	83	83	44	80	79
計算結果	概算工事費 (百万円)	795.42	754.87	733.06	750.90	967.41
	工事費 k Wh単価 (MWh/年)	201	184	439	306	196
	年平均売電収入 (百万円/年)	163	160	65	99	187
	投資回収年数 (年)	6 (7)	5 (7)	15 (19)	9 (13)	6 (8)
	20年目税引き後IRR (%)	18.3 (13.0)	19.0 (13.5)	3.7 (0.8)	9.7 (5.7)	17.2 (11.0)
	①20年目累積損益 (百万円)	2204 (1,480)	2185 (1,471)	314 (65)	971 (528)	2,486 (1,470)
	②堰堤改修費用 (百万円)	334	259	254	297	297
	①-② (百万円)	1,870 (1,146)	1,926 (1,212)	60 (-189)	674 (231)	2,189 (1,173)

※括弧なしは自治体を実施した場合、()は民間事業者が実施した場合をそれぞれ表す。

2. 砂防堰堤関連業務

【2）砂防堰堤に関する水理模型実験】

【検討内容】

下記を目的とした水理模型実験を実施する。

- ◆ 取水設備及びその周辺の土砂流下・堆積状況の確認
- ◆ 取水設備及びその周辺に顕著な土砂堆積が発生する場合は、堆砂抑制対策工の検討
- ◆ 最終案形状に対して、設計及び維持管理に資する基礎資料の収集
- ◆ 取水施設設置による砂防堰堤への影響把握（堆砂量、減勢状況等）

■ 実施方針

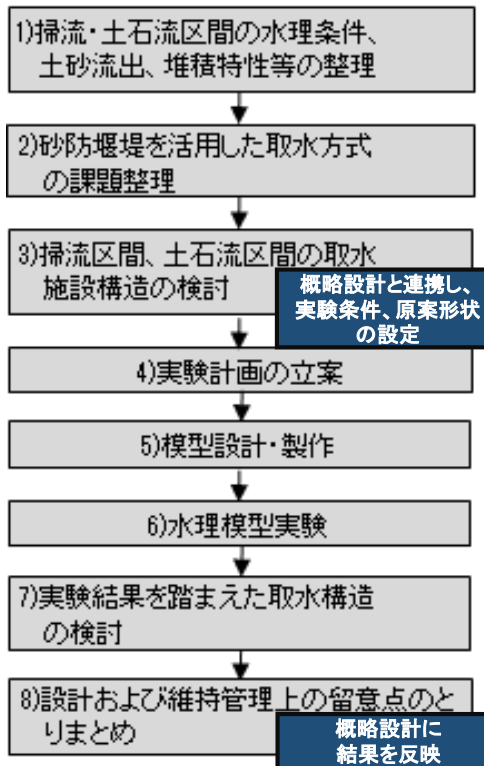


図2.32 検討/調査フロー

- 土石流区間は土砂の流出が多く、取水施設への土砂の堆積等が懸念される。そこで、取水設備及びその周辺の土砂流下・堆積状況を明らかにするために、水理模型実験を実施する。
- 土石流区間で発電事業を行う際の代表的な河道諸元をもつ堰堤を対象として、実験条件を設定するため、モデル流域を選定する。
- 直線水路（模型値で幅2m程度、延長20m程度）に、モデル流域の堰堤、河床勾配、粒径、流量等を再現し、実験を実施する。
- 概略設計と連携し、取水施設の原案形状を設定し、原案実験を実施する。
- 原案実験結果を踏まえて、実現可能な対応策を検討した上で、実験形状に反映し、対策案実験を実施する。対策案実験結果を踏まえて、最適な取水構造（最終案）を設定する。
- 最終案実験により、水位や流速等の計測、流況の観察等を実施し、設計及び維持管理のための基礎資料を収集し、留意点を取りまとめる。その結果を概略設計に反映する。

【期待される成果イメージ】

- 取水施設設置による周辺の土砂堆積状況等の影響整理（場合によって堆砂抑制対策工）
- 取水施設設置時の設計及び維持管理に資する留意点等をまとめた基礎資料

2. 砂防堰堤関連業務

【2】砂防堰堤に関する水理模型実験

(4) 実験計画の立案

水理模型実験の対象とする堰堤

- 土石流区間で発電事業を行う際の**代表的な河道諸元**をもつ堰堤を対象として、**実験の条件を検討**する。
- **モデル砂防堰堤**の選定でスクリーニングした堰堤の**代表的な河道特性**を整理すると、**川幅の中央値は110m、勾配の中央値は1/18**である。

■ 実験の対象とする堰堤

- 土石流区間の発電計画のモデル砂防堰堤を選定する際に対象とした、29堰堤の河道諸元として、堤長（川幅とみなす）と河床勾配を整理した。
- 対象と堰堤の川幅の中央値は110m、勾配の中央値は1/18である。
- 川幅、河床勾配ともに代表的な諸元となっているのは、番号1の堰堤である（モデル砂防堰堤のA堰堤）。
- 水理模型実験は「番号1（A堰堤(p.12)）を対象として条件を検討する。

表2.24 モデル砂防堰堤検討対象堰堤の河道諸元

番号	水系・山系名	県	堤長 (m)	河床勾配
1	利根川	群馬県	111.0	1/18
2	天竜川	長野県	86.0	1/8
3	天竜川	長野県	61.0	1/16
4	最上川	山形県	162.0	1/25
5	最上川	山形県	89.0	1/20
6	手取川	石川県	122.5	1/29
7	手取川	石川県	115.0	1/29
8	常願寺川	富山県	116.5	1/10
9	常願寺川	富山県	116.5	1/11
10	常願寺川	富山県	84.0	1/11
11	常願寺川	富山県	143.5	1/18
12	常願寺川	富山県	162.3	1/17
13	常願寺川	富山県	87.5	1/18
14	関川	新潟県	85.0	1/27
15	片貝川	富山県	132.0	1/20
16	片貝川	富山県	77.0	1/15
17	片貝川	富山県	44.5	1/15
18	片貝川	富山県	48.0	2/35
19	片貝川	富山県	75.0	1/20
20	片貝川	富山県	129.0	1/18
21	片貝川	富山県	198.0	1/15
22	片貝川	富山県	166.0	1/17
23	庄川	富山県	62.5	1/15
24	神通川	富山県	50.0	1/24
25	早月川	富山県	198.0	1/29
26	早月川	富山県	153.0	1/23
27	早月川	富山県	109.7	1/8
28	早月川	富山県	193.0	1/27
29	上市川	富山県	75.5	1/26

■ 代表的な諸元に合致

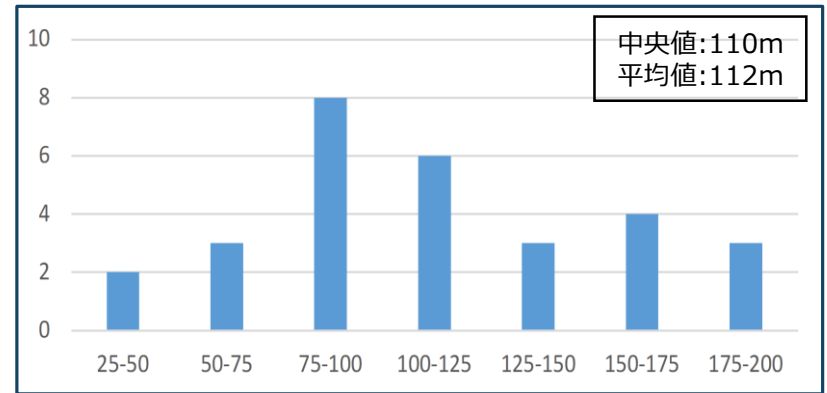


図2.33 モデル砂防堰堤検討対象堰堤の堤長（川幅）の分布

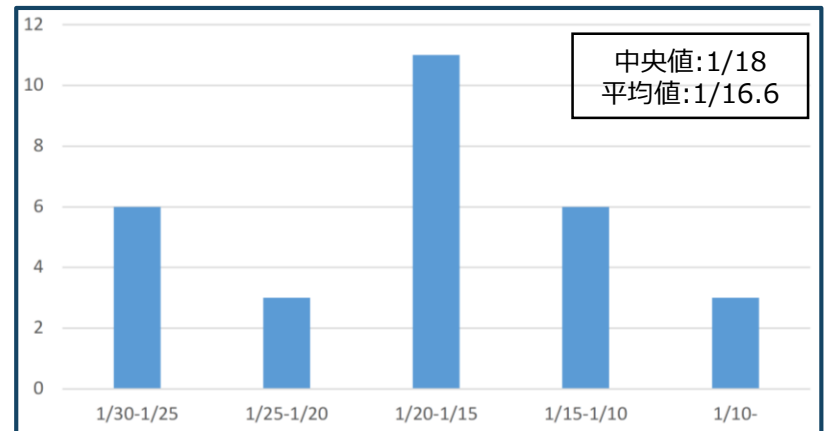


図2.34 モデル砂防堰堤検討対象堰堤の河床勾配の分布

2. 砂防堰堤関連業務

【2）砂防堰堤に関する水理模型実験】

（4）実験計画の立案、（5）模型設計・製作

1～3）模型取入れ範囲、実験水路、模型縮尺及び相似則

- 模型延長は、給砂を考慮し、“砂防堰堤～堆砂範囲＋河幅×5倍程度”とする。
- 実験水路として、直線水路（模型値で幅2m、延長20m程度）を設計・製作する。移動床とする。
- 相似則はフルード相似則を用いる。模型縮尺は $S=1/50$ とする。

■ 模型取入れ範囲

- 堆砂範囲400m程度（模型値8m程度）＋河幅100m×5倍程度（模型値10m程度）＝900m程度（模型値18m程度）

※「土木研究所資料 河川水理模型実験の手引 平成元年10月 建設省土木研究所河川部河川研究室」に検討対象区間以外の模型必要範囲としては、通常は直線部の河道位置とし、上流側は河道幅の3～6倍程度確保することが望ましいとされている。

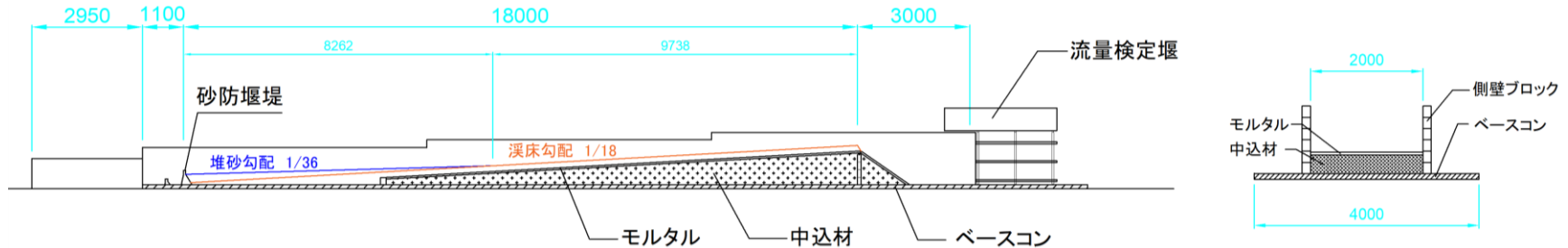


図2.35 水路模型一般図（渓床勾配 $I_b=1/18$ に対し、模型縮尺 $S=1/50$ ）



写真 実験水路全景

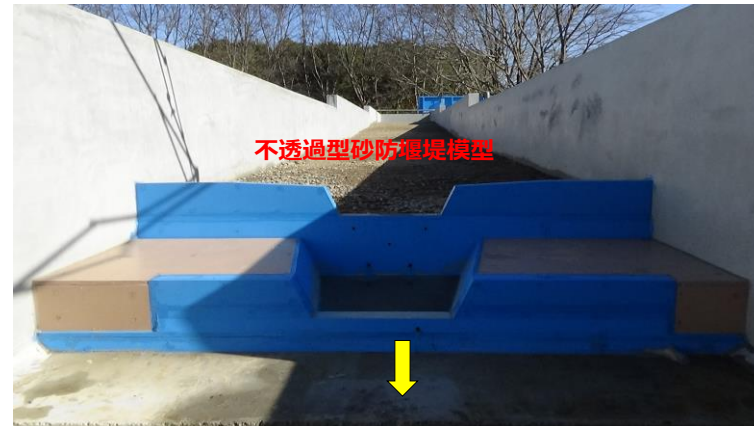


写真 堰堤模型

2. 砂防堰堤関連業務

【2）砂防堰堤に関する水理模型実験】

（4）実験計画の立案、（5）模型設計・製作

4～7）実験波形・粒径、実験砂、給砂、取水施設

- 実験では、図に示すハイドロを流下させる。
- 実験砂は混合砂を対象とし、モデル流域の河床材料を模型縮尺の1/50とした図の粒径を再現する。給砂は、掃流砂を対象とする。
- 取水施設は直接取水方式、チロル方式を対象とする。

■ 実験波形

- 平均粒径（427mm）が移動する程度の規模以上の流量（20年確率189m³/s、50年確率269m³/s、100年確率383m³/s）を対象とし、**実験では右図のハイドロを流下させる。**
- **計測は、右図に示す3回（20年確率流量長時間通水後、ピーク流量、減水期）**実施する。

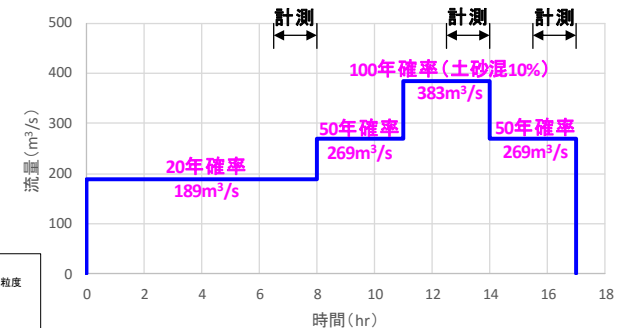


図2.37 実験波形

■ 実験砂

- 実験砂は**混合砂**（1種類）を対象とする。
- **実験砂は、モデル流域の河床材料を模型縮尺の1/50とした右図の粒径を再現する。**

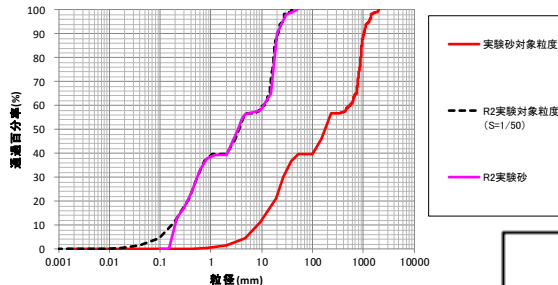


図2.36 実験砂

■ 給砂

- **発電ポテンシャルが見込めるモデル砂防堰堤の元河床勾配は1/18～1/25（堆積区間）**で、**満砂状態の堆砂勾配は1/36～1/50**となり、右図から**掃流区間**に該当するため、**掃流砂**を対象とする。
- 給砂量は、実験波形・流量に対して、**芦田・高橋・水山（急勾配）式**で算出する。

■ 取水施設

- **取水施設は直接取水方式、チロル方式**を対象とする。なお、**取水施設の水抜き穴については再現**する。

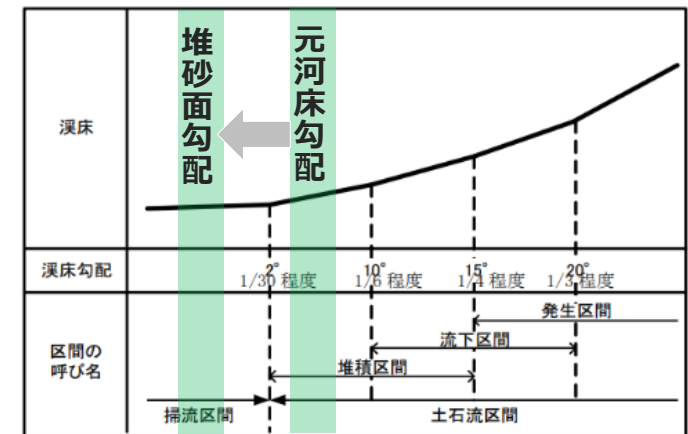


図2.38 土砂移動の形態の床勾配による目安

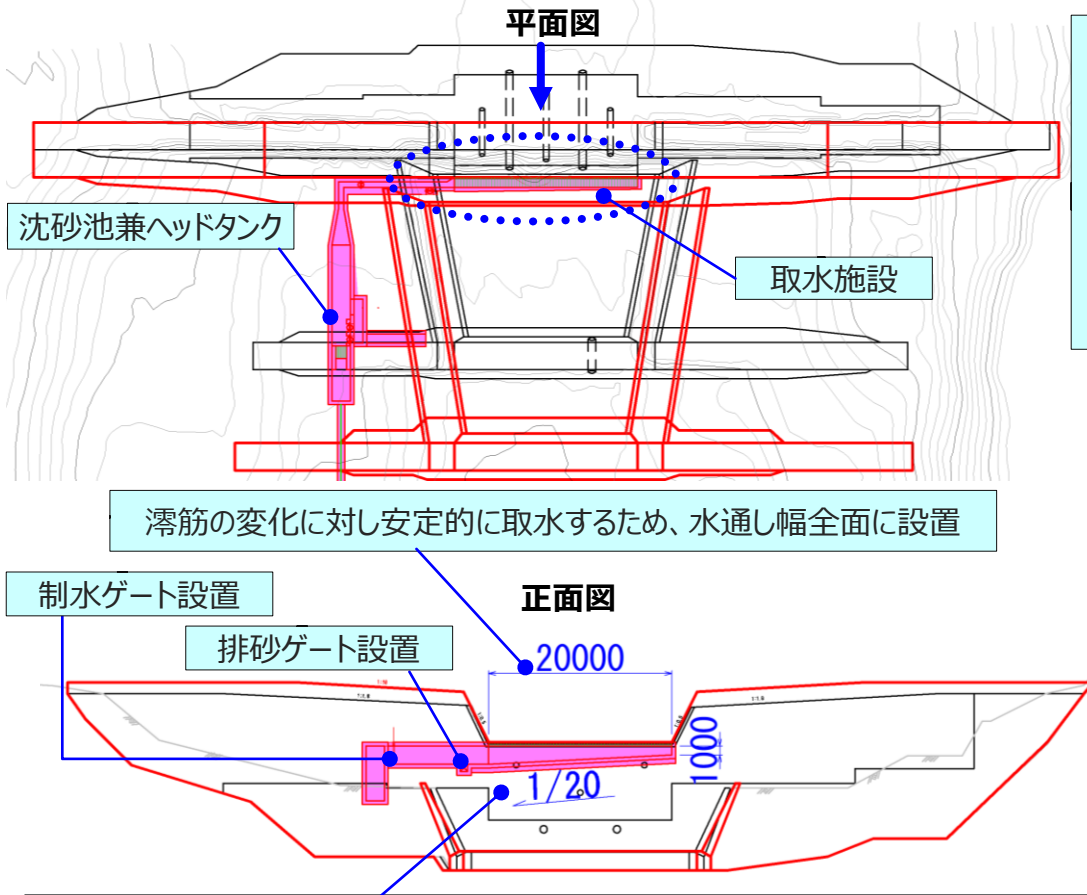
2. 砂防堰堤関連業務

【2】砂防堰堤に関する水理模型実験

(5) 模型設計・製作

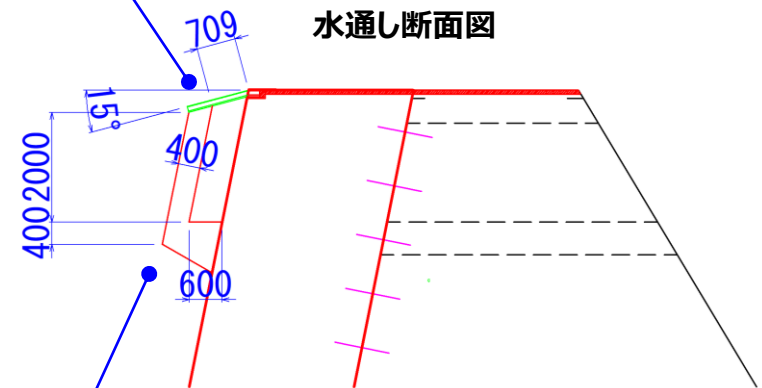
7) 取水施設 (チロル式取水構造)

➤ チロル式取水の構造は以下のとおりとする。



水路勾配は、基準上の最急勾配1/20で設定
※「土地改良事業計画設計基準及び運用・解説設計(頭首工)」(1/30~1/20程度)

- ・スクリーンバーの傾斜角度は既往施工事例を参考に15°に設定
- ・スクリーンバーの必要長は、最大使用水量から算出
※「土地改良事業計画設計基準及び運用・解説設計(頭首工)」、水理公式集」に準拠
- ・スクリーンの目幅は基準より、水車形式、有効落差、最大使用水量に応じて設定
※「農業用水利施設小水力発電設備計画設計技術マニュアル」に準拠



土砂撤去作業時に作業員が入ることを想定し、水路高1.0m以上、水路幅0.6m以上を確保

2. 砂防堰堤関連業務

【2】砂防堰堤に関する水理模型実験

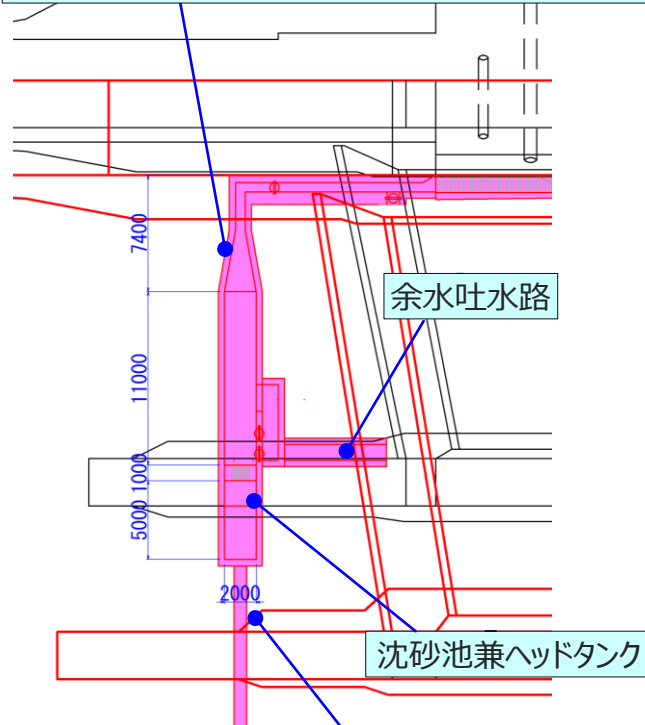
(5) 模型設計・製作

7) 取水施設（沈砂池兼ヘッドタンク構造）

➤ 沈砂池・ヘッドタンクの構造は以下のとおりとする。

平面擦付角度は、渦が発生しないよう基準上の10°に設定

※「土地改良事業計画設計基準及び運用・解説設計（頭首工）」（10°以下）



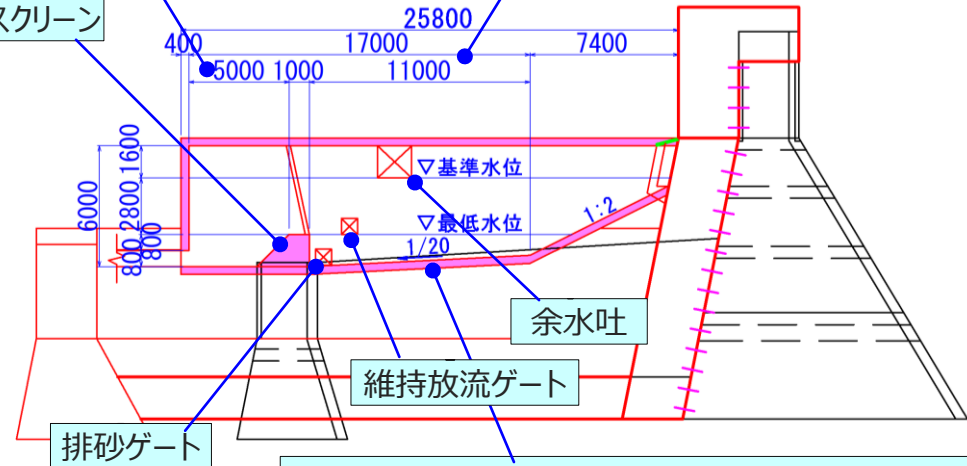
沈砂池の幅は、最大使用水量から土砂沈降に必要な幅を確保

※「土地改良事業計画設計基準及び運用・解説設計（頭首工）」

ヘッドタンクの長さは、基準上の必要水槽面積=最大使用水量×a (a=10) より設定
※「中小水力発電ガイドブック（新訂5版）」

沈砂池の長さは、平均流速、水深から土砂沈降に必要な長さを確保
※「中小水力発電ガイドブック（新訂5版）」

もぐり堰・スクリーン



沈砂池縦断勾配は、基準上の最急勾配1/20で設定
※「中小水力発電ガイドブック（新訂5版）」（1/20～1/50）

- ・ヘッドタンクの敷高は、水圧管の敷高に合わせる。
 - ・水圧管の敷高は、最低水位からかぶり水深1D (D:水圧管直径) を確保して設定
 - ・最低水位は、非常時に発電所の機器の停止操作完了までの必要容量にて設定
- ※「中小水力発電ガイドブック（新訂5版）」

2. 砂防堰堤関連業務

【2】砂防堰堤に関する水理模型実験

(6) 水理模型実験

●チロルの計画原案形状および模型

- スクリーンバー108mm (2.2mm) 、目幅30mm (模型値0.6mm)
- 洪水時は制水ゲート“閉”で運用するため、模型製作範囲は下図のとおり

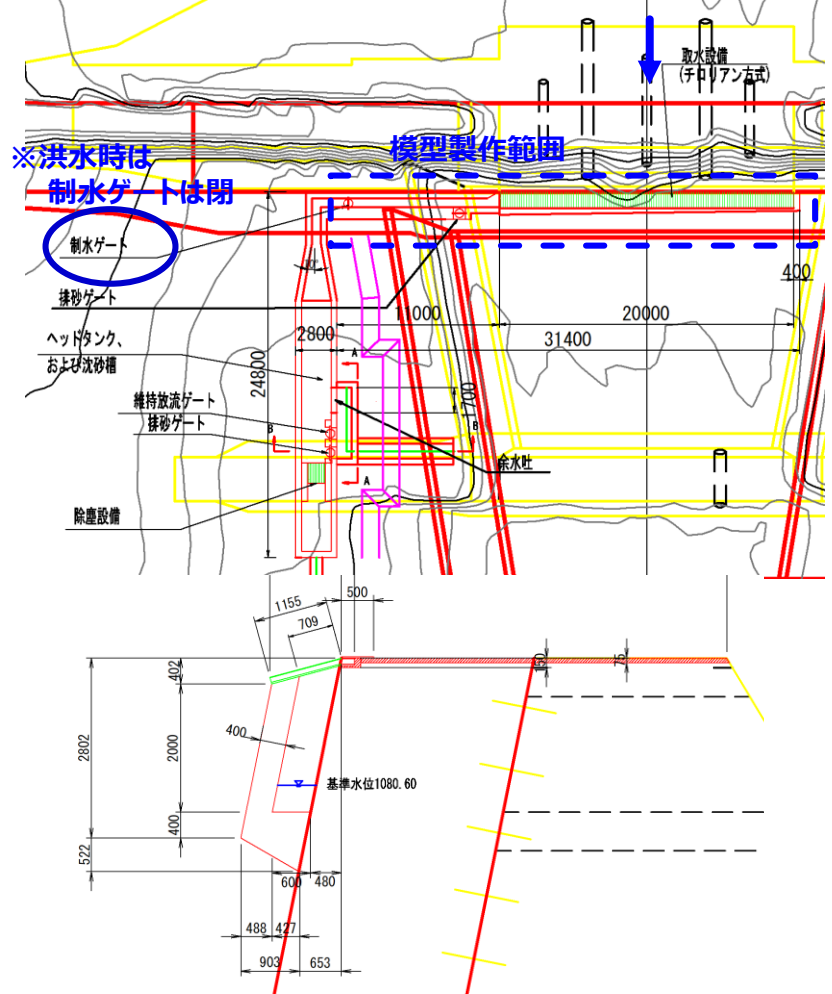


図2.39 チロル計画原案 (上：平面図、下：断面図)

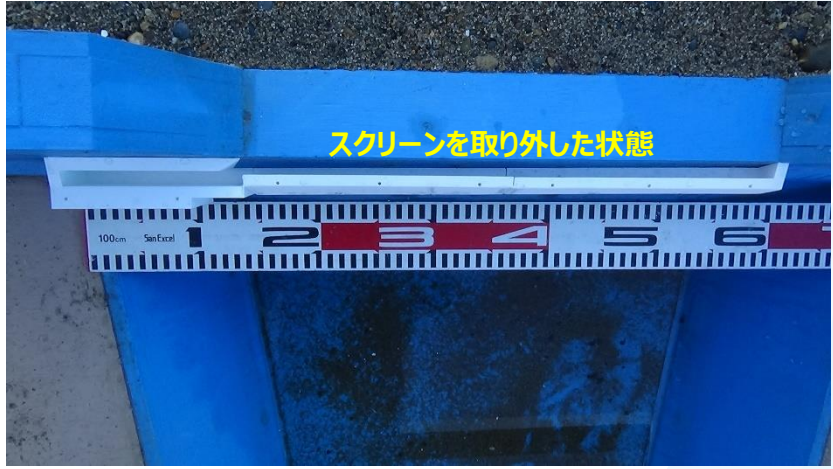
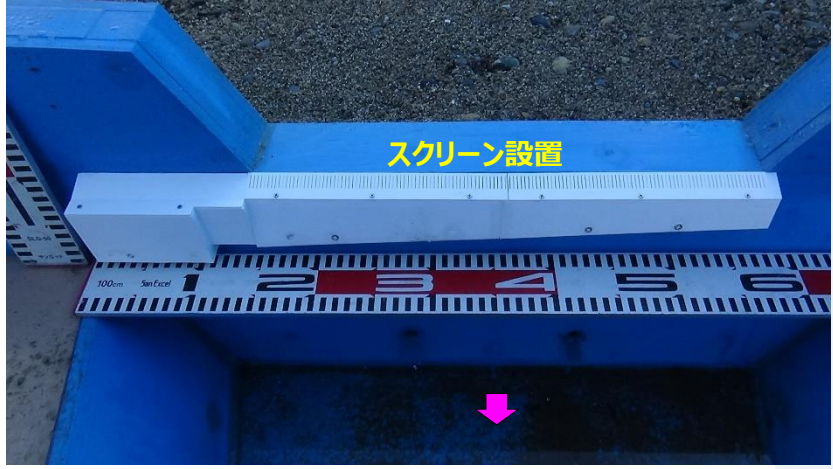


写真 チロル模型 (上：スクリーン有、下：スクリーン無)

2. 砂防堰堤関連業務

【2）砂防堰堤に関する水理模型実験】

（6）水理模型実験

●チロルの減勢状況への影響

- チロル設置有無により、放流水脈の軌跡や本堤副堤間の水面形に大きな違いは認められない。
- 本堤副堤間の水面形は、チロル設置有無に関わらず副堤上流側で最高水位が生じている（跳水による減勢効果を発揮している）。
- チロルを設置することによる減勢効果への影響はない。

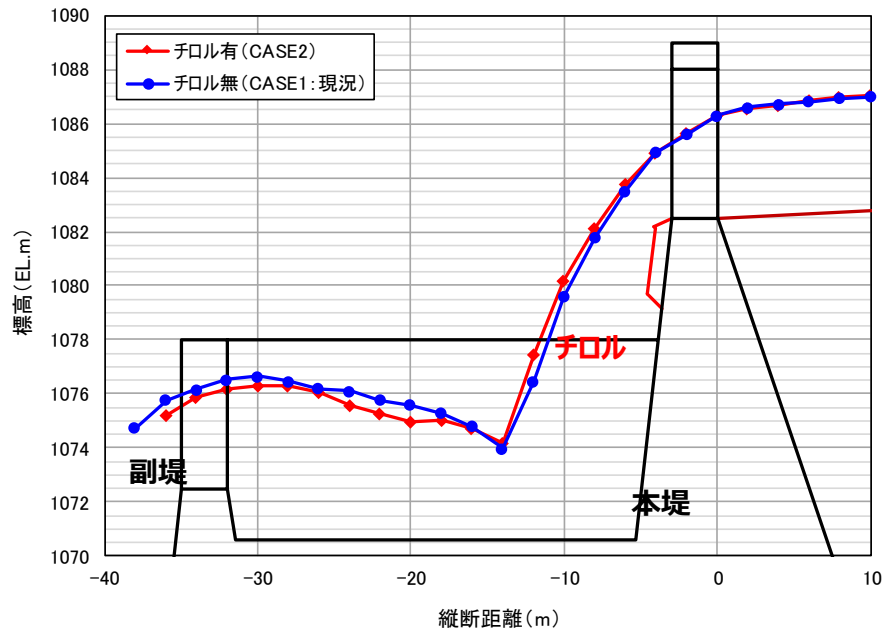


図2.40 水位縦断図：流量 $Q=383\text{m}^3/\text{s}$ （100年確率）

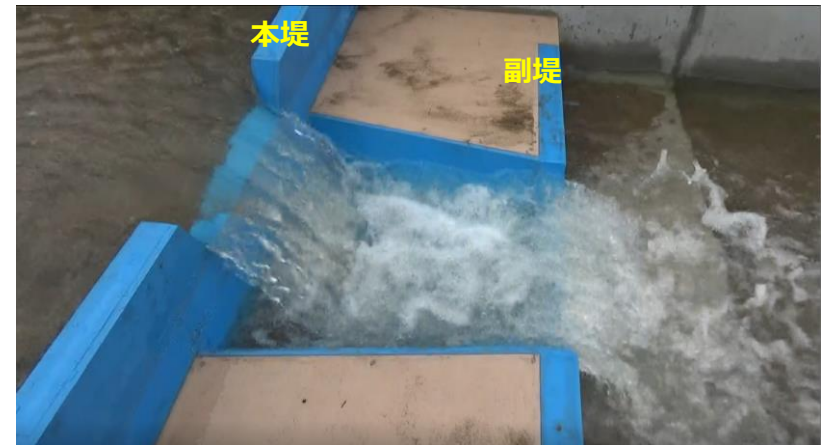


写真 現況（チロル未設置時）の本堤副堤間の流況

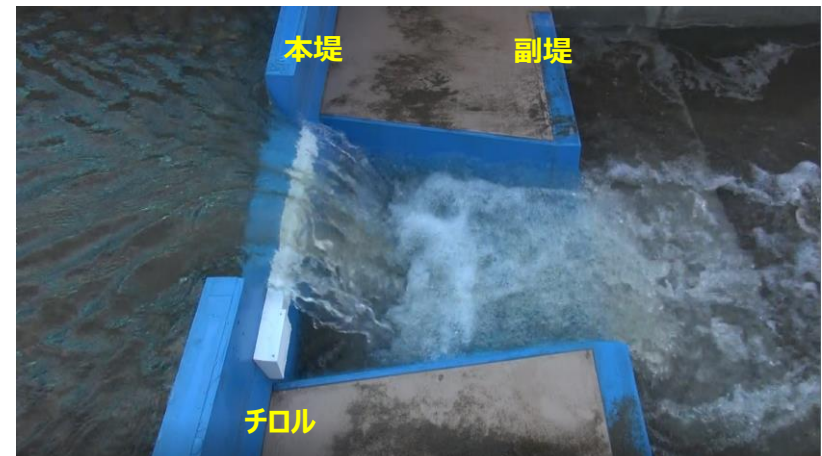


写真 チロル設置時の本堤副堤間の流況

2. 砂防堰堤関連業務

【2】砂防堰堤に関する水理模型実験

(6) 水理模型実験

●チロル内の土砂堆積状況

- スクリーン目幅30mm（模型値0.6mm）より、排砂ゲート（80cm×80cm）“閉”の場合は、取水設備内にスクリーンを通過した土砂が堆積するが、排砂ゲート“開”の場合は取水設備内に土砂は堆積しない。※制水ゲート“閉”
- 巨石はスクリーン上を滑り落ちるように通過するため、取水設備への激しい衝突は認められなかった。

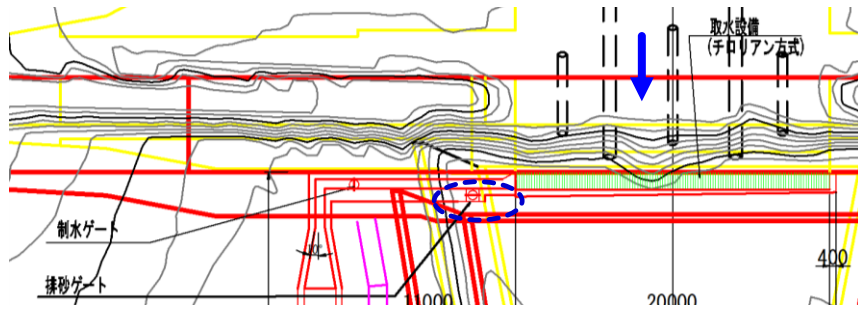
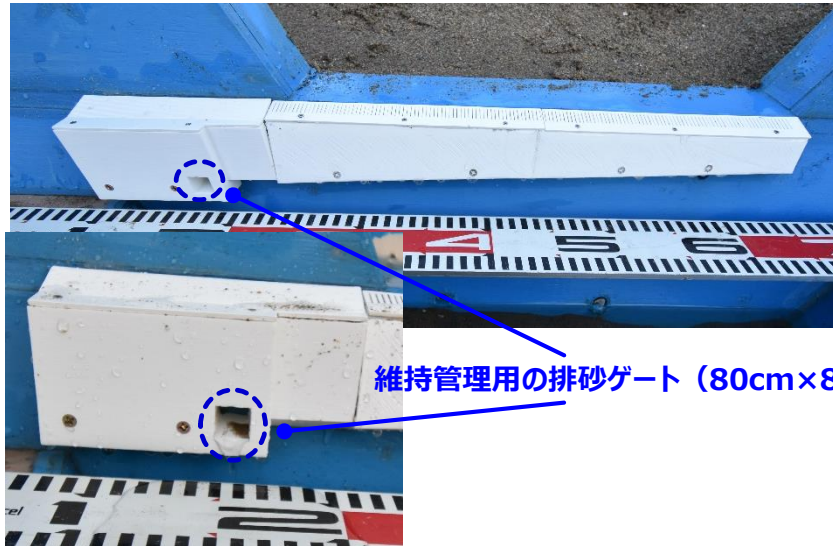


図2.41 チロル計画原案平面図



維持管理用の排砂ゲート（80cm×80cm）

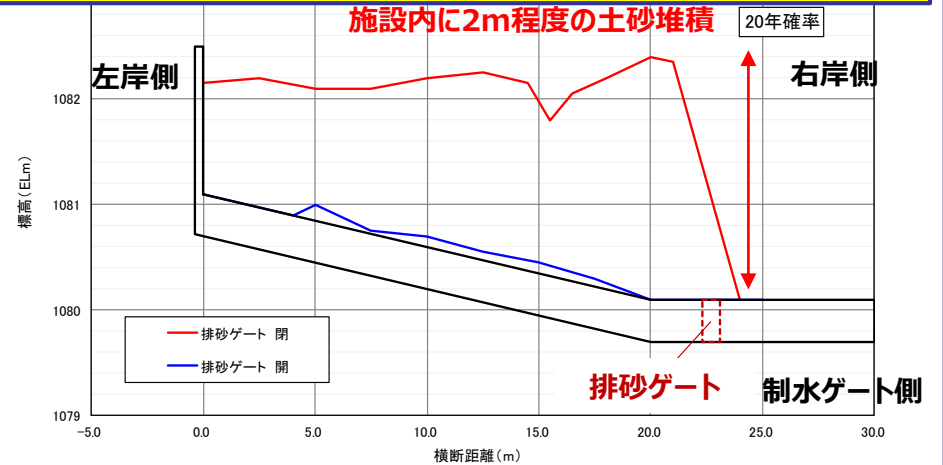


図2.42 取水設備内の土砂堆積横断面図



写真 通水後のチロル内の土砂堆積状況(上：排砂ゲート無、下：排砂ゲート有)

2. 砂防堰堤関連業務

【2）砂防堰堤に関する水理模型実験】

（6）水理模型実験

●チロルのスクリーン上の巨石の流下状況

➤ 巨石はスクリーン上を回転することなく、滑り落ちるように通過するため、取水設備への激しい衝突は認められなかった。

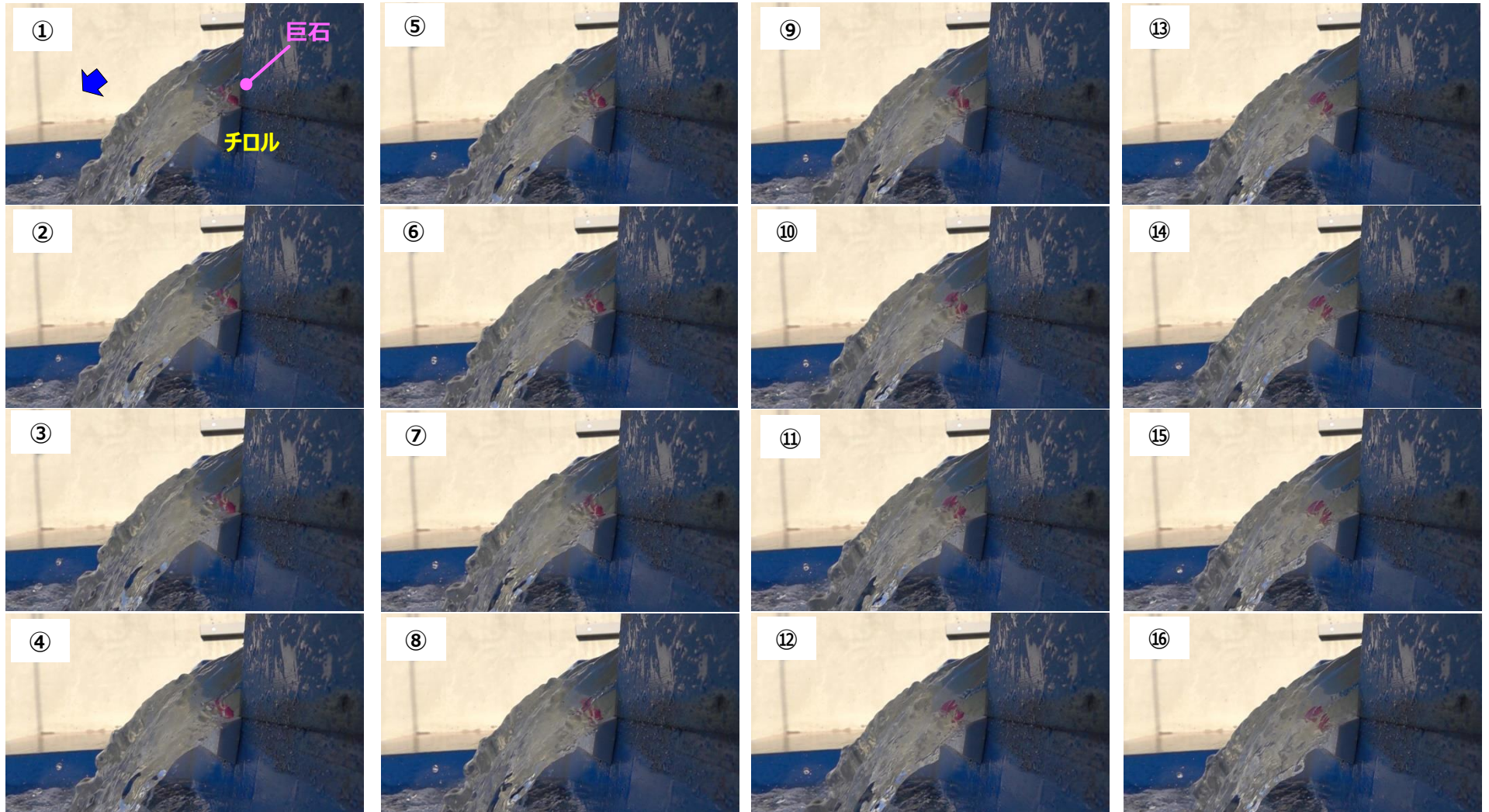


写真 チロル取水設備スクリーン上の巨石の流下状況：100年確率 $383\text{m}^3/\text{s}$ (※模型値で1秒960フレームで撮影)

2. 砂防堰堤関連業務

【2）砂防堰堤に関する水理模型実験】

(6) 水理模型実験

●チロルの洪水時の発電可能性検討

➤ 洪水時の流水による発電の可能性検討のために、②チロル内部の制水ゲートを“開”とし、チロル内部の①排砂ゲート、沈砂槽の③排砂ゲート、④維持放流ゲートの開閉の組み合わせを変更し、実験を実施した。

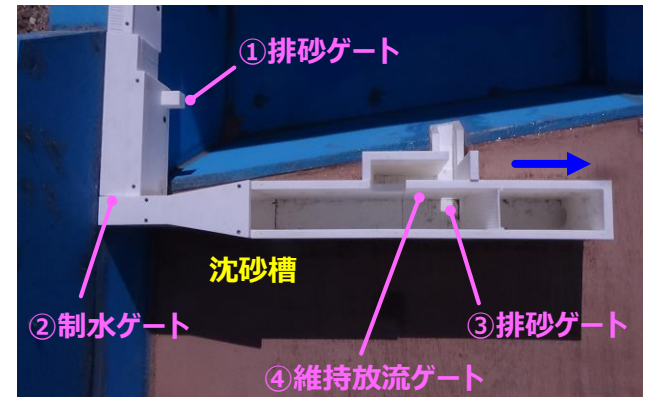
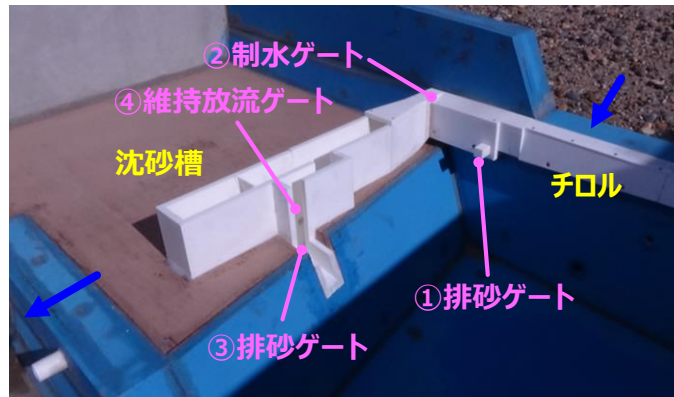
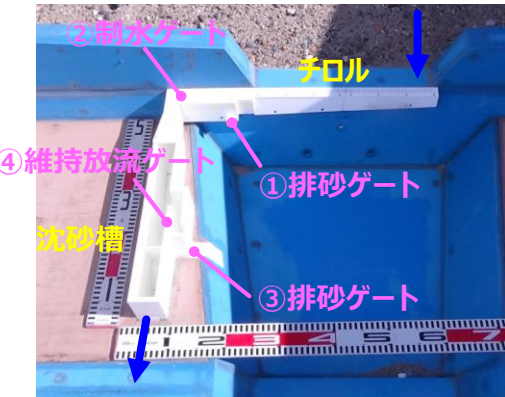
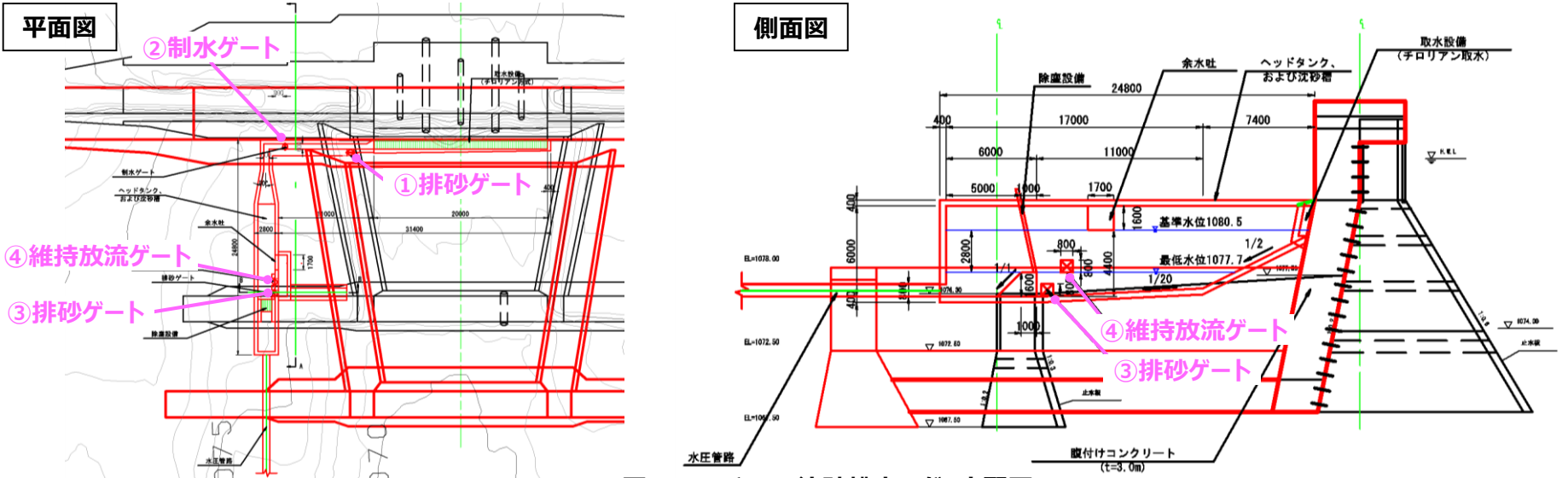


写真 チロル・沈砂槽内のゲート配置

2. 砂防堰堤関連業務

【2】砂防堰堤に関する水理模型実験

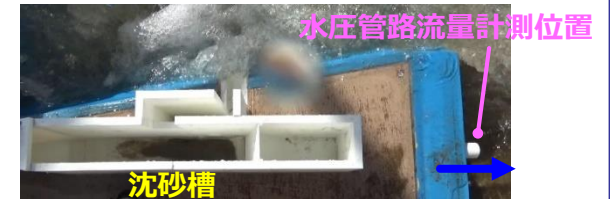
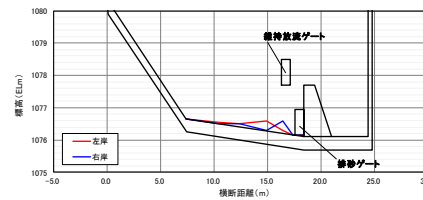
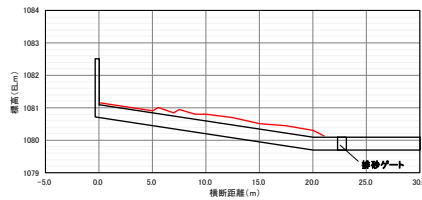
(6) 水理模型実験

●チロルの洪水時の発電可能性検討

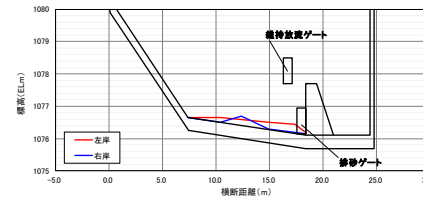
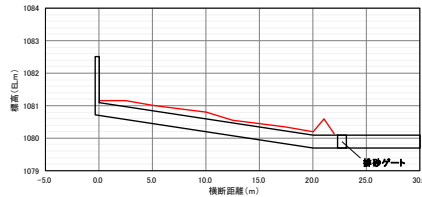
- 100年確率流量 $383\text{m}^3/\text{s}$ を2時間（模型値17分）流下時の水圧管路流下流量、チロル・沈砂槽内の堆積土砂量について計測した。
- 沈砂槽内に土砂を極力堆積させないために、排砂ゲートを“開”とすると、沈砂槽内に土砂が堆積しにくくなるものの、水圧管路流下流量がCASE3を100%とした時に、CASE1では0%、CASE2では25%となり、発電効率は悪くなる。
- 発電効率を上げるために、排砂ゲートを“閉”とすると、土砂混入が非常に多くなり、管路・水車の摩耗が懸念される。

状態	実験 CASE	チロル		沈砂槽		水圧管路流下流量 ※相対比較	堆積土砂量 m^3		
		①排砂ゲート	②制水ゲート	③排砂ゲート	④維持放流ゲート		チロル内	沈砂槽内	
常時	取水	—	Close	Open	Close	Open	—	—	
洪水時	非取水	—	Open	Close	Close	Close	—	—	
	取水	1	Open	Open	Open	Open	0%	1.9	1.9
	取水	2	Open	Open	Close	Open	25%	2.0	2.8
	取水	3	Close	Open	Close	Open	100%	1.9	5.8

CASE1
①排砂ゲート“開”
③排砂ゲート“開”



CASE2
①排砂ゲート“開”
③排砂ゲート“閉”



CASE3
①排砂ゲート“閉”
③排砂ゲート“閉”

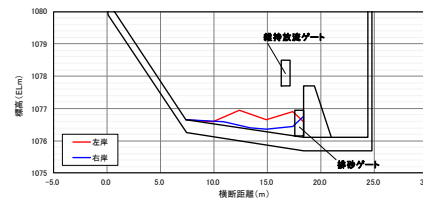
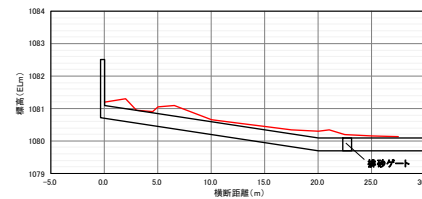


図2.44 チロル内の土砂堆積横断面図

図2.45 沈砂槽内の土砂堆積縦断面図

写真 沈砂槽内の土砂堆積状況

2. 砂防堰堤関連業務

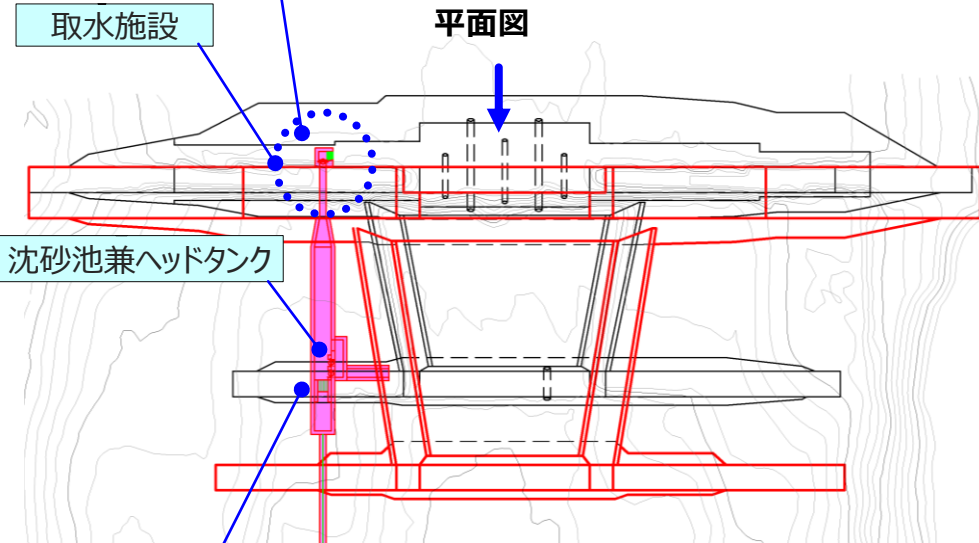
【2）砂防堰堤に関する水理模型実験】

(5) 模型設計・製作

7) 取水施設（直接取水構造）

- 直接取水施設の構造は以下のとおりとする。
- なお、制水ゲートは取水時は「開」、洪水時は「閉」条件とする。実験は洪水時（制水ゲート閉条件）を対象とするため、模型製作は取水施設周りのみとした。

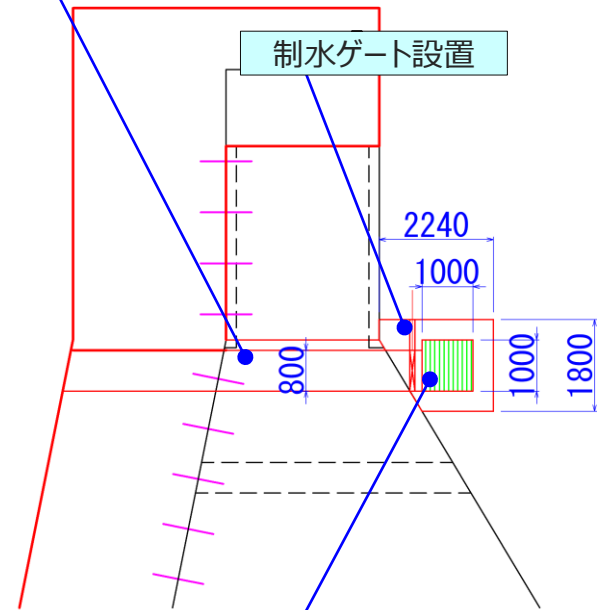
取水口の位置は水通り、袖小口を避けて配置



沈砂池は、既設堰堤の堆砂域に干渉しないよう沈砂池は堰堤下流側、かつ、施工性、管理性を勘案し既設道路側に配置

- ・下流端部を限界水深として最大使用水量取水が取水可能な断面を設定（最小断面は0.8m×0.8m）

袖部断面図



- ・取水しやすいようスクリーンは水通り方向に向ける
- ・スクリーン面積は最大使用水量取水時に流速1.0m/s以下になるように設定
※「中小水力発電ガイドブック（新訂5版）」、「土地改良事業計画設計基準及び運用・解説設計（頭首工）」に準拠

2. 砂防堰堤関連業務

【2）砂防堰堤に関する水理模型実験】

(6) 水理模型実験

● 直接取水の計画原案形状および模型

- スクリーンバー108mm (2.2mm)、目幅30mm (模型値0.6mm)
- 洪水時は制水ゲート“閉”で運用するため、模型製作範囲は下図のとおり

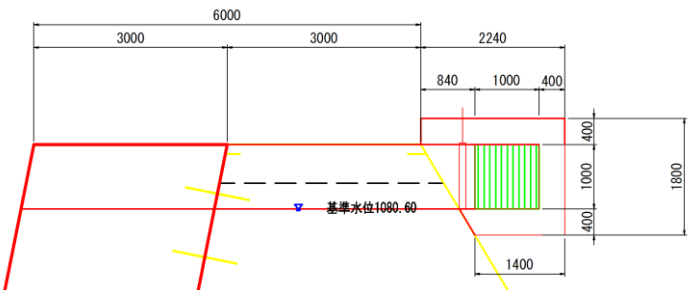
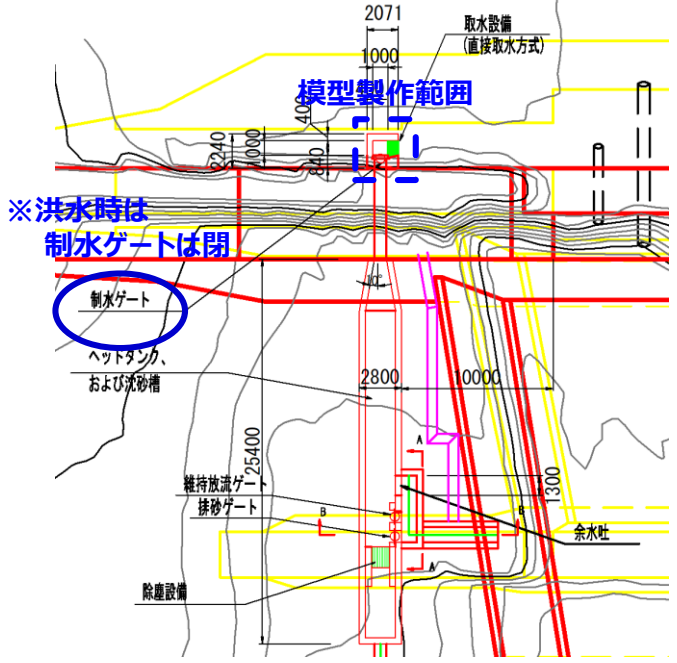


図2.46 チロル計画原案 (上：平面図、下：断面図)

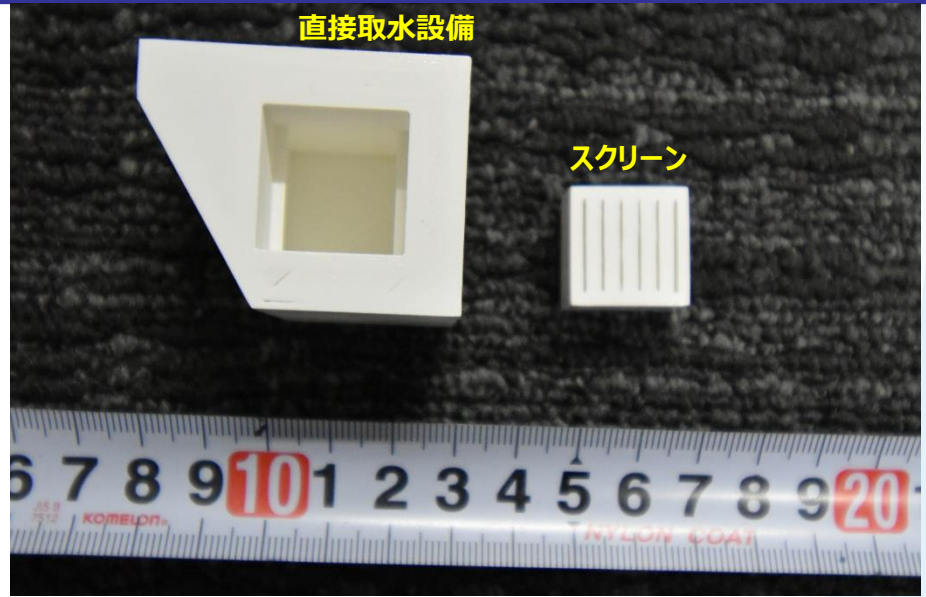


写真 直接取水模型 (上：スクリーン有、下：スクリーン無)

2. 砂防堰堤関連業務

【2）砂防堰堤に関する水理模型実験】

（6）水理模型実験

●直接取水設備内の土砂堆積状況

- 洪水時に直接取水施設が土砂に埋没することなく、巨礫が衝突することもない。
- 洪水終了（洪水→平水に切り替わり、堆砂肩が崩れる）時に直接取水施設が土砂に埋没する。
- 洪水（制水ゲート“閉”）時は、直接取水内に土砂堆積は生じない。
→下の写真のように流向がスクリーンに向かっていないことに加え、制水ゲートを閉めており、直接取水内へ向かう流れも発生しないためと考えられる。

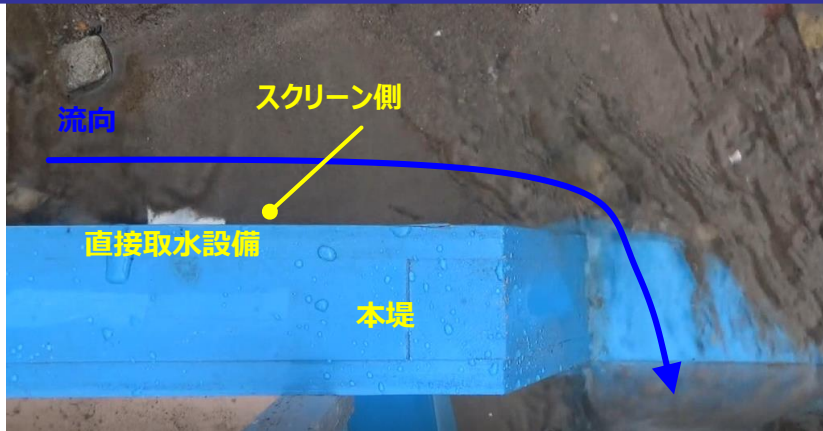


写真 通水停止（洪水→平水に切り替わり）時の流況

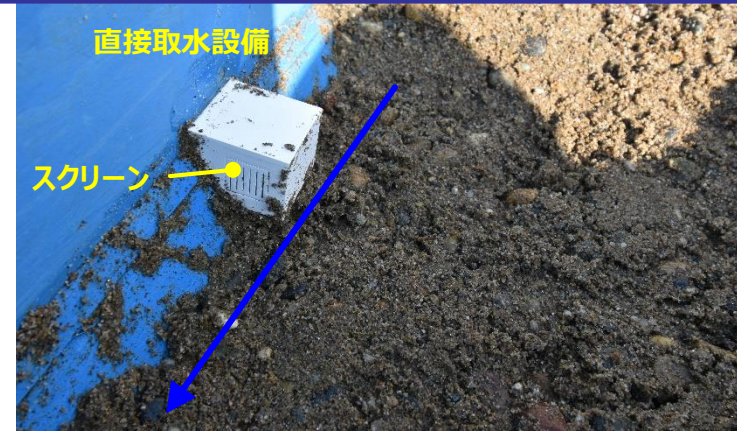


写真 通水後に掘り起こした直接取水設備



写真 通水後の状況

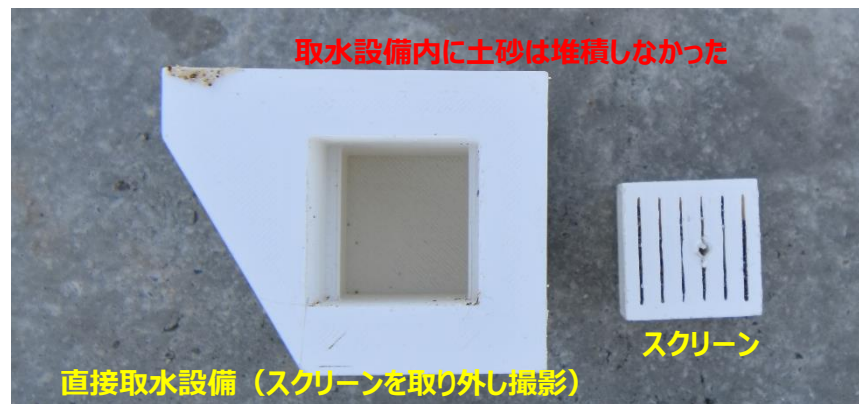


写真 通水後の直接取水設備内の状況

2. 砂防堰堤関連業務

【2）砂防堰堤に関する水理模型実験】

（6）水理模型実験

●直接取水設備の減水時の土砂埋没対策

➤ 直接取水方式については、洪水終了時（洪水→平水に切り替わり、堆砂肩が崩れる）に土砂に埋没するため、対策工（越流堤）を検討する。

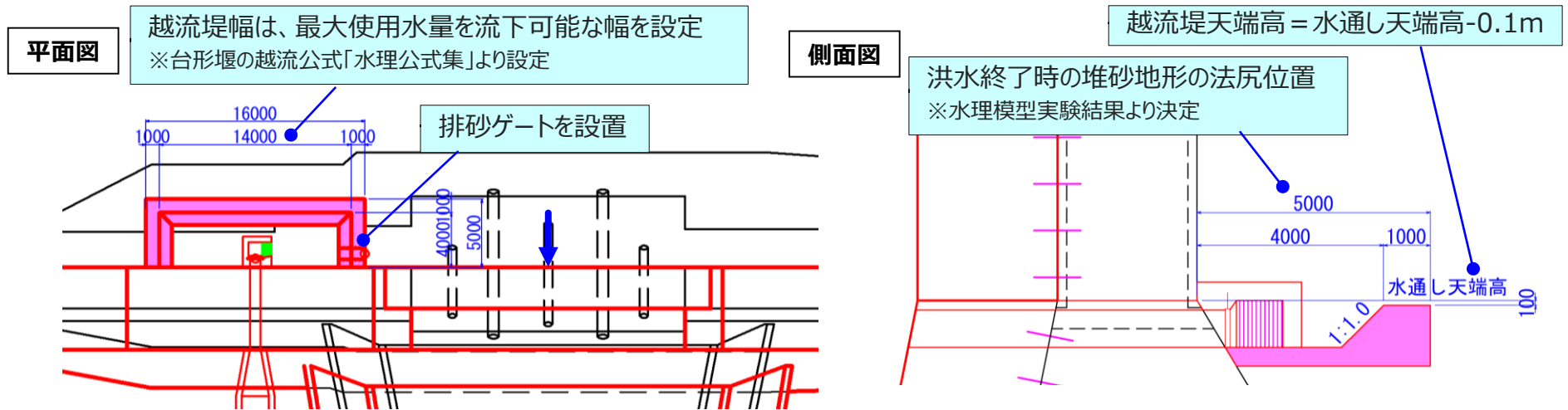


図2.47 直接取水設備の洪水終了時の土砂埋没対策工（越流堤）

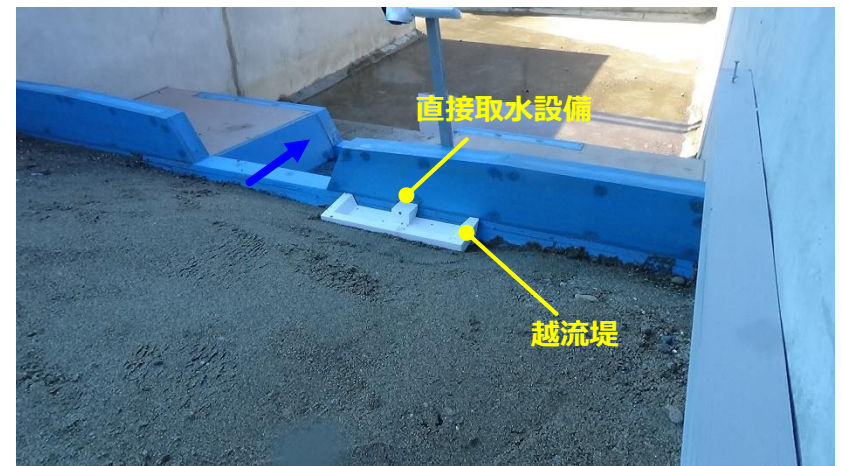


写真 対策工の写真（左：真上から望む、右：上流から望む）

2. 砂防堰堤関連業務

【2】砂防堰堤に関する水理模型実験

(6) 水理模型実験

●直接取水設備の減水時の土砂埋没対策

- 堰堤が満砂の場合、土砂埋没対策工（越流堤）を設置しても、直接取水設備は土砂に埋没する。
- 土砂流出が活発かつ満砂の場合、直接取水設備を採用することは困難である。

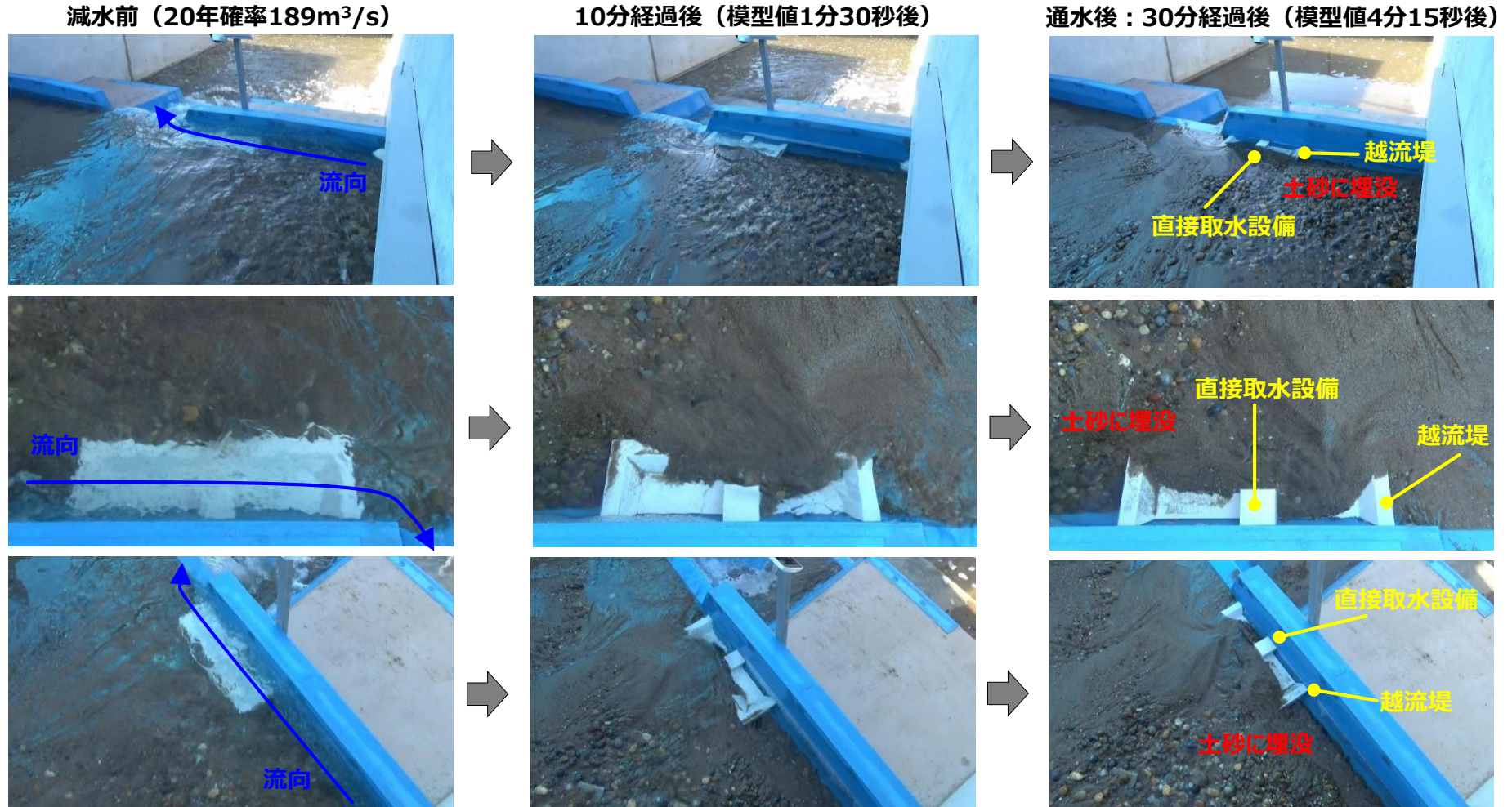


写真 対策工の写真（左：真上から望む、右：上流から望む）

2. 砂防堰堤関連業務

【3】砂防堰堤関連業務とりまとめ

(1) ポテンシャルマップの作成

- 全国の砂防堰堤（不透過型）の発電ポテンシャルは、堰堤落差方式を採用した場合、比較的規模の大きい砂防堰堤は北陸地方、東北南部、北海道南部に集中するが、全国的に最大出力100kW未満の砂防堰堤の数が圧倒的に多い。
- 最大出力100kW未満の砂防堰堤の総設備容量は、全体の約半分を占めており、コスト的な課題が解決できれば全国各地で砂防堰堤を活用した小水力発電事業が進むと考えられる。
- 賦存量は約61万kWであり、FIT新規導入量約60万kW(2020年9月時点)に対しほぼ同量に相当する。

表2.25 不透過型砂防堰堤発電ポテンシャル(堰堤落差方式)

出力ランク	基数(基)	賦存量(kW)
100kW未満	47,700	293,783
100kW～200kW未満	706	97,362
200kW～500kW未満	310	93,931
500kW以上	129	126,492
合計	48,845	611,568

※本発電ポテンシャルは、地形条件、系統接続条件などを加味したものではない

【発電ポテンシャルの算出方法】

- 最大出力=9.8×有効落差×(豊水流量-維持流量)×発電効率
- 堰堤形式：不透過型堰堤のみを対象に発電ポテンシャルを算出
- 有効落差：砂防堰堤の有効高
- 豊水流量：近傍ダム流入量データより比流量換算
- 発電効率：0.7≒水車効率(0.8)×発電機効率(0.9)

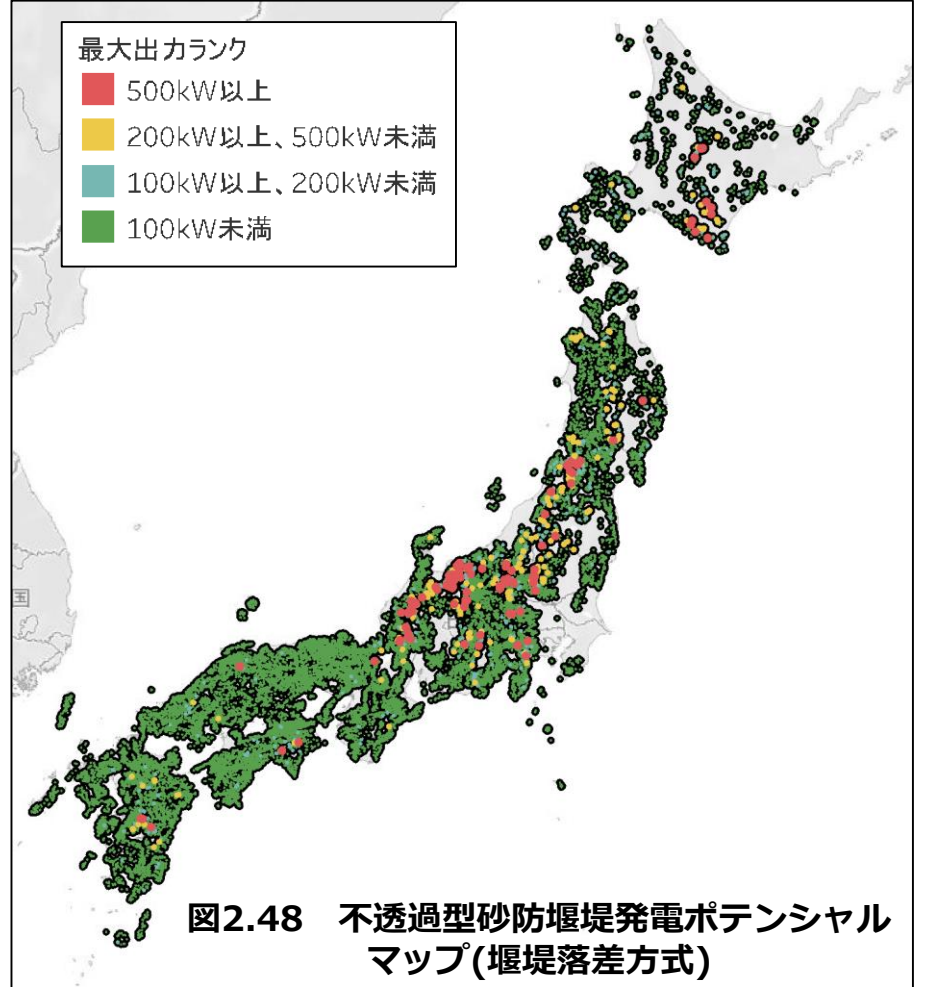


図2.48 不透過型砂防堰堤発電ポテンシャルマップ(堰堤落差方式)

2. 砂防堰堤関連業務

【3】砂防堰堤関連業務とりまとめ

(2) 発電事業を進めるためのポイント

- 砂防堰堤を活用した水力発電を検討している事業者が留意すべき事項として、概略設計や水理模型実験の結果を踏まえ、技術的なポイント（留意点等）をとりまとめた。

I. 調査・計画段階

① 対象砂防堰堤の選定

- 既設堰堤：構造諸元、健全性、魚道の有無を確認する。⇒取水設備としての活用可能性
- 周辺状況：道路状況（アクセス性）、埋設物、他取水施設の影響、周辺の送配電設備状況等を確認する。⇒開発のしやすさ
- 関係機関：開発予定地が保安林、国立公園、国定公園等を確認する。⇒法的制約の確認

② 砂防堰堤の改修・補強計画

- 砂防堰堤の将来的な改修計画、補強計画、その他発電事業の支障となる計画の有無を確認する。計画がある場合は、砂防管理者と事業スケジュールの調整を行う。⇒取水設備設置方法の調整

③ 流況・溪流環境の把握

- 現地調査および航空写真を用いて、渇水時も砂防堰堤の水通し部に表流水があることを確認することが重要。（開発候補地選定後は年間を通した流況観測が必要）⇒発電ポテンシャルの確認
- 導水路方式を採用する場合は、溪流に生息する魚種を把握し、維持流量を適切に設定する。⇒河川環境への配慮

II. 設計・施工段階

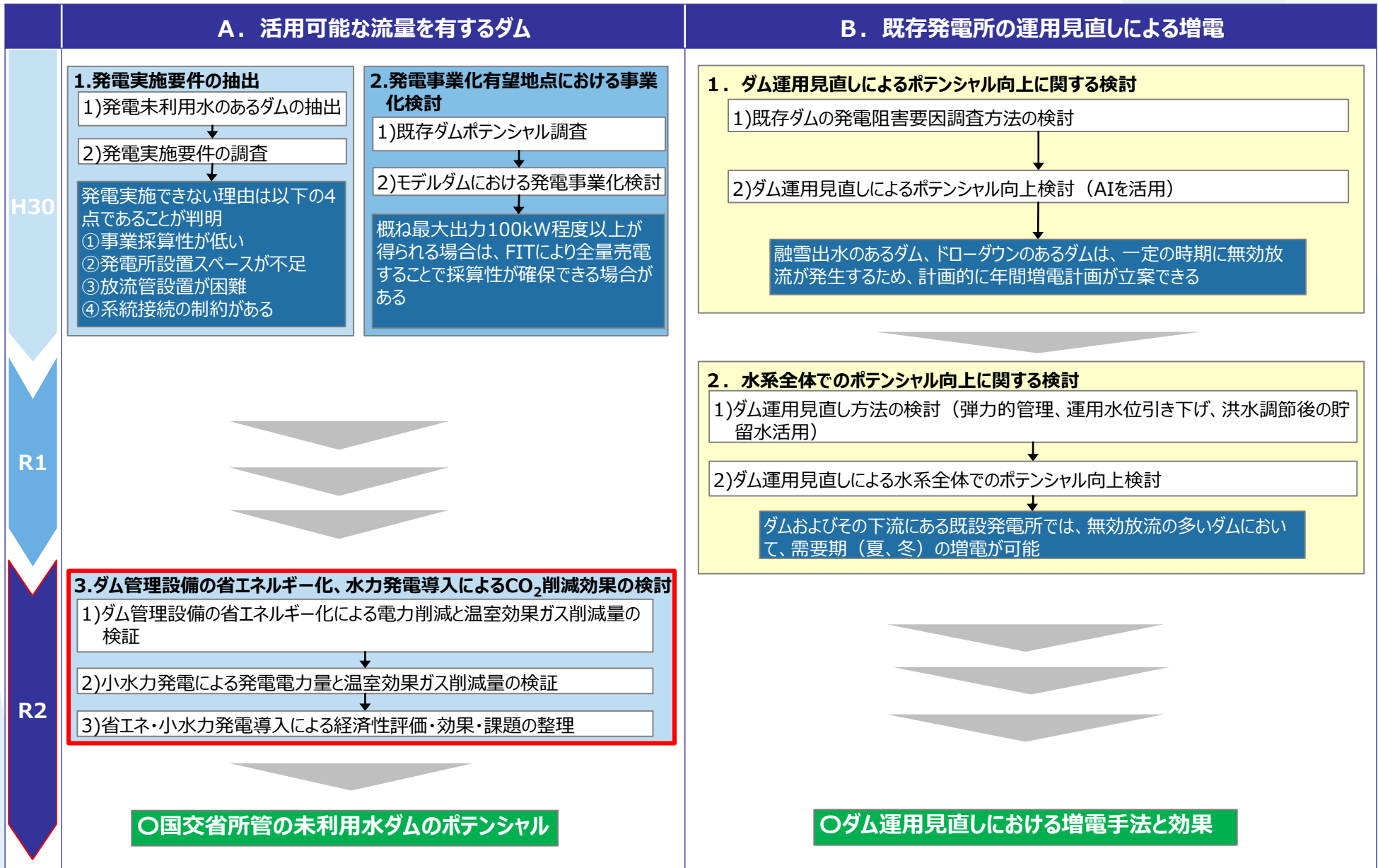
① 取水構造の決定

- 取水構造については、現場条件（堰堤構造、地形、堆砂状況）に応じて適切な構造（直接取水方式、チロル式取水方式等）を選定する。なお、土砂移動が活発かつ満砂状態の場合は、チロル取水方式が優位となる。⇒取水効率、維持管理を踏まえた取水方式の選定
- チロル取水構造は、転石の衝撃を受けにくく、砂防施設の減勢効果に影響を与えないようバースクリーン角度は15°以上に設定する。⇒砂防堰堤機能への影響①
- 取水設備設置後の砂防堰堤の安定性が確保できる構造とする。安定性が確保できない場合は、砂防堰堤の補強が必要となるが、個別に砂防管理者と協議を行う。⇒砂防堰堤機能への影響②
- 直接取水の設置位置は、砂防堰堤のコンクリート打ち継ぎ目や鉄筋を避けて施工する。⇒取水設備設置位置の設定

② 施工計画

- 改修計画、補強計画等がある場合は、砂防管理者と施工スケジュールの調整を行う。⇒取水設備設置方法の調整
- 除石管理計画がある砂防堰堤の場合は、水抜き穴の閉塞は行わない。水抜き穴を閉塞する場合は、取り外し可能な構造とする。⇒砂防堰堤機能への影響③

3. ダム関連業務



3. ダム関連業務

【概要：検討全体の流れ】

【検討/調査内容】

ダム関連設備更新による省エネルギー化を踏まえた水力発電事業促進に係る検討を行うモデルダムを4事例程度選定し、省エネルギー化により得られる電力削減量及び温室効果ガス削減量並びに水力発電により得られる電力量及び温室効果ガス削減量を検証する。また、ダム関連設備更新による省エネルギー化を踏まえた水力発電事業を実施した場合の経済性を評価し、事業を実施する上での効果・課題を整理する。

■実施方針

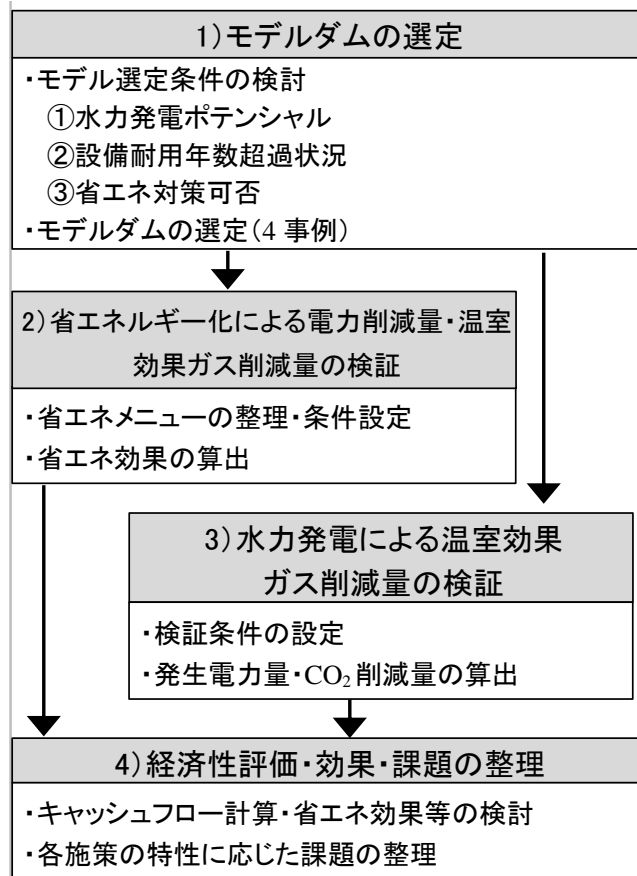


図3.1 検討/調査フロー

■実施内容

1) モデルダムの選定

- 電力削減量及び温室効果ガス削減量を試算するモデルダムの選定を4ダム程度行う。

2) 省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証

- 省エネの検討は、ソフト面、ハード面から幅広くメニューを抽出した上で実施する。
- 消費電力の削減量、CO₂排出量削減量は、各メニューごとに整理した上で効果の大きさを比較する。

3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証

- 選定されたダムの発電電力量は、ダム運用実績をもとに、5ケース程度の使用水量を設定し、10ヶ年のシミュレーションを実施する。
- 概算工事費は、「中小水力発電計画導入の手引き」に準じた積算方法に準じて簡易に算出し、発電原価法により、発電単価が最も安価となる最適発電規模の年間発電電力量を算出する。

4) 経済性評価・効果・課題の整理

(1) 経済性評価（キャッシュフロー計算による事業収支の評価）

- 発電事業計画を具現化するため、発電原価法の他、実運用で考慮すべき種々のランニングコストを見込んだキャッシュフローシミュレーションによる経済性評価を行う。

(2) 効果・課題の整理

- 本検討結果を踏まえ、施工性、経済性、維持管理面の課題を整理し、ダムの水力発電事業化に向けての課題に、ダム管理設備の省エネ化の事業と組み合わせた場合の課題をとりまとめる。

3. ダム関連業務

【1）モデルダムの選定】

▶ モデルダムの選定は、①水力発電ポテンシャル、②発電設備設置工事の容易性、③省エネ対策の効果（対象設備の有無等）、④耐用年数の超過状況に着目して選定する。

- 資料収集等により、電力削減量及び温室効果ガス削減量を試算するモデルダムの選定を4ダム程度行う。
- モデルダムを選定する際は、下表に示す手順にて選定する。
- 設備の耐用年数の超過状況や規模、数量は、長寿命化計画を参考にして整理するが、建築設備や場内照明設備等、長寿命化計画の対象外の施設も省エネ効果が期待できるため、必要に応じて管理者ヒアリング、資料収集等を実施する。

表3.1 モデルダムの選定手順

選定の視点	概要
【STEP 1】 水力発電ポテンシャル	● 水力発電ポテンシャルが大きいと想定されるダムを選定する。（H30年度検討結果より）
【STEP 2】 水力発電事業の進捗状況 及び 発電設備の設置容易性	● 既に水力発電事業に取り組んでいるダム、発電設備の設置工事が困難なダムは対象外とする。
【STEP 3】 省エネ対策の効果 及び 耐用年数の超過状況	● 各省エネ対策を抽出した上で、省エネ効果が大きいと想定されるダム、今後の実証のしやすさを踏まえ、設備の耐用年数が間近なダムを選定する。 (1) 省エネ対策の整理 ダム設備に適用可能な省エネ対策を整理 (2) ダム機械設備の評価 省エネ対象設備の有無、規模、数量、設置後経過年数の観点から評価する。 (3) ダム電気通信施設の評価 受電設備の設置後経過年数の観点から評価する。 (4) 建築設備の評価 ダム管理所の規模等から評価する。 (5) 総合評価 上記(1)～(4)を踏まえ、総合的に評価をした上でモデルダム候補を選定する。

3. ダム関連業務

【1）モデルダムの選定】

STEP 1：水力発電ポテンシャル

● H30年度に水力発電ポテンシャルを保有するダムとして、以下の65ダムが選定されている。下表のその際に選定されたダムの一覧を示す。

表3.2 水力発電ポテンシャルを有するダムの一覧（H30検討成果より）

No.	ダム名	最大出力 (kW)	年間可能発電電力量 (kWh)	No.	ダム名	最大出力 (kW)	年間可能発電電力量 (kWh)	No.	ダム名	最大出力 (kW)	年間可能発電電力量 (kWh)
1	○○ダム	3,545	18,167,304	23	●●ダム	212	953,664	45	△△ダム	146	645,209
2	△△ダム	2,610	12,408,168	25	▲▲ダム	208	1,085,184	46	□□ダム	144	730,128
3	□□ダム	1,133	5,332,282	24	■■ダム	208	1,376,592	47	●●ダム	142	685,969
4	●●ダム	820	4,186,752	26	◇◇ダム	205	1,045,272	48	▲▲ダム	142	669,323
5	▲▲ダム	687	3,117,600	27	◆◆ダム	193	864,553	49	■■ダム	139	640,788
6	■■ダム	557	2,668,296	28	○○ダム	186	826,584	50	◇◇ダム	135	651,336
7	◇◇ダム	487	2,293,080	30	△△ダム	185	792,484	51	◆◆ダム	129	617,448
8	Aダム	371	1,577,273	29	□□ダム	185	877,704	52	○○ダム	128	567,624
9	Bダム	339	1,545,631	31	●●ダム	184	871,408	53	△△ダム	128	620,326
10	◆◆ダム	339	1,618,056	32	▲▲ダム	179	880,992	54	□□ダム	119	566,856
11	○○ダム	335	1,685,232	33	■■ダム	174	744,633	55	●●ダム	118	567,720
12	△△ダム	328	1,672,848	34	◇◇ダム	172	835,206	56	▲▲ダム	115	554,378
13	□□ダム	318	1,550,954	35	◆◆ダム	171	830,808	57	Dダム	114	564,146
14	●●ダム	297	1,439,238	36	○○ダム	170	818,880	58	■■ダム	113	543,411
15	▲▲ダム	275	1,262,184	37	△△ダム	167	832,866	59	◇◇ダム	112	527,995
16	■■ダム	264	1,316,070	38	□□ダム	166	787,560	61	◆◆ダム	108	506,904
17	◇◇ダム	245	1,166,040	39	●●ダム	164	759,106	62	○○ダム	108	503,088
18	Cダム	245	1,136,896	40	▲▲ダム	159	777,192	60	△△ダム	108	519,955
19	◆◆ダム	243	1,175,976	41	■■ダム	158	769,896	63	□□ダム	105	499,968
20	○○ダム	237	1,063,632	42	◇◇ダム	153	762,457	64	●●ダム	103	902,280
21	△△ダム	227	1,064,712	43	◆◆ダム	152	717,768	65	▲▲ダム	101	467,238
22	□□ダム	216	1,892,160	44	○○ダム	150	1,130,000				

3. ダム関連業務

【1）モデルダムの選定】

STEP 2：水力発電事業の進捗状況及び発電設備の設置容易性

STEP1で選定した65ダムに対して、以下の視点からさらなる選定候補ダムの絞り込みを行う。

(1) 水力発電事業の進捗状況

既に後乗り発電事業者を公募・選定済、発電事業を開始等しているダムは選定候補の対象外とする。

(2) 発電設備の設置容易性

利水放流バルブ室が堤体内にあり、発電所の設置スペースの確保が困難、別途放流管を堤体内に埋め込む等の大規模改良工事が必要と想定されるダムは対象外とする（一般的に発電設備は利水放流バルブ室内または周辺に設置する）。

表3.3 選定の対象外とするダムとその理由

No.	ダム名	最大出力 (kW)	選定候補除外理由	No.	ダム名	最大出力 (kW)	選定候補除外理由
2	○○ダム	2,610	発電事業者を既に選定済み。	39	○○ダム	164	発電所の設置スペース無し。
3	△△ダム	1133	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。	40	△△ダム	159	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。
4	□□ダム	820	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。	44	□□ダム	150	既に発電所設置済み。
5	●●ダム	687	H29に発電事業者を公募済み。	46	●●ダム	144	ゲート全開での運用となったため、落差得られず
17	▲▲ダム	245	企業局が発電実施済。	48	▲▲ダム	142	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。
23	■■ダム	212	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。	49	■■ダム	139	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。
25	◇◇ダム	208	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。	51	◇◇ダム	129	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。
26	◆◆ダム	205	R2年度に発電開始。	55	◆◆ダム	118	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。
29	○○ダム	185	R3年度に発電開始。	58	○○ダム	113	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。
31	△△ダム	184	発電のための実施設計を実施済み。	61	△△ダム	108	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。
32	□□ダム	179	R3年度に発電開始。	62	□□ダム	108	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。
33	●●ダム	174	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。	60	●●ダム	108	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。
35	▲▲ダム	171	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。	63	▲▲ダム	105	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。
36	■■ダム	170	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。	64	■■ダム	103	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。
37	◇◇ダム	167	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。	65	◇◇ダム	101	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。
38	◆◆ダム	166	バルブ室が堤体内であり発電所設置困難。				

■ 水力発電事業が既に進捗しているダム

■ 発電設備の設置が困難なダム

3. ダム関連業務

【1）モデルダムの選定】

STEP 3：省エネ対策の効果及び耐用年数の超過状況

（1）省エネ対策の整理

- ダム機械設備、ダム電気通信施設、建築設備等に適用する省エネ対策の一覧を下表に示す。
- ダム機械設備はポンプ、ゲート、除塵機、ダム電気通信施設は受電設備、建築設備等は空調と照明設備を対象とする。

表3.4 省エネ対策一覧

No	種別	関連設備	省エネ対策	概要
1	ダム機械設備	ポンプ・ゲート	高効率モータの採用	● 消費電力の損失が少なく、出力される駆動性能が高い高効率モータの採用により電力量料金を削減。
2		ポンプ	バルブ損失の低減	● バタフライ弁から仕切弁など、損失の小さなバルブに変更し、電力量料金を削減。
3		ゲート	中塗り上塗り兼用塗装の採用	● 中塗・上塗兼用塗料の採用により、各種塗装系の塗装回数やコスト、工期短縮、環境負荷の低減を図る。 ※【参考】CO ₂ 低減にはならないが、揮発性有機化合物（VOC）の低減が期待できる
4			太陽光パネルを電源にした開閉装置の採用	● ゲートの開閉装置を太陽光パネルを電源にした自動開閉装置にすることによる電力量料金の削除。
5		除塵機	複数のレーキを取り付けた除塵機の採用	● 除塵機に複数のレーキを取り付けることで、従来のシングル型と同等の処理能力の場合、ダブル型では運転速度を1/2に低減、上昇側と下降側の二つのレーキ自重が相殺されるため動力負荷を低減し、電動機容量を1/3～1/4に低減可能。また運転速度を1/2に低減することにより、チェーン、スプロケット等の摺動部の摩耗が軽減され、耐久性が向上。
6	ダム電気通信施設	受電設備	力率の改善	● 力率改善用機器（進相コンデンサ）の設置による力率の改善。
7			高効率変圧器への更新	● 変圧器は稼働時に電気の損失が生じているが、より損失の少ないトッランナー変圧器やスーパー高効率変圧器への更新により、損失を減らすことで電力量料金を削減。
8	建築設備	空調	最適な運転制御方式の適用	● 設備の運転状況を踏まえた、運転制御方式に変更することで使用電力量を削減。
9	他	照明	LED照明の採用	● 一般電球やミニクリプトン電球の照明器具と比べて消費電力が約1/5～1/8程度のLED照明を採用する。 ※収集するダム設備の情報により、試算不可の場合あり。

3. ダム関連業務

【1）モデルダムの選定】

STEP 3 : 省エネ対策の効果・耐用年数の超過状況

(2) ダム機械設備の評価

- 機械設備は、前頁で示した各省エネ対策に対して、効果が大いいと想定されるダムを選定するため、対象設備の有無、規模、数量等を考慮して選定する。
- 具体的には、下表に示すとおり、ロックフィルダム、洪水吐きゲート・曝気設備・昇降設備の有無に着目して選定を行う。
- 今後、実証試験する可能性があることを踏まえ、機械設備の更新時期が近いダムを選定する。
- 上記に当てはまるものは○評価とし、選定の候補とする。

表3.5 ダム機械設備の評価区分

評価区分	評価指標	概要
○ (選定候補)	ロックフィルダム	● ポンプの規模が重力式ダムより一般的に大きく、また稼働時間が長いいため省エネ効果が期待できる。
	洪水吐きゲートまたは曝気設備、昇降設備あり	● 設備の数が多い、規模が大きい、稼働時間が長いダムは省エネ効果が期待できる。
	設置後30年以上経過	● 更新時期が近く、今後の実証試験がしやすい。
×	上記以外	—

3. ダム関連業務

【1）モデルダムの選定】

STEP 3：省エネ対策の効果・耐用年数の超過状況

(2) ダム機械設備の評価

- ダム機械設備の評価結果の一覧を右表に示す。
- 34ダムのうち、25ダムが選定候補となった。

表3.7 ダム機械設備の評価結果一覧

No.	ダム名	最大出力 (kW)	竣工	ダム型式	機械設備評価							概ねの経過年	評価
					設備の有無・設置年						その他		
					洪水吐	取水	除塵機	曝気設備	昇降設備	その他			
1	○○ダム	3,545	2012	台形CSG	-	2012	-	-	-	2012	9	×	
6	△△ダム	557	1976	重力式	1976	1976	-	-	-	2000	45	○	
7	□□ダム	487	2010	重力式	-	2010	-	-	-	2010	11	×	
8	Aダム	371	1980	重力式	1980,2011	不明	-	-	-	不明	41	○	
9	●●ダム	339	2003	重力式	-	2003	-	-	-	2003	18	×	
10	Bダム	339	1984	ロックフィル	1984	1984	1984	-	1984	1984	37	○	
11	▲▲ダム	335	2000	ロックフィル	-	2000	-	-	-	2000	21	○	
12	■■ダム	328	1973	重力式	1973	1973	-	-	-	1973	48	○	
13	◇◇ダム	318	1986	ロックフィル	-	資料なし	資料なし	-	-	資料なし	35	○	
14	◆◆ダム	297	1971	重力式	1971,2009,2011	1971,1983,2011	-	-	-	1996	50	○	
15	○○ダム	275	1980	重力式	1980	1980	-	-	1980	1980	41	○	
16	△△ダム	264	1990	重力式	1990	1990	-	-	-	1990	31	○	
18	Cダム	245	2000	重力式	-	2000	-	-	2000	2000	21	○	
19	□□ダム	243	2003	ロックフィル	-	2003	-	-	-	2003	18	○	
20	●●ダム	237	1982	重力式	1982	1982	-	-	-	1982	39	○	
21	▲▲ダム	227	2011	重力式	-	2011	-	-	-	2011	10	×	
22	■■ダム	216	1996	重力式	不明	不明	-	-	-	不明	-	×	
24	◇◇ダム	208	2006	重力式	-	2006	-	-	-	2006	15	×	
27	◆◆ダム	193	2005	ロックフィル	2005	2005	-	-	-	2005	16	○	
28	○○ダム	186	1988	重力式	-	1988	-	-	-	1988	33	○	
30	△△ダム	185	1995	重力式	-	不明	-	-	-	不明	-	×	
34	□□ダム	172	1969	重力式	1969,2007	2007	-	-	-	2007	14	○	
41	●●ダム	158	1987	重力式	1987	1987	-	-	-	1987	34	○	
42	▲▲ダム	153	2009	重力式	1986,1992	1976,1986,2006	-	-	-	1976	45	○	
43	■■ダム	152	1985	重力式	-	1985	-	-	-	1985	36	○	
45	◇◇ダム	146	2001	重力式	1996	1996	-	-	1996	1996	25	○	
47	◆◆ダム	142	1965	重力式	1965,1997	1965,2000	-	-	-	2000	56	○	
50	○○ダム	135	2012	重力式	-	2012	-	-	-	2012	9	×	
52	△△ダム	128	2014	重力式	2014	2014	-	-	-	2014	7	○	
53	□□ダム	128	1969	重力式	1969,2012	1969,2012	-	-	-	1969	52	○	
54	●●ダム	119	1994	重力式	-	1994	-	-	-	1994	27	×	
56	▲▲ダム	115	1971	重力式	2002	2002	-	-	2002	2006	19	○	
57	Dダム	114	2001	重力式	2001	2001	-	2001	2001	2001	20	○	
59	■■ダム	112	1974	重力式	1975,2012	2011,2013	-	-	-	1975	46	○	

表3.6 ダム機械設備の評価区分

評価区分	評価指標
○ (選定候補)	ロックフィルダム
	洪水吐きゲートまたは曝気設備、昇降設備あり
	設置後30年以上経過
×	上記以外

3. ダム関連業務

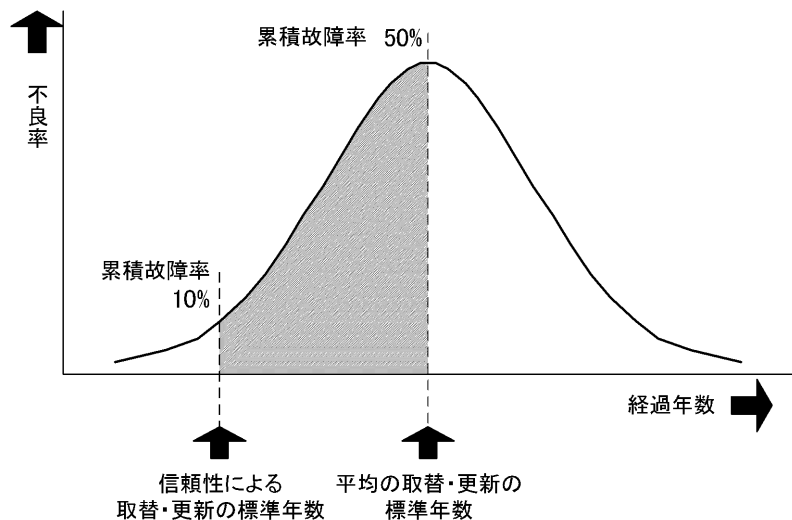
【1）モデルダムの選定】

STEP 3 : 省エネ対策の効果・耐用年数の超過状況

【参考】ダム機械設備の耐用年数1/2

- ダム機械設備等の更新年数は、「ダム用ゲート設備等点検・整備・更新マニュアル（案）」（平成30年3月 国土交通省 総合政策局 公共事業企画調整課 水管理・国土保全局 河川環境課）及び「河川ポンプ設備点検・整備・更新マニュアル（案）」（平成27年3月 国土交通省 総合政策局 公共事業企画調整課 水管理・国土保全局 河川環境課）に実績値が示されている。
- 耐用年数は、「①信頼性による取替・更新の標準年数」及び「②平均の取替・更新の標準年数」が示されている。

表3.8 機械設備の耐用年数の概念



評価指標	概要
信頼性による取替・更新の標準年数	<ul style="list-style-type: none">● 累積故障率が10%に至る年数● 信頼性確保の観点から、一層注意して健全度を見極めるべき年数
平均の取替・更新の標準年数	<ul style="list-style-type: none">● 累積故障率が10%に至る年数● 時間計画保全の指標となる使用年数

3. ダム関連業務

【1）モデルダムの選定】

STEP 3：省エネ対策の効果・耐用年数の超過状況

【参考】ダム機械設備の耐用年数2/2

- 下表は各設備の具体的な耐用年数を示している。
- 各設備によりバラツキはあるものの、「信頼性による取替・更新の標準年数」または「平均の取替・更新の標準年数」のいずれかが30年程度の設備が多いため、評価の閾値を30年と設定した。

表3.9 機械設備の耐用年数の一覧（一部抜粋）

装置・機器		種別	信頼性による 取替・更新の標準年数	平均の 取替・更新の標準年数	
ゲート扉体	扉体構造部	更新	56年	101年	
	主ローラ	ローラ	取替	33年	61年
		ローラ軸	取替	35年	63年
		軸受メタル	取替	25年（常用） 31年（待機）	45年（常用） 58年（待機）
	補助ローラ	取替	24年	49年	
	扉体シーブ	取替	40年	83年	
	水密ゴム	取替	(6年) ^{注1)}	(16年) ^{注1)}	
ワイヤロープ ウインチ 式開閉装置	開閉装置全体	更新	37年	71年	
	主電動機	取替	17年	34年	
	電磁ブレーキ	取替	27年	50年	
	油圧押し式ブレーキ	取替	27年	45年	
	切換装置	取替	31年	52年	
	減速機	取替	23年	43年	
	開放歯車	取替	31年	58年	
	機械台シーブ	取替	34年	63年	
	軸受	取替	29年	58年	
	軸継手	取替	22年	41年	
	ワイヤロープ	取替	8年（常用） 8年（待機）	18年（常用） 24年（待機）	
	ワイヤロープ 端末調整装置	取替	23年	52年	

機器・部品	保全方式	整備手法	信頼性による修繕・ 取替の標準年数 (年)	平均の修繕・取替 標準年数 (年)
主ポンプ（横軸）				
吐出しバンド（ケーシング）	状態監視	修繕	(25)	(64)
主軸	時間計画	修繕	18	34
軸継手	時間計画	取替	20	37
外側軸受	時間計画	修繕	16	30
インペラ	時間計画	修繕	18	(36)
水中メタル軸受	時間計画	取替	16	34
グランドパッキン	状態監視	取替	12	23
軸受用グリースポンプ	状態監視	取替	19	(34)
水中セラミックス軸受	時間計画	取替	13	25
無給水軸封装置	時間計画	修繕	14	27
除塵設備（水平コンベア）				
ベルト	時間計画	取替	(19)	(37)
ローラ・軸受	時間計画	取替	(22)	(42)

出典：「ダム用ゲート設備等点検・整備・更新マニュアル（案）」、「河川ポンプ設備点検・整備・更新マニュアル（案）」

3. ダム関連業務

【1）モデルダムの選定】

STEP 3：省エネ対策の効果・耐用年数の超過状況

(3) ダム電気通信施設（受電設備）の評価

- ダム電気通信施設の省エネ対策は受電設備が対象となるため、受電設備の耐用年数を指標として選定を行う。
- 受電設備の耐用年数は概ね20～30年程度であることから、設置後20年以上経過しているダムを選定する。

表3.10 電気通信施設（受電設備）の評価区分

評価区分	評価指標
○ (選定候補)	設置後20年以上経過
△	設置後10年以上20年未満
×	設置後10年未満

【参考】ダム電気通信施設の耐用年数

表3.11 電気通信施設の耐用年数の種類

評価区分	評価指標
設計寿命	最低限の寿命を示すものであり、特別な事情が無い限りこの寿命より短い期間で更新を迎えることはないと考えられる寿命
設置環境等を考慮した寿命	適切な点検、修繕等の維持管理を行うことにより稼働可能な寿命（平均的な値）
延命化後の期待寿命	部品交換やオーバーホール等の予防保全が可能な設備については、更なる延命化が期待できる寿命

表3.12 電気通信施設の耐用年数の一覧（一部抜粋）

No	設備名	設計寿命	設置環境等を考慮した寿命	延命化後期待寿命
1	受変電設備	20	30	34
2	発動発電設備	20	25	29
3	無停電電源設備	15	19	←
4	直流電源設備	15		
5	CCTV設備	11	13	16
6	テレメータ設備	13	16	←
7	放流警報設備	13		
8	レーダ雨(雪)量計システム	13	14	←
9	道路情報表示設備	15	19	22
10	河川情報表示設備	15		
11	非常警報設備	15		

出典：「電気通信施設維持管理計画指針（案）」（平成25年3月 国土交通省大臣官房技術調査課電気通信室）

3. ダム関連業務

【1）モデルダムの選定】

STEP 3：省エネ対策の効果・耐用年数の超過状況

(3) ダム電気通信施設（受電設備）の評価

- ダム電気通信施設の評価結果の一覧を右表に示す。
- 34ダムのうち、11ダムが選定候補となった。

表3.13 電気通信施設（受電設備）の評価区分

評価区分	評価指標
○ (選定候補)	設置後20年以上経過
△	設置後10年以上20年未満
×	設置後10年未満

表3.14 ダム電気通信施設の評価結果一覧

No.	ダム名	最大出力 (kW)	竣工	電気通信施設評価		
				設置年 受電設備	経過年	評価
1	○○ダム	3,545	2012	2012	9	×
6	△△ダム	557	1976	2013	8	×
7	□□ダム	487	2010	2010	11	△
8	Aダム	371	1980	2001	20	○
9	●●ダム	339	2003	2003	18	△
10	Bダム	339	1984	1997	24	○
11	▲▲ダム	335	2000	2000	21	○
12	■■ダム	328	1973	2009	12	△
13	◇◇ダム	318	1986	資料なし	資料なし	×
14	◆◆ダム	297	1971	2007	14	△
15	○○ダム	275	1980	2001	20	○
16	△△ダム	264	1990	2009	12	△
18	Cダム	245	2000	2000	21	○
19	□□ダム	243	2003	2003	18	△
20	●●ダム	237	1982	1981	40	○
21	▲▲ダム	227	2011	2011	10	×
22	■■ダム	216	1996	不明	不明	×
24	◇◇ダム	208	2006	2006	15	△
27	◆◆ダム	193	2005	2005	16	△
28	○○ダム	186	1988	1987	34	○
30	△△ダム	185	1995	不明	不明	×
34	□□ダム	172	1969	2007	14	△
41	●●ダム	158	1987	不明	不明	×
42	▲▲ダム	153	2009	2003	18	△
43	■■ダム	152	1985	1985	36	○
45	◇◇ダム	146	2001	1997	24	○
47	◆◆ダム	142	1965	不明	不明	×
50	○○ダム	135	2012	2012	9	×
52	△△ダム	128	2014	2014	7	×
53	□□ダム	128	1969	1999	22	○
54	●●ダム	119	1994	不明	不明	×
56	▲▲ダム	115	1971	2004	17	△
57	Dダム	114	2001	2001	20	○
59	■■ダム	112	1974	2011	10	×

3. ダム関連業務

【1）モデルダムの選定】

STEP 3：省エネ対策の効果・耐用年数の超過状況

（4）建築設備の評価

- 建築設備は（待機系の機械設備と異なり）、消費電力が多いと想定され、省エネ対策によりCO₂の削減が期待できる。
- 各ダムに管理所、駐車場や監査廊等の照明があるが、管理所が他ダムと比較して極端に小規模なダムは除外する。

（5）総合評価

- 前頁までの、「ダム機械設備の評価」、「ダム電気通信施設の評価」、「建築設備評価」の評価結果をとりまとめ、総合的に評価を実施し、モデルダムの候補を抽出する。
- 「ダム機械設備の評価」、「ダム電気通信施設の評価」、「建築設備の評価」の各評価がすべて○評価のダムをモデルダム候補とする。
- モデルダムは、下表に示すように最大出力ごとに大・中・小でグループ化し、大グループで最大出力と平均年間消費電力量が大きいもの2ダム、中・小グループで最大出力と平均年間消費電力量の大きいもの各1ダム、合計4ダムを候補とする。（表3.15,表3.16参照）
 - 最大出力によるグループで候補ダムを選定するのは、水力発電・省エネ対策の普及・導入のしやすさの違いにより、普及・導入に向けた課題が異なることが想定され、幅広い視点から課題を整理するためである。（図3.2参照）
 - 今後、第一候補の4ダムの資料収集・整理を実施し、設備の更新等の実施状況を確認してモデルダムを確定させる予定である。第一候補の4ダムの設備が更新されており、省エネ効果が期待できない場合は、各最大出力グループで次いで出力の大きな第二候補からモデルダムを選定する。

表3.15 建築設備の評価区分

評価区分	評価指標
○ (選定候補)	管理所が一般的な規模
×	管理所が小規模

表3.16 最大出力によるグループ化

発電規模区分	最大出力
大	250kW以上
中	150kW以上 250kW未満
小	150kW未満

3. ダム関連業務

【1）モデルダムの選定】

STEP 3：省エネ対策の効果・耐用年数の超過状況

(5) 総合評価

①【○評価】
機械設備の規模・数が大きいと想定され、かつ設置後30年以上経過しているダム

②【○評価】
受変電設備が設置後20年以上経過しているダム

③【○評価】
管理所の規模が極端に小さいダム

表3.17 モデルダム候補の抽出

No.	ダム名	最大出力 (kW)	最大出力規模	竣工	ダム型式	機械設備評価						概ねの経過年	評価	電気通信施設評価		建築設備評価	○の数		
						設備の有無・設置年								設置年	受電設備			経過年	評価
						洪水吐	取水	除塵機	曝気設備	昇降設備	その他								
1	○○ダム	3,545	大	2012	台形CSG	-	2012	-	-	-	2012	9	×	2012	9	×	○	1	
6	△△ダム	557	大	1976	重力式	1976	1976	-	-	-	2000	45	○	2013	8	×	○	2	
7	□□ダム	487	大	2010	重力式	-	2010	-	-	-	2010	11	×	2010	11	△	○	1	
8	Aダム	371	大	1980	重力式	1980,2011	不明	-	-	-	不明	41	○	2001	20	○	○	3	
9	●●ダム	339	大	2003	重力式	-	2003	-	-	-	2003	18	×	2003	18	△	○	1	
10	Bダム	339	大	1984	ロックフィル	1984	1984	1984	-	1984	1984	37	○	1997	24	○	○	3	
11	▲▲ダム	335	大	2000	ロックフィル	-	2000	-	-	-	2000	21	○	2000	21	○	○	3	
12	■■ダム	328	大	1973	重力式	1973	1973	-	-	-	1973	48	○	2009	12	△	○	2	
13	◇◇ダム	318	大	1986	ロックフィル	-	資料なし	資料なし	-	資料なし	35	○	資料なし	資料なし	×	○	2		
14	◆◆ダム	297	大	1971	重力式	1971,2009,2011	1971,1983,2011	-	-	-	1996	50	○	2007	14	△	○	2	
15	○○ダム	275	大	1980	重力式	1980	1980	-	-	1980	1980	41	○	2001	20	○	○	3	
16	△△ダム	264	大	1990	重力式	1990	1990	-	-	-	1990	31	○	2009	12	△	○	2	
18	Cダム	245	中	2000	重力式	-	2000	-	-	2000	2000	21	○	2000	21	○	○	3	
19	□□ダム	243	中	2003	ロックフィル	-	2003	-	-	-	2003	18	○	2003	18	△	○	2	
20	●●ダム	237	中	1982	重力式	-	1982	-	-	-	1982	39	○	1981	40	○	○	3	
21	▲▲ダム	227	中	2011	重力式	-	2011	-	-	-	2011	10	×	2011	10	×	○	1	
22	■■ダム	216	中	不明	重力式	-	不明	-	-	-	不明	-	×	不明	不明	×	○	1	
24	◇◇ダム	208	中	2006	重力式	-	2006	-	-	-	2006	15	×	2006	15	△	×	0	
27	◆◆ダム	193	中	2005	重力式	-	2005	-	-	-	2005	16	○	2005	16	△	○	2	
28	○○ダム	186	中	1988	重力式	-	1988	-	-	-	1988	33	○	1987	34	○	○	3	
30	△△ダム	185	中	不明	重力式	-	不明	-	-	-	不明	-	×	不明	不明	×	○	1	
34	□□ダム	177	中	1969	重力式	1969,2007	2007	-	-	-	2007	14	○	2007	14	△	○	2	
41	●●ダム	158	中	1987	重力式	1987	1987	-	-	-	1987	34	○	不明	不明	×	○	2	
42	▲▲ダム	153	中	2009	重力式	1986,1992	1976,1986,2006	-	-	-	1976	45	○	2003	18	△	○	2	
43	■■ダム	152	中	1985	重力式	-	1985	-	-	-	1985	36	○	1985	36	○	○	3	
45	◇◇ダム	146	小	2001	重力式	1996	1996	-	-	1996	1996	25	○	1997	24	○	○	3	
47	◆◆ダム	142	小	1965	重力式	1965,1997	1965,2000	-	-	-	2000	56	○	不明	不明	×	○	2	
50	○○ダム	135	小	2012	重力式	-	2012	-	-	-	2012	9	×	2012	9	×	○	1	
52	△△ダム	128	小	2014	重力式	2014	2014	-	-	-	2014	7	○	2014	7	×	○	2	
53	□□ダム	128	小	1969	重力式	1969,2012	1969,2012	-	-	-	1969	52	○	1999	22	○	○	3	
54	●●ダム	119	小	1994	重力式	-	1994	-	-	-	1994	27	×	不明	不明	×	○	1	
56	▲▲ダム	115	小	1971	重力式	2002	2002	-	-	2002	2006	19	○	2004	17	△	○	2	
57	Dダム	114	小	2001	重力式	2001	2001	-	-	2001	2001	20	○	2001	20	○	○	3	
59	■■ダム	112	小	1974	重力式	1975,2012	2011,2013	-	-	-	1975	46	○	2011	10	×	○	2	

①②③の評価がすべて
○評価のダムをハッチング

3. ダム関連業務

【1）モデルダムの選定】

STEP 3：省エネ対策の効果・耐用年数の超過状況

(5) 総合評価

消費電力量の整理

- 前頁で抽出した11ダムについて、年間の消費電力量（過去5年の平均）を整理する。
- 最大出力グループ「大」、「中」、「小」から、平均年間消費電力量の大きなダムを選定する。

■大グループ（2ダム）：Aダム、Bダム

■中グループ（1ダム）：Cダム

■小グループ（1ダム）：Dダム

①最大出力グループ「大」「中」「小」から、平均年間消費電力量の大きなダムを選定

■大グループ：Aダム、Bダム

■中グループ：Cダム

■小グループ：Dダム

表3.18 モデルダムの選定

No.	ダム名	最大出力規模	最大出力 (kW)	平均年間消費電力量 (kWh)	竣工	型式
8	Aダム	大	371	136,293	1980	重力式
10	Bダム		339	94,822	1984	ロックフィル
11	〇〇ダム		335	不明	2000	ロックフィル
15	△△ダム		275	87,540	1980	重力式
18	Cダム	中	245	96,119	2000	重力式
20	□□ダム		237	22,640	1982	重力式
28	●●ダム		186	74,186	1988	重力式
43	▲▲ダム		152	76,247	1985	重力式
45	■■ダム	小	146	109,559	2001	重力式
53	◇◇ダム		128	25,321	1969	重力式
57	Dダム		114	167,515	2001	重力式

表3.19 最大出力によるグループ化

発電規模区分	最大出力
大	250kW以上
中	150kW以上 250kW未満
小	150kW未満

3. ダム関連業務

【1）モデルダムの選定】

モデルダムの概要

表3.20 モデルダムの概要1/2



ダム名	Aダム	Bダム
写真	 <p>出典：a県ホームページより</p>	 <p>出典：b県ホームページより</p>
管理者	a県	b県
型式	重力式コンクリートダム	中央コア型ロックフィルダム
竣工	1980年	1984年
堤高／堤頂長	34.5m／156.0m	74.0m／420.0m
総貯水容量／有効貯水容量	14,750,000m ³ ／13,350,000m ³	92,000,000m ³ ／85,000,000m ³
流域面積	69.7m ²	20.07m ²
最大出力	371kW	339kW

3. ダム関連業務

【1）モデルダムの選定】

モデルダムの概要

表3.21 モデルダムの概要 2/2

ダム名	Cダム	Dダム
写真	 <p>出典：c県ホームページより</p>	 <p>出典：d県ホームページより</p>
管理者	c県	d県
型式	重力式コンクリートダム	重力式コンクリートダム
竣工	2000年	2001年
堤高／堤頂長	65.5m／240m	67.4m／308.0m
総貯水容量／有効貯水容量	6,810,000m ³ ／5,940,000m ³	4,400,000m ³ ／4,160,000m ³
流域面積	18.9m ²	6.8m ²
最大出力	245kW	114kW

3. ダム関連業務

【2】省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(1) 省エネ対策の整理

- ▶ ダム関連設備を対象に、省エネ効果（電力削減量及び温室効果が削減量）を試算する。
- ▶ 試算にあたり、省エネ対策メニュー、削減効果算出方法を整理する。

- ダム機械設備（ポンプ、ゲート、除塵機）の省エネ対策一覧を下表に示す。 ※収集するダム設備の情報により、試算不可の場合あり。

表3.22 省エネ対策一覧（機械設備）

No	種別	関連設備	省エネ対策	概要	適用・算出方法等
1	ダム 機械設備	ポンプ ・ゲート	高効率モータ の採用	<ul style="list-style-type: none"> ● 消費電力の損失が少なく、出力される駆動性能が高い高効率モータの採用により電力量料金を削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 現状の電動機は標準効率（IE1）型とし、トッランナー電動機（IE3）に更新するものとする。 ● 対象は出力が0.5kW以上375kW以下のもの。 ● 効率は（一社）日本電機工業会の資料を参照し、消費電力量の削減量は下式で算出。 $\text{出力 (kW)} \times \text{運転時間 (時間/年)} \times \left[\frac{100}{\text{標準効率モータの効率 (\%)}} - \frac{100}{\text{トッランナーモータの効率 (\%)}} \right]$
2		ポンプ	バルブ損失 の低減	<ul style="list-style-type: none"> ● バタフライ弁から損失の少ない仕切弁に変更し、電力量料金を削減。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 現状でバタフライ弁で流量調整を伴わない場合、仕切弁に変更する。 ⇒モデルダムに該当なし
3		ゲート	中塗り上塗り 兼用塗装の 採用	<ul style="list-style-type: none"> ● 中塗り・上塗り兼用塗料の採用により、塗装回数の低減、工期短縮を図る。 ※【参考】CO₂低減にはならないが、揮発性有機化合物（VOC）の低減が期待できる 	<ul style="list-style-type: none"> ● 現状の塗装仕様の発生VOC量を198g/m³、中塗り上塗り兼用塗装の発生VOC量を150g/m³とする（メーカーHPより）。 ● 1回塗替えあたりのVOC削減量を、塗装面積×発生VOC量差で算出。
4		ゲート	太陽光パネル を電源とした 開閉装置の 採用	<ul style="list-style-type: none"> ● ゲートの開閉装置を太陽光パネルを電源にした自動開閉装置にすることによる電力量料金の削除。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 出力0.4kW以下の開閉装置のゲートに適用する（メーカーHPより）。適用したゲートに必要な電力がゼロとなる。 ⇒Cダムのみ該当施設あり
5		除塵機	複数のレーキ を取付けた除 塵機の採用	<ul style="list-style-type: none"> ● 複数のレーキを取り付けることで、従来のシングル型と同等の処理能力の場合、運転速度を1/2に低減 	<ul style="list-style-type: none"> ● 電動機容量を1/3～1/4に低減可能（メーカーHPより）。 ⇒モデルダムに該当なし。

3. ダム関連業務

【2）省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

（1）省エネ対策の整理

- ダム電気通信施設（受電設備）及び建築設備（空調と照明設備）の省エネ対策一覧を下表に示す。

表3.23 省エネ対策一覧

No	種別	関連設備	省エネ対策	概要	適用・算出方法等
6	ダム 電気通信 施設	受電設備	力率の改善	● 力率改善用機器（進相コンデンサ）の設置による力率の改善。	● コンデンサ設置により、力率を5%改善と想定。 ⇒モデルダムに該当なし（当初から設置または改良により設置済）
7			高効率変圧器への更新	● 変圧器は稼働時に電気の損失が生じているが、より損失の少ないトッランナー変圧器等への更新により、損失を減らすことで消費電力量を削減。	● トッランナー変圧器2014へ更新することにより損失を減らし、 変圧器の効率を96%⇒98%に改善 すると想定する。 ● 消費電力量の削減量は、事務所の 年間消費電力量×2% とする
8	建築設備 他	空調	最適な運転制御方式の適用 設定温度を2℃変更	● 設備の運転状況を踏まえた、運転制御方式に変更することで使用電力量を削減。 ● 設置温度を2℃変更し、使用電力量を削減。	● 従来のOn-Off制御方式からインバータ制御方式に更新して、消費電力量を60%低減とする（メーカーHPより）。⇒モデルダムに該当なし ● 設定温度を2℃変更し、消費電力を11%低減。 空調出力×運転時間×0.11 で試算。
9		照明 (監査廊内)	LED照明の採用	● 一般電球やミニクリプトン電球の照明器具と比べて消費電力が約1/2～1/8程度のLED照明を採用する。	● 監査廊内の従来の蛍光灯をLED蛍光灯に更新して、消費電力を1/2とする。 ● 監査廊の照明の資料がない場合は、現状は5m間隔で0.2kWの蛍光灯が設置されているものとする。 ● 消費電力削減量は、 蛍光灯数×0.2kW×点灯時間×1/2 で試算。

- CO2排出量は、**CO2排出量 = エネルギー消費量（電力使用量） × CO2排出係数**で算出する。
- CO2排出係数は、環境省が公表している電気事業者別排出係数（R2年度版）を使用する。

3. ダム関連業務

【2）省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

（2）Aダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量



表3.24 主要設備一覧

設備名		ゲート型式	開閉装置型式	門数	設置年
洪水吐設備	クレストゲート	鋼製ラジアルゲート	ワイヤロープウインチ式	4	1980
	予備ゲート	多段式角落し(5段)	クレーンによる吊込み	1	1980
取水設備	表面取水ゲート	半円形ローラゲート	ワイヤロープウインチ式	1	1980
	予備ゲート	鋼製スライドゲート	クレーンによる吊込み	1	1980
放流設備	第1放流主バルブ	鋼製ホロージェットバルブ	電動スピンドル式	1	1980
	第1放流予備バルブ	鋼製スルースバルブ	電動スピンドル式	1	1980
	第2放流主バルブ	鋼製ホロージェットバルブ	電動スピンドル式	1	1980
	第2放流予備バルブ	鋼製スルースバルブ	電動スピンドル式	1	1980
	放水口ゲート	鋼製ローラゲート	ワイヤロープウインチ式	1	1980
排水設備		水中ポンプ	-	2	1980

3. ダム関連業務

【2】省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(2) Aダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量

表3.25 ■機械設備：高効率モータの採用

設備名		開閉装置型式	門数	設置年度	数量	出力 (kW)	更新前 力率 (%)	更新後 力率 (%)	使用時間 (hr/年)	更新前 消費電力 (kW)	更新後 消費電力 (kW)	使用 電力差 (kWh/年)	CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)
洪水吐設備	クレストゲート	ワイヤロープウインチ式1M1D	4	1980	4	5.5	84.7	89.6	10.5	6.5	6.1	15	0.000455	6.8
表面取水設備	表面取水ゲート	ワイヤロープウインチ式1M2D	1	1980	1	3.7	82.8	88.4	520	4.5	4.2	147	0.000455	67.0
利水放流 第1放流設備	主バルブ	電動スピンドル式	1	1980	1	3.7	82.8	88.4	220	4.5	4.2	62	0.000455	28.3
	予備バルブ	電動スピンドル式	1	1980	1	3.7	82.8	88.4	0.4	4.5	4.2	0	0.000455	0.0
利水放流 第2放流設備	主バルブ	電動スピンドル式	1	1980	1	3.7	82.8	88.4	220	4.5	4.2	62	0.000455	28.3
	予備バルブ	電動スピンドル式	1	1980	1	3.7	82.8	88.4	0.4	4.5	4.2	0	0.000455	0.0
放水ロゲート		ワイヤロープウインチ式1M2D	1	1980	1	1.5	77.2	85.3	0.3	1.9	1.8	0	0.000455	0.0
堤内排水設備		—	2	1980	2	0.75	72.1	82.5	200	1.0	0.9	52	0.000455	23.9
係船設備		電動ウインチ式	1	1980	1	15	88.7	92.1	0.2	16.9	16.3	0	0.000455	0.0
合計												340		154.5

表3.26 ■機械設備：中塗り上塗り兼用塗装の採用

設備名	設備形式 (ゲート形式)	開閉装置型式	門数	設置 年度	塗装面積						発生VOC量 (g/m3)				
					扉体			開閉装置			塗装面積 合計 (m2)	現行	改善後	削減量	
純径間 (m)	有効高 (m)	扉体面積 (m2)	標準塗装面積 (m2)	開閉荷重 (kN)	標準塗装面積 (m2)										
洪水吐設備	クレストゲート	ワイヤロープウインチ式	ワイヤロープウインチ式1M1D	4	1980	8.000	8.037	64.296	425.2	411.6	97.9	2092.3	414,274	313,844	100,430
	予備ゲート	多段式角落し(5段)	クレーンによる吊込み	1	1980	8.000	4.760	38.08	246.9	-	-	246.9	48,895	37,042	11,853
表面取水設備	表面取水ゲート	半円形ローラゲート	ワイヤロープウインチ式1M2D	1	1980	2.500	13.400	33.5	215.8	274.4	84.1	299.9	59,388	44,991	14,397
	予備ゲート	鋼製スライドゲート	クレーンによる吊込み	1	1980	1.540	1.540	2.3716	12.8	-	-	12.8	2,536	1,921	615
利水放流第 1放流設備	主バルブ	鋼製ホロージェットバルブ	電動スピンドル式	1	1980	1.100	1.100	1.21	6.5	-	0.0	6.5	1,294	980	314
	予備バルブ	鋼製スルースバルブ	電動スピンドル式	1	1980	1.100	1.100	1.21	6.5	-	0.0	6.5	1,294	980	314
利水放流第 2放流設備	主バルブ	鋼製ホロージェットバルブ	電動スピンドル式	1	1980	1.100	1.100	1.21	6.5	-	0.0	6.5	1,294	980	314
	予備バルブ	鋼製スルースバルブ	電動スピンドル式	1	1980	1.100	1.100	1.21	6.5	-	0.0	6.5	1,294	980	314
放水ロゲート		鋼製ローラゲート	ワイヤロープウインチ式1M2D	1	1980	3.500	3.500	12.25	71.3	119.56	68.7	140.0	27,711	20,993	6,718
合計												2,818	557,979	422,711	135,268

3. ダム関連業務

(2) 省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(2) Aダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量

表3.27 ■ 電気設備：高効率変圧器への更新

設備名	設置年度	数量	高効率変圧器への更新				消費電力量(kWh/年)			CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)
			変圧器 設置年度	JIS規格	効率改善		現行	更新後	削減量		
					現行	更新後					
受変電設備(高圧)	2002	1	2002	2014年以前	96%	98%	141,347	138,462	2,885	0.000455	1,313

表3.28 ■ 建築設備：空調の設定温度変更

設置場所	機器名	設置年度	出力(kW)	使用時間(hr/年)	消費電力量		消費電力 削減量 (kWh/年)	CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)
					従来	設定温度 2℃変更			
操作室	空調設備	2002	12.5	2,880	36,000	32,040	3,960	0.000455	1,802
事務所	空調設備	1987	6.0	2,880	17,280	15,379	1,901	0.000455	865
合計							5,861		2,667

表3.29 ■ 建築設備：LED照明の採用

設置場所	機器名	設置年度	数量	出力(kW)	使用時間(hr/年)	消費電力 削減量 (kWh/年)	CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)
監査廊	照明器具(蛍光灯)	2002	36	0.2	12	43	0.000455	20

3. ダム関連業務

【2）省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

（2）Aダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量

■まとめ

- ダム全体の消費電力量141,347kWh/年に対し、総削減量9,129kWh/年（約6.5%）と推計された。
- ダム全体のCO₂排出量64,313t-CO₂/年に対し、総削減量4,154t-CO₂/年（約6.5%）と推計された。
- 総削減量のうち、空調が約64.2%と最も大きく、次いで受電設備が約31.6%と推計された。
- ポンプ・ゲートは待機系の設備であり、削減量は小さい。

表3.30

種別	施設	省エネ対策	消費電力の削減量 (kWh/年)	CO ₂ の削減量 (kg-CO ₂ /年)	総削減量に対する割合	ダム全体の消費電力量 (kWh/年)	ダム全体のCO ₂ 排出量 (kg-CO ₂ /年)	ダム全体の消費電力量及びCO ₂ 排出量に対する削減量の割合
機械	ポンプ・ゲート	高効率モータ	340.0	154.7	3.7%	/	/	/
	ゲート	中塗り上塗り兼用塗装	【参考】VOC削減量： 135,268 (g/m ³)					
電気	受電設備	高効率変圧器	2,885.0	1,312.7	31.6%			
建築	空調	設定温度の変更	5,861.0	2,666.8	64.2%			
	照明（監査廊）	LED照明	43.0	19.6	0.5%			
合 計			9,129	4,154	100.0%	141,347	64,313	6.5%

3. ダム関連業務

【2】省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(3) Bダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量



表3.31 主要設備一覧

設備名		ゲート型式	開閉装置型式	門数	設置年
洪水吐設備	第1洪水吐主ゲート	鋼製ローラーゲート	電動スピンドル方式	1	1983
	第2洪水吐主ゲート	鋼製ローラーゲート	ワイヤーロープウインチ式	1	1981
	第1洪水吐予備ゲート	鋼製ローラーゲート	ワイヤーロープウインチ式	1	1981
取水設備	取水ゲート	鋼製ローラーゲート	ワイヤーロープウインチ式	1	1981
	平板重ねゲート	鋼製ローラーゲート	ワイヤーロープウインチ式	1	1981
	低水位取水ゲート	鋼製ローラーゲート	ワイヤーロープウインチ式	1	1983
	制水ゲート	鋼製ローラーゲート	ワイヤーロープウインチ式	1	1981
放流設備	非常時放流主バルブ	ホロージェットバルブ	電動スピンドル方式	1	1984
	非常時放流副バルブ	高圧スライドバルブ	電動スピンドル方式	1	1982
	利水放流主バルブ	ジェットフローゲート	電動スピンドル方式	1	1984
	利水放流副バルブ	高圧スライドバルブ	電動スピンドル方式	1	1984
	a放流主バルブ	ジェットフローゲート	電動スピンドル方式	1	1984
	a放流副バルブ	高圧スライドバルブ	電動スピンドル方式	1	1984
排水設備		水中ポンプ	-	1	2006

3. ダム関連業務

【2）省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(3) Bダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量

表3.32 ■機械設備：高効率モータの採用

設置名	開閉装置型式	門数	設置年度	数量	出力(kW)	更新前力率(%)	更新後力率(%)	使用時間(hr/年)	更新前消費電力(kW)	更新後消費電力(kW)	使用電力差(kWh/年)	CO2排出係数(t-CO2/kWh)	CO2削減量(kg-CO2/年)	
洪水吐設備	第1洪水吐主ゲート	電動スピンドル式	1	1983	1	5.5	84.7	89.6	0.8	6.5	6.1	0	0.000528	0.2
	第1洪水吐予備ゲート	電動ワイヤーロープ式1M2D	1	1981	1	5.5	84.7	89.6	2.6	6.5	6.1	1	0.000528	0.5
	第2洪水吐ゲート	電動ワイヤーロープ式1M2D	1	1981	1	5.5	84.7	89.6	1.4	6.5	6.1	1	0.000528	0.3
	充水バルブ	電動仕切弁	1	1984	1	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-
取水設備	取水ゲート	電動ワイヤーロープ式1M2D	2	1981	2	5.5	84.7	89.6	731.6	6.5	6.1	520	0.000528	274.4
	平板重ねゲート	電動ワイヤーロープ式1M2D	1	1981	1	3.7	82.8	88.4	460.0	4.5	4.2	130	0.000528	68.8
	低水位取水ゲート	電動ワイヤーロープ式1M2D	1	1983	1	3.7	82.8	88.4	4.8	4.5	4.2	1	0.000528	0.7
	制水ゲート	電動ワイヤーロープ式1M2D	1	1981	1	5.5	84.7	89.6	6.0	6.5	6.1	2	0.000528	1.1
放流設備	利水放流主バルブ	電動スピンドル式	1	1984	1	0.75	72.1	82.5	5.8	1.0	0.9	1	0.000528	0.4
	利水放流副バルブ	電動スピンドル式	1	1982	1	3.7	82.8	88.4	0.2	4.5	4.2	0	0.000528	0.0
	非常時放流主バルブ	電動スピンドル式	1	1984	1	7.5	86.0	90.4	0.2	8.7	8.3	0	0.000528	0.0
	非常時放流副バルブ	電動スピンドル式	1	1984	1	7.5	86.0	90.4	0.5	8.7	8.3	0	0.000528	0.1
	a放流主バルブ	電動スピンドル式	1	1984	1	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-
	a放流副バルブ	電動スピンドル式	1	1984	1	1.5	77.2	85.3	0.1	1.9	1.8	0	0.000528	0.0
漏水排水設備	排水ポンプ	水中ポンプ	2	2006	2	3.7	82.8	88.4	200	4.5	4.2	113	0.000528	59.8
	ハンドホール(HH-14)排水ポンプ	フロート式水中汚水ポンプ	1	2007	1	0.15	-	-	-	-	-	-	-	-
合計											770	406.6		

表3.33 ■機械設備：中塗り上塗り兼用塗装の採用

設備名	設備形式(ゲート形式)	開閉装置型式	門数	設置年度	塗装面積						発生VOC量(g/m3)				
					扉体			開閉装置		塗装面積合計(m2)	現行	改善後	削減量		
					総径間(m)	有効高(m)	扉体面積(m2)	標準塗装面積(m2)	開閉荷重(kN)					標準塗装面積(m2)	
洪水吐設備	第1洪水吐主ゲート	鋼製ローラーゲート	電動スピンドル式	1	1983	2.800	2.950	8.26	44.6	-	-	44.6	8,832	6,691	2,141
	第1洪水吐予備ゲート	鋼製ローラーゲート	電動ワイヤーロープ式1M2D	1	1981	4.200	4.154	17.45	106.6	174.5	74.1	180.8	35,795	27,118	8,678
	第2洪水吐ゲート	鋼製ローラーゲート	電動ワイヤーロープ式1M2D	1	1981	5.100	5.840	29.78	190.5	238.3	80.5	271.1	53,670	40,659	13,011
取水設備	取水ゲート	鋼製ローラーゲート	電動ワイヤーロープ式1M2D	2	1981	2.700	1.130	3.05	16.5	30.5	59.8	152.5	30,186	22,868	7,318
	平板重ねゲート	鋼製平盤ローラーゲート2段式	電動ワイヤーロープ式1M2D	1	1981	2.580	9.400	24.25	152.9	194.0	76.1	229.0	45,345	34,352	10,993
	低水位取水ゲート	鋼製ローラーゲート	電動ワイヤーロープ式1M2D	1	1983	1.600	4.300	6.88	37.2	68.8	63.6	100.7	19,945	15,110	4,835
	制水ゲート	鋼製ローラーゲート	電動ワイヤーロープ式1M2D	1	1981	1.600	2.039	3.26	17.6	32.6	60.0	77.6	15,361	11,637	3,724
放流設備	利水放流主バルブ	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	1984	0.350	0.350	0.12	0.7	-	-	0.7	131	99	32
	利水放流副バルブ	高圧スライドゲート	電動スピンドル式	1	1982	0.500	0.500	0.25	1.4	-	-	1.4	267	203	65
	非常時放流主バルブ	ホーレットバルブ	電動スピンドル式	1	1984	0.850	0.850	0.72	3.9	-	-	3.9	772	585	187
	非常時放流副バルブ	高圧スライドゲート	電動スピンドル式	1	1984	1.000	1.000	1.00	5.4	-	-	5.4	1,069	810	259
	a放流主バルブ	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	1984	0.300	0.300	0.09	0.5	-	-	0.5	96	73	23
	a放流副バルブ	高圧スライドゲート	電動スピンドル式	1	1984	0.300	0.300	0.09	0.5	-	-	0.5	96	73	23
合計											1,069	211,565	160,277	51,289	

3. ダム関連業務

【2】省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(3) Bダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量

表3.34 ■電気設備：高効率変圧器への更新

設備名	設置年度	数量	高効率変圧器への更新				消費電力量(kWh/年)			CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)
			変圧器 設置年度	JIS規格	効率改善		現行	更新後	削減量		
					現行	更新後					
受変電設備(高圧)	1997	1	1997	2014年以前	96%	98%	103,730	101,613	2,117	0.000528	1,118

表3.35 ■建築設備：空調の設定温度変更

設置場所	機器名	設置年度	出力(kW)	使用時間(hr/年)	消費電力量		消費電力 削減量 (kWh/年)	CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)
					従来	設定温度 2°C変更			
管理事務所	空調設備		11.0	2,880	31,680	28,195	3,485	0.000528	1,840
管理事務所	空調設備		7.0	2,880	20,160	17,942	2,218	0.000528	1,171
合計							5,702		3,011

表3.36 ■建築設備：LED照明の採用

設置場所	機器名	設置年度	数量	出力(kW)	使用時間(hr/年)	消費電力 削減量 (kWh/年)	CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)
監査廊他	照明器具(蛍光灯)	1983	286	0.2	36	1,030	0.000528	544

3. ダム関連業務

(2) 省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(3) Bダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量

■まとめ

- ダム全体の消費電力量103,730kWh/年に対し、総削減量9,619kWh/年（約9.3%）と推計された。
- ダム全体のCO₂排出量54,769t-CO₂/年に対し、総削減量5,079t-CO₂/年（約9.3%）と推計された。
- 総削減量のうち、空調が約59.3%と最も大きく、次いで受電設備が約22.0%と推計された。
- ポンプ・ゲートは待機系の設備であり、削減量は小さい。

表3.37

種別	施設	省エネ対策	消費電力の削減量 (kWh/年)	CO ₂ の削減量 (kg-CO ₂ /年)	総削減量に対する割合	ダム全体の消費電力量 (kWh/年)	ダム全体のCO ₂ 排出量 (kg-CO ₂ /年)	ダム全体の消費電力量及びCO ₂ 排出量に対する削減量の割合
機械	ポンプ・ゲート	高効率モータ	770.0	406.6	8.0%	/	/	/
	ゲート	中塗り上塗り兼用塗装	【参考】VOC削減量： 51,289 (g/m ³)					
電気	受電設備	高効率変圧器	2,116.9	1,117.7	22.0%			
建築	空調	設定温度の変更	5,702.4	3,010.9	59.3%			
	照明（監査廊）	LED照明	1,030.0	543.8	10.7%			
合 計			9,619	5,079	100.0%	103,730	54,769	9.3%

3. ダム関連業務

【2】省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(4) Cダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量



表3.38 主要設備一覧

出典：C市ホームページより

設備名		ゲート型式	開閉装置型式	門数	設置年	設備名		ゲート型式	開閉装置型式	門数	設置年
取水設備	表面取水ゲート	ローラゲート	ワイヤロープウインチ式	1	2000	放流設備	c市水道 副バルブ	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	2000
	下部取水ゲート	ローラゲート	ワイヤロープウインチ式	1	2000		c市水道 分水工	スライドゲート	手動スピンドル式	1	2000
	制水ゲート	ローラゲート	ワイヤロープウインチ式	1	2000		d水道 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	2000
	取水バルブ (No.4)	バタフライバルブ	電動スピンドル式	1	2000		d水道 副バルブ	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	2000
	取水バルブ (No.6)	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	2000		d水道 分水工	スライドゲート	手動スピンドル式	1	2000
放流設備	a水路 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	2000		河川維持用水路 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	2000
	a水路 副バルブ	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	2000		河川維持用水路 副バルブ	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	1998
	a水路 分水工	スライドゲート	手動スピンドル式	1	2000		河川維持用水路 分水工	スライドゲート	手動スピンドル式	1	1998
	b市水道 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	2000		水位低下用 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	1998
	b市水道 副バルブ	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	2000		水位低下用 副バルブ	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	1998
	b市水道 分水工	スライドゲート	手動スピンドル式	1	2000		堆砂ゲート	スライドゲート	電動スピンドル式	1	1998
	c市水道 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	2000	管理用昇降設備 (モノレール)	駆動装置	-	1	1999	

3. ダム関連業務

【2】省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(4) Cダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量

表3.39 ■ 機械設備：高効率モータの採用

設備名	開閉装置型式	門数	設置年度	数量	出力 (kW)	更新前力率 (%)	更新後力率 (%)	使用時間 (hr/年)	更新前消費電力 (kW)	更新後消費電力 (kW)	使用電力差 (kWh/年)	CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)		
利水用取水設備	表面取水ゲート	ワイヤロープウインチ式	1	2000	1	0.75	78.0	85.5	4.8	1.0	0.9	0.4	0.000347	0.1	
	下部取水ゲート	ワイヤロープウインチ式	1	2000	1	0.75	78.0	85.5	6.3	1.0	0.9	0.5	0.000347	0.2	
	制水ゲート	ワイヤロープウインチ式	1	2000	1	1.5	81.5	86.5	0.0	1.8	1.7	0.0	0.000347	0.0	
合計													0.9		0.3

表3.40 ■ 機械設備：中塗り上塗り兼用塗装の採用

設備名	設備形式 (ゲート形式)	開閉装置型式	門数	設置年度	塗装面積								発生VOC量 (g/m3)			
					扉体			開閉装置			塗装面積合計 (m2)	現行	改善後	削減量		
					純径間 (m)	有効高 (m)	扉体面積 (m2)	標準塗装面積 (m2)	開閉荷重 (kN)	標準塗装面積 (m2)						
利水用取水設備	表面取水ゲート	ローラゲート	ワイヤロープウインチ式	1	2000	1.500	8.000	12.00	69.6	120.0	68.7	138.3	27,383	20,745	6,638	
	下部取水ゲート	ローラゲート	ワイヤロープウインチ式	1	2000	1.140	1.260	1.44	7.8	14.4	58.1	65.9	13,047	9,884	3,163	
	制水ゲート	ローラゲート	ワイヤロープウインチ式	1	2000	1.250	1.250	1.56	8.4	15.6	58.3	66.7	13,207	10,005	3,202	
利水用放流設備 (放流設備室)	a水路 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	2000	0.150	0.150	0.02	0.1	-	-	0.1	24	18	6	
	a水路 副バルブ	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	2000	0.150	0.150	0.02	0.1	-	-	0.1	24	18	6	
	a水路 分土工	スライドゲート	手動スピンドル式	1	2000	0.900	0.800	0.72	3.9	-	-	3.9	770	583	187	
	b市水道 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	2000	0.150	0.150	0.02	0.1	-	-	0.1	24	18	6	
	b市水道 副バルブ	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	2000	0.150	0.150	0.02	0.1	-	-	0.1	24	18	6	
	b市水道 分土工	スライドゲート	手動スピンドル式	1	2000	0.900	0.800	0.72	3.9	-	-	3.9	770	583	187	
	c市水道 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	2000	0.150	0.150	0.02	0.1	-	-	0.1	24	18	6	
	c市水道 副バルブ	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	2000	0.150	0.150	0.02	0.1	-	-	0.1	24	18	6	
	c市水道 分土工	スライドゲート	手動スピンドル式	1	2000	0.900	0.800	0.72	3.9	-	-	3.9	770	583	187	
	d水道 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	2000	0.200	0.200	0.04	0.2	-	-	0.2	43	32	10	
	d水道 副バルブ	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	2000	0.200	0.200	0.04	0.2	-	-	0.2	43	32	10	
	d水道 分土工	スライドゲート	手動スピンドル式	1	2000	0.900	0.800	0.72	3.9	-	-	3.9	770	583	187	
	河川維持用水路 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	2000	0.300	0.300	0.09	0.5	-	-	0.5	96	73	23	
	河川維持用水路 副バルブ	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	2000	0.300	0.300	0.09	0.5	-	-	0.5	96	73	23	
	河川維持用水路 分土工	スライドゲート	手動スピンドル式	1	2000	0.800	0.800	0.64	3.5	-	-	3.5	684	518	166	
水位低下用取水設備 (堤内放流設備室)	取水バルブ (No.4)	バタフライバルブ	電動スピンドル式	1	1998	0.600	0.600	0.36	1.9	-	-	1.9	385	292	93	
	取水バルブ (No.6)	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	1998	0.500	0.500	0.25	1.4	-	-	1.4	267	203	65	
水位低下用放流設備 (放流設備室)	水位低下用 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	1998	0.600	0.600	0.36	1.9	-	-	1.9	385	292	93	
	水位低下用 副バルブ	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	1998	0.600	0.600	0.36	1.9	-	-	1.9	385	292	93	
	堆砂ゲート	スライドゲート	電動スピンドル式	1	1998	1.000	1.000	1.00	5.4	-	-	5.4	1,069	810	259	
合計													305	60,314	45,692	14,622

3. ダム関連業務

【2】省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(4) Cダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量

表3.41 ■機械設備：太陽光パネルの採用

設備名		設備形式 (ゲート形式)	開閉装置型式	門数	設置 年度	出力 (kW)	力率	消費電力 (kW)	開閉速度 (m/min)	使用時間 (hr/年)	消費電力 削減量 (kWh/年)	CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)
利水用放流設備 (放流設備室)	a水路 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	2000	0.4	0.77	0.52	0.030	1	0.3	0.000347	0.1
	b市水道 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	2000	0.4	0.77	0.52	0.030	1	0.5	0.000347	0.2
	c市水道 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	2000	0.4	0.77	0.52	0.030	1	0.4	0.000347	0.2
	d水道 主ゲート	ジェットフローゲート	電動スピンドル式	1	2000	0.4	0.77	0.52	0.030	1	0.3	0.000347	0.1
合計											1.65		0.6

表3.42 ■電気設備：高効率変圧器への更新

設備名	設置 年度	数量	高効率変圧器への更新				消費電力量(kWh/年)			CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)
			変圧器 設置年度	JIS規格	効率改善		現行	更新後	削減量		
					現行	更新後					
受変電設備(高压)	1999	1	1999	2014年以前	96%	98%	95,035	93,096	1,939	0.000347	673

表3.43 ■建築設備：空調の設定温度変更

設置場所	機器名	設置 年度	出力 (kW)	使用時間 (hr/年)	消費電力量		消費電力 削減量 (kWh/年)	CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)
					従来	設定温度 2°C変更			
操作盤室	空調設備	不明	17.0	2,880	48,960	43,574	5,386	0.000347	1,869

表3.44 ■建築設備：LED照明の採用

設置場所	機器名	設置 年度	数量	出力 (kW)	使用時間 (hr/年)	消費電力 削減量 (kWh/年)	CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)
監査廊	照明器具(蛍光灯)	1999	85	0.2	12	102	0.000347	35

3. ダム関連業務

【2】省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(4) Cダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量

■まとめ

- ダム全体の消費電力量95,035kWh/年に対し、総削減量7,430kWh/年（約7.8%）と推計された。
- ダム全体のCO₂排出量32,977t-CO₂/年に対し、総削減量2,578t-CO₂/年（約7.8%）と推計された。
- 総削減量のうち、空調が約72.5%と最も大きく、次いで受電設備が約26.1%と推計された。
- ポンプ・ゲートは待機系の設備であり、削減量は小さい。

表3.45

種別	施設	省エネ対策	消費電力の削減量 (kWh/年)	CO ₂ の削減量 (kg-CO ₂ /年)	総削減量に対する割合	ダム全体の消費電力量 (kWh/年)	ダム全体のCO ₂ 排出量 (kg-CO ₂ /年)	ダム全体の消費電力量及びCO ₂ 排出量に対する削減量の割合
機械	ポンプ・ゲート	高効率モータ	0.9	0.3	0.0%	/	/	/
	ゲート	中塗り上塗り兼用塗装	【参考】 VOC削減量 : 14,622 (g/m ³)					
	ポンプ・ゲート	太陽光パネル	1.7	0.6	0.0%			
電気	受電設備	高効率変圧器	1,939.5	673.0	26.1%			
建築	空調	設定温度の変更	5,385.6	1,868.8	72.5%			
	照明（監査廊）	LED照明	102.0	35.4	1.4%			
合 計			7,430	2,578	100.0%	95,035	32,977	7.8%

3. ダム関連業務

【2】省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(5) Dダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量

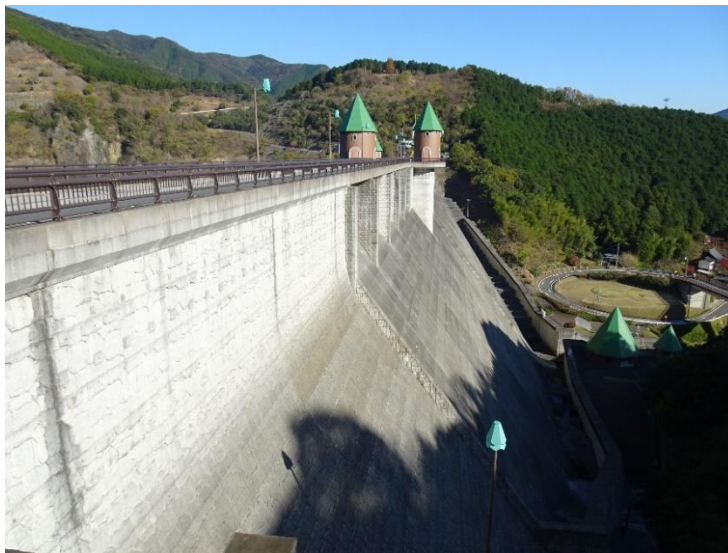


表3.46 主要設備一覧

設備名		ゲート型式	開閉装置型式	門数	設置年
取水設備	取水ゲート	円形式多段ゲート	ワイヤロープウインチ式	1	1999
	低部取水口ゲート	φ800	手動スピンドル式	1	1999
放流設備	常用放流設備（主ゲート）	ジェットフローゲート	電動・手動スピンドル式	1	1999
	常用放流設備（副ゲート）	スルースバルブ	電動・手動スピンドル式	1	1999
	非常用放流設備（主ゲート）	ジェットフローゲート	電動・手動スピンドル式	1	1999
	非常用放流設備（副ゲート）	高圧スライドゲート	電動・手動スピンドル式	1	1999
	農業用水用設備（主バルブ）	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	1999
	農業用水用設備（副バルブ）	スルースバルブ	手動スピンドル式	1	1999
	既得用水用設備（主バルブ）	スルースバルブ	電動スピンドル式	1	1999
	既得用水用設備（副バルブ）	スルースバルブ	手動スピンドル式	1	1999
排水設備	水中ポンプ		-	1	2009
	水中ポンプ		-	1	1999
曝気設備	循環型		-	3	2002

3. ダム関連業務

【2】省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(5) Dダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量

表3.47 ■ 機械設備：高効率モータの採用

設備名		開閉装置型式	門数	設置年度	数量	出力 (kW)	更新前 力率 (%)	更新後 力率 (%)	使用時間 (hr/年)	更新前 消費電力 (kW)	更新後 消費電力 (kW)	使用 電力差 (kWh/年)	CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)
取水設備	取水ゲート	電動ワイヤロープウインチ式	1	1999	1	3.7	85.0	89.5	0	4.4	4.1	0	0.000347	0
放流設備	常用放流設備(主ゲート)	電動・手動スピンドル式	1	1999	1	3.7	85.0	89.5	0	4.4	4.1	0	0.000347	0
	常用放流設備(副ゲート)	電動・手動スピンドル式	1	1999	1	3.7	85.0	89.5	0	4.4	4.1	0	0.000347	0
	非常用放流設備(主ゲート)	電動・手動スピンドル式	1	1999	1	3.7	85.0	89.5	6.6	4.4	4.1	1	0.000347	1
	非常用放流設備(副ゲート)	電動・手動スピンドル式	1	1999	1	3.7	85.0	89.5	0.2	4.4	4.1	0	0.000347	0
	農業用水用設備(主バルブ)	電動スピンドル式	1	1999	1	3.7	85.0	89.5	0	4.4	4.1	0	0.000347	0
	既得用水用設備(主バルブ)	電動スピンドル式	1	1999	1	3.7	85.0	89.5	0	4.4	4.1	0	0.000347	0
係船設備		電動ウインチ式	1	1999	1	7.5	87.5	91.7	20.8	8.6	8.2	8	0.000347	3
循環流制御装置		—	3	2002	3	11	88.5	92.4	3,600	12.4	11.9	1,889	0.000347	655
監査廊内 排水設備		—	1	1999	1	2.2	83.0	89.5	108	2.7	2.5	21	0.000347	7
エレベータ		—	1	1999	1	9.5	88.5	92.4	1.2	10.7	10.3	1	0.000347	0
合計												1,920		666

表3.48 ■ 機械設備：中塗り上塗り兼用塗装の採用

設備名	設備形式 (ゲート形式)	開閉装置型式	門数	設置 年度	塗装面積							発生VOC量(g/m3)		
					扉体				開閉装置		塗装面積 合計 (m2)	現行	改善後	削減量
					純径間 (m)	有効高 (m)	扉体面積 (m2)	標準塗装面積 (m2)	開閉荷重 (kN)	標準塗装面積 (m2)				
取水設備	取水ゲート	電動ワイヤロープウインチ式	1	1999	0.6~1.6	28.800	99.53	664.8	597.2	116.4	781.2	154,676	117,178	37,497
	低部取水ロゲート	φ 800 手動スピンドル式	1	1999	0.800	0.800	0.64	3.5	-	-	3.5	684	518	166
放流設備	常用放流設備(主ゲート)	φ 350ジェットフローゲート 電動・手動スピンドル式	1	1999	0.350	0.350	0.12	0.7	-	-	0.7	131	99	32
	常用放流設備(副ゲート)	φ 350スルースバルブ 電動・手動スピンドル式	1	1999	0.350	0.350	0.12	0.7	-	-	0.7	131	99	32
	非常用放流設備(主ゲート)	φ 550ジェットフローゲート 電動・手動スピンドル式	1	1999	0.550	0.550	0.30	1.6	-	-	1.6	323	245	78
	非常用放流設備(副ゲート)	φ 650高圧スライドゲート 電動・手動スピンドル式	1	1999	0.650	0.650	0.42	2.3	-	-	2.3	452	342	110
	農業用水用設備(主バルブ)	φ 100スルースバルブ 電動スピンドル式	1	1999	0.100	0.100	0.01	0.1	-	-	0.1	11	8	3
	農業用水用設備(副バルブ)	φ 100スルースバルブ 手動スピンドル式	1	1999	0.100	0.100	0.01	0.1	-	-	0.1	11	8	3
	既得用水用設備(主バルブ)	φ 250スルースバルブ 電動スピンドル式	1	1999	0.250	0.250	0.06	0.3	-	-	0.3	67	51	16
	既得用水用設備(副バルブ)	φ 250スルースバルブ 手動スピンドル式	1	1999	0.250	0.250	0.06	0.3	-	-	0.3	67	51	16
合計											791	156,552	118,600	37,952

3. ダム関連業務

(2) 省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(5) Dダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量

表3.49 ■ 電気設備：高効率変圧器への更新

設備名	設置年度	数量	高効率変圧器への更新				消費電力量(kWh/年)			CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)
			変圧器 設置年度	JIS規格	効率改善		現行	更新後	削減量		
					現行	更新後					
受変電設備(高圧)	1999	1	1999	2014年以前	96%	98%	164,945	161,579	3,366	0.000347	1,168

表3.50 ■ 建築設備：空調の設定温度変更

設置場所	機器名	設置年度	出力 (kW)	使用時間 (hr/年)	消費電力量		消費電力 削減量 (kWh/年)	CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)
					従来	設定温度 2°C変更			
操作盤室	空調設備	不明	17.0	2,880	48,960	43,574	5,386	0.000347	1,869

表3.51 ■ 建築設備：LED照明の採用

設置場所	機器名	設置年度	数量	出力 (kW)	使用時間 (hr/年)	消費電力 削減量 (kWh/年)	CO2 排出係数 (t-CO2/kWh)	CO2 削減量 (kg-CO2/年)
監査廊	照明器具(蛍光灯)	2002	69	0.2	12	83	0.000347	29

3. ダム関連業務

【2】省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(5) Dダムの電力削減量及び温室効果ガス削減量

■まとめ

- ダム全体の消費電力量164,945kWh/年に対し、総削減量10,755kWh/年（約6.5%）と推計された。
- ダム全体のCO₂排出量57,236t-CO₂/年に対し、総削減量3,732t-CO₂/年（約6.5%）と推計された。
- 総削減量のうち、空調が約50.1%と最も大きく、次いで受電設備が約31.3%と推計された。
- また、ポンプ・ゲートは待機系の設備であるが、曝気設備は出水期に常時稼働しているため、約17.9%と推計された。

表3.52

種別	施設	省エネ対策	消費電力の削減量 (kWh/年)	CO ₂ の削減量 (kg-CO ₂ /年)	総削減量に対する割合	ダム全体の消費電力量 (kWh/年)	ダム全体のCO ₂ 排出量 (kg-CO ₂ /年)	ダム全体の消費電力量及びCO ₂ 排出量に対する削減量の割合
機械	ポンプ・ゲート・曝気設備	高効率モータ	1,920.0	666.2	17.9%	/	/	/
	ゲート	中塗り上塗り兼用塗装	【参考】VOC削減量： 37,952 (g/m ³)					
電気	受電設備	高効率変圧器	3,366.2	1,168.1	31.3%			
建築	空調	設定温度の変更	5,385.6	1,868.8	50.1%			
	照明（監査廊）	LED照明	83.0	28.8	0.8%			
合計			10,755	3,732	100.0%	164,945	57,236	6.5%

3. ダム関連業務

【2）省エネルギー化による電力削減量および温室効果ガス削減量の検証】

(6) 総まとめ

- 常用系の設備である受電設備、空調の消費電力量及びCO₂の削減量が大きくなっている。
- 機械設備（ゲート・ポンプ）は待機設備であり、削減量は小さくなっている。ただしDダムの曝気設備は常用系設備で運転時間が長いため、削減量が大きくなっている。
- 各ダム共通として、受電設備、空調の削減は期待でき、さらに常用系の機械設備を保有するダムは最も削減が期待できると推察される。

表3.53

ダム名	種別	施設	省エネ対策	消費電力の削減量 (kWh/年)	CO ₂ の削減量 (kg-CO ₂ /年)	総削減量に対する割合	ダム全体の消費電力量 (kWh/年)	ダム全体のCO ₂ 排出量 (kg-CO ₂ /年)	ダム全体の消費電力量及びCO ₂ 排出量に対する削減量の割合
Aダム	機械	ポンプ・ゲート	高効率モータ	340.0	154.7	3.7%	/	/	/
		ゲート	中塗り上塗り兼用塗装	【参考】VOC削減量：135,268 (g/m ³)					
	電気	受電設備	高効率変圧器	2,885.0	1,312.7	31.6%			
		空調	設定温度の変更	5,861.0	2,666.8	64.2%			
	建築	照明（監査廊）	LED照明	43.0	19.6	0.5%			
		合計			9,129	4,154			
Bダム	機械	ポンプ・ゲート	高効率モータ	770.0	406.6	8.0%	/	/	/
		ゲート	中塗り上塗り兼用塗装	【参考】VOC削減量：51,289 (g/m ³)					
	電気	受電設備	高効率変圧器	2,116.9	1,117.7	22.0%			
		空調	設定温度の変更	5,702.4	3,010.9	59.3%			
	建築	照明（監査廊）	LED照明	1,030.0	543.8	10.7%			
		合計			9,619	5,079			
Cダム	機械	ポンプ・ゲート	高効率モータ	0.9	0.3	0.0%	/	/	/
		ゲート	中塗り上塗り兼用塗装	【参考】VOC削減量：14,622 (g/m ³)					
		ポンプ・ゲート	太陽光パネル	1.7	0.6	0.0%			
	電気	受電設備	高効率変圧器	1,939.5	673.0	26.1%			
		空調	設定温度の変更	5,385.6	1,868.8	72.5%			
	建築	照明（監査廊）	LED照明	102.0	35.4	1.4%			
合計			7,430	2,578	100.0%	95,035	32,977	7.8%	
Dダム	機械	ポンプ・ゲート・曝気設備	高効率モータ	1,920.0	666.2	17.9%	/	/	/
		ゲート	中塗り上塗り兼用塗装	【参考】VOC削減量：37,952 (g/m ³)					
	電気	受電設備	高効率変圧器	3,366.2	1,168.1	31.3%			
		空調	設定温度の変更	5,385.6	1,868.8	50.1%			
	建築	照明（監査廊）	LED照明	83.0	28.8	0.8%			
		合計			10,755	3,732			

3. ダム関連業務

【3）水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証】

【検討/調査内容】

選定されたダムの発電電力量は、ダム運用実績をもとに、5ケース程度の使用水量を設定し、10ヶ年のシミュレーションを実施する。

概算工事費は、「中小水力発電計画導入の手引き」に準じた積算方法に準じて簡易に算出し、発電原価法により、発電単価が最も安価となる最適発電規模の年間発電電力量を算出する。

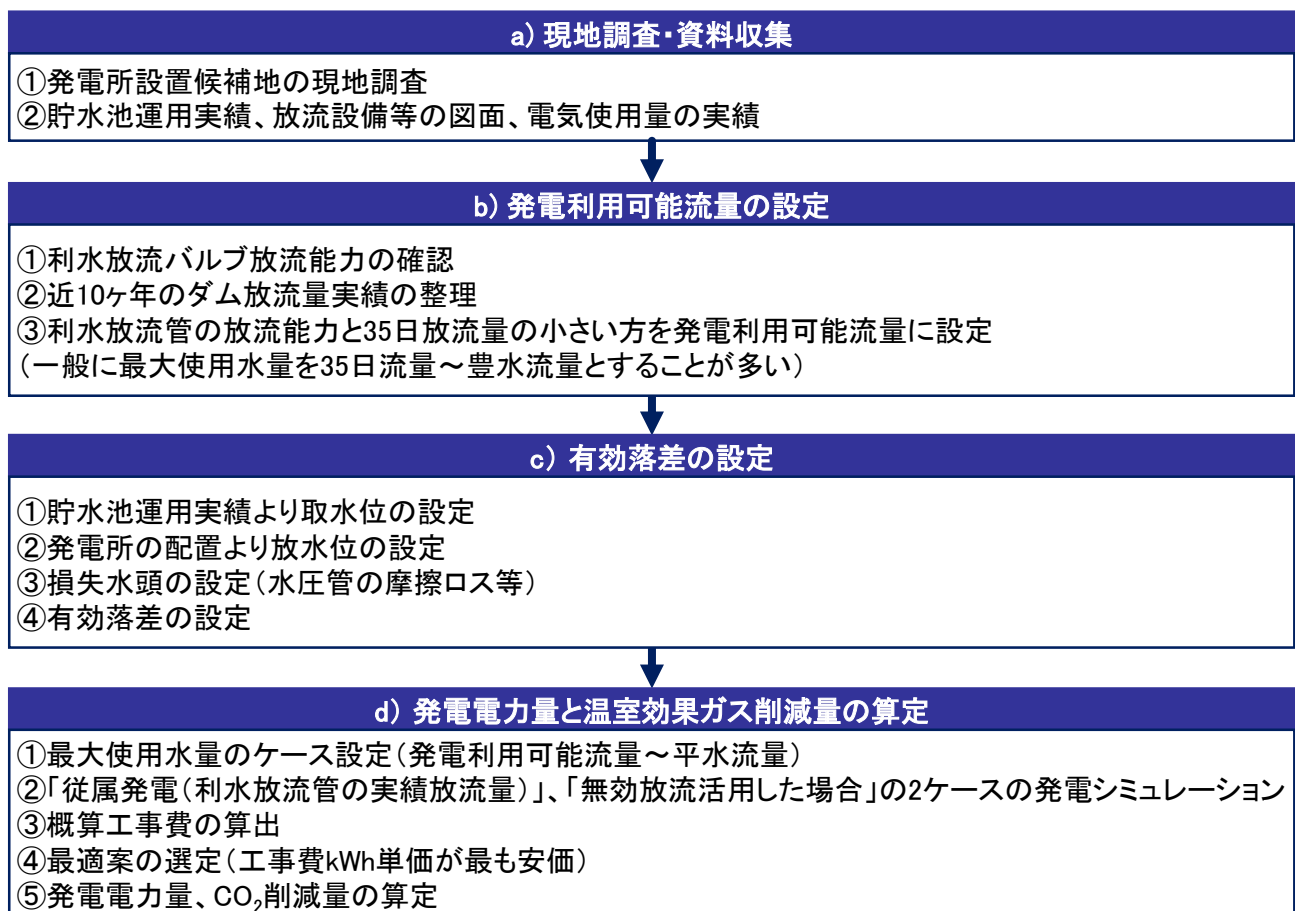


図3.2 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量検討フロー

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証

(1) Aダム

a) 基本諸元

目的	F,N,W,I
流域面積	69.7km ²
形式	重力式
堤高	34.5m
堤長	156.0m
竣工年	1980年

利水放流バルブ室



利水放流バルブ室



利水用放流主ゲートφ1100

利水用放流副ゲートφ1100

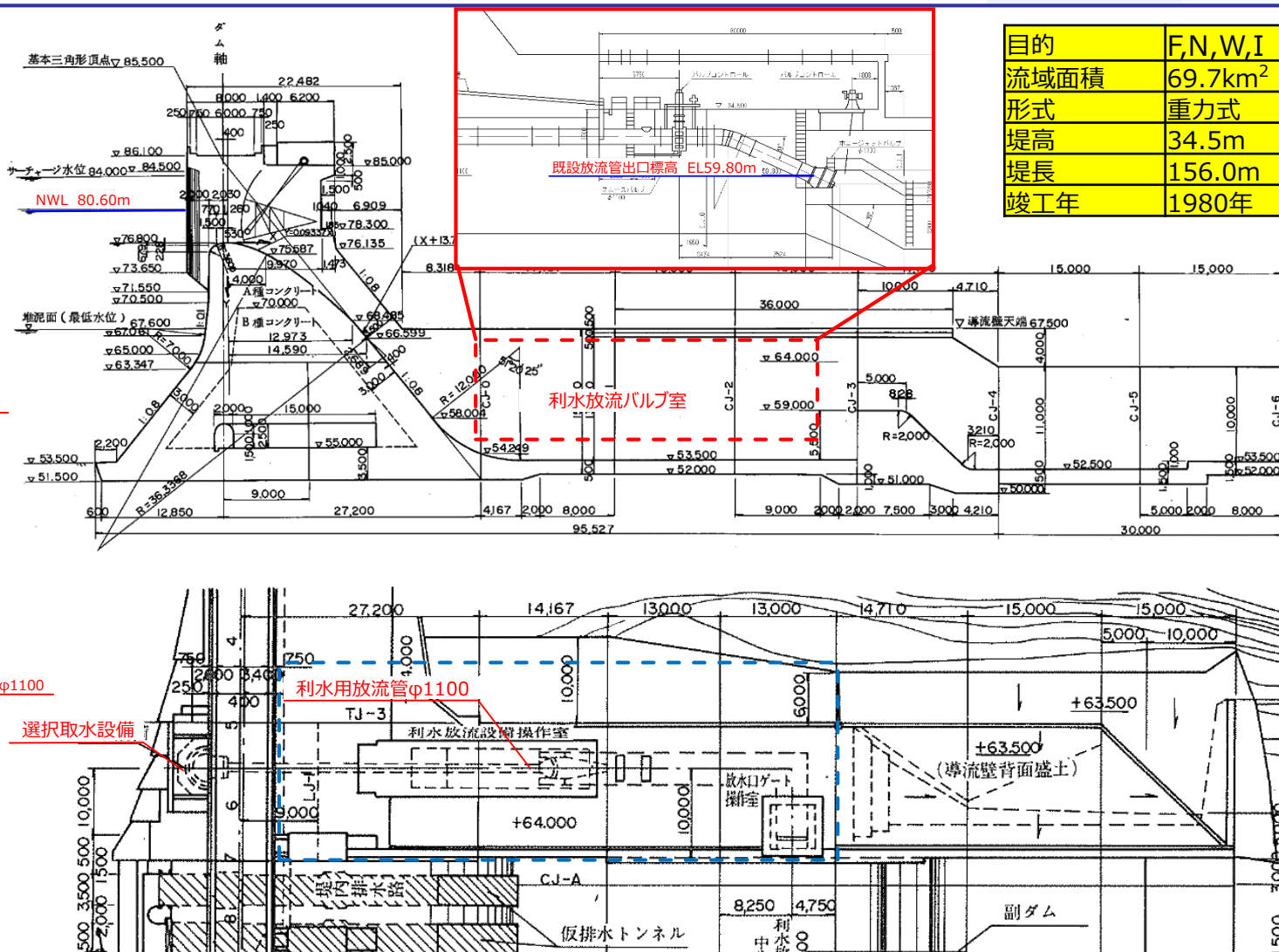


図3.3 Aダム取水放流設備一般図

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証

(1) Aダム

b) 発電利用可能流量の設定

- 放流設備として、利水放流管、常用洪水吐きがあるが、このうち常時放流を行っているのは、利水放流管のみである。
- 利水機能を低下させない範囲（維持流量＋無効放流量）で水力発電事業を行うことを前提とし、“利水放流管の放流能力”と“35日放流量”の小さい方を発電利用可能流量とした。（一般に最大使用水量を35日流量～豊水流量とすることが多い）
- Aダムの利水放流管最大放流量は13.0m³/s、35日流量は概ね5.0m³/sであるため、発電利用可能流量を5.0m³/sとした。

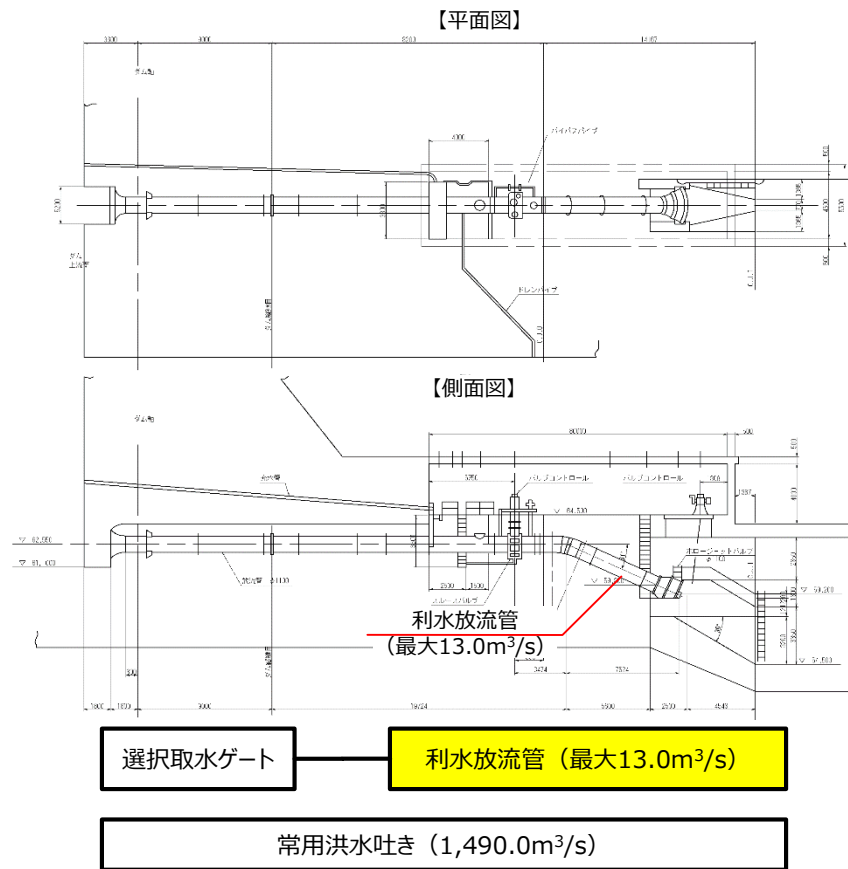
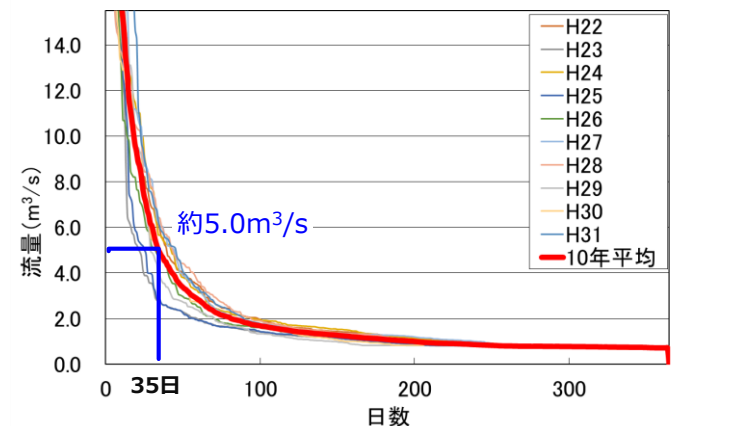


図3.4 Aダム利水放流管一般図



単位：m³/s

年	最大流量	35日流量	豊水量 (95日)	平水量 (185日)	低水量 (275日)	渇水量 (355日)	最小流量
平成22年	60.66	5.89	2.05	1.23	0.80	0.70	0.69
平成23年	41.10	2.72	1.45	0.97	0.75	0.73	0.56
平成24年	68.14	5.67	2.03	1.25	0.74	0.67	0.67
平成25年	149.63	2.80	1.52	0.93	0.74	0.68	0.68
平成26年	79.28	4.76	1.62	1.05	0.76	0.70	0.70
平成27年	92.72	6.06	1.84	1.28	0.81	0.74	0.74
平成28年	50.79	6.40	1.96	1.17	0.83	0.74	0.74
平成29年	90.58	3.84	1.40	0.84	0.80	0.72	0.72
平成30年	47.47	4.95	1.68	0.85	0.83	0.79	0.76
平成31年	127.21	6.00	1.86	1.06	0.82	0.75	0.74
最大	149.63	6.40	2.05	1.28	0.83	0.79	0.76
最小	41.10	2.72	1.40	0.84	0.74	0.67	0.56
平均	80.76	4.91	1.74	1.06	0.79	0.72	0.70

図3.5 Aダム放流量流況曲線図

3. ダム関連業務

【3）水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証】

(1) Aダム

c) 有効落差の設定

- 取水水位は、過去の貯水池運用実績から平常時最高貯水位が維持されている時期が多いため、平常時最高貯水位であるEL.80.6mとした。
- 放水水位は、利水放流管の設置標高を参考にEL.59.8mとした。
- 設定した取水水位、放水水位、損失水頭から有効落差を20.6mとした。

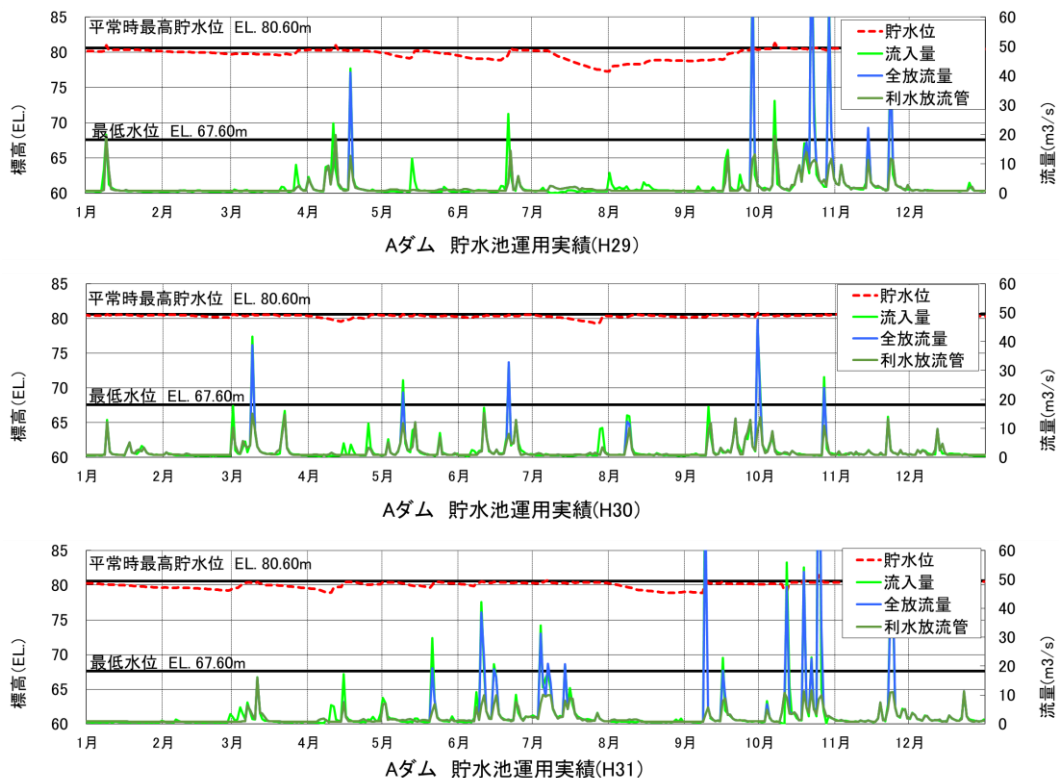


図3.6 Aダム貯水池運用実績（H29～H31年）

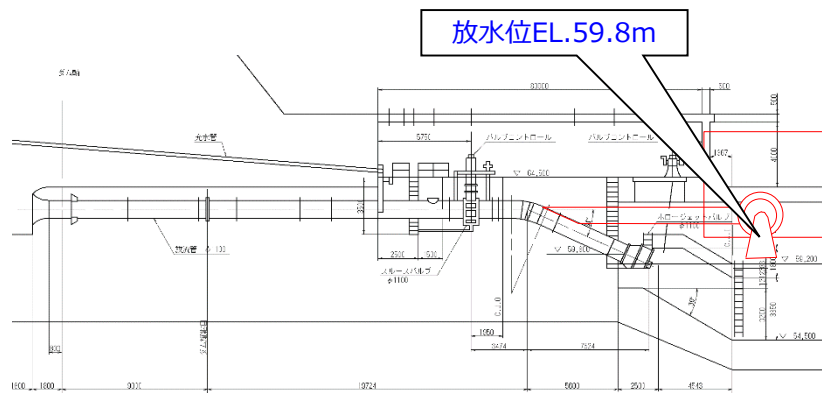


図3.7 Aダム発電所縦断図

表3.54 Aダム有効落差

取水水位 (EL.m)	放水水位 (EL.m)	総落差 (m)	損失水頭	有効落差
80.6m	59.8m	20.8m	0.2m	20.6m

3. ダム関連業務

【3）水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証】

(1) Aダム

d) 発電電力量と温室効果ガス削減量の算定（無効放流活用なし）

- Aダムでは、発電利用可能流量である5.00m³/s～1.00m³/sまでを5ケース設定し、近10ヶ年の貯水池運用実績データを用いて発電量シミュレーションを実施した。
- 発電シミュレーションの結果、最大使用水量を平水流量程度(1.00m³/s)としたケース5の工事費kWh単価が225円/(kWh/年)と最も安価となり、その時のCO₂削減量は、478t-CO₂/年(スギ人工林54ha程度がCO₂を吸収する量)である。
- 平水流量から渇水流量にかけて流量差がないため、ケース5の設備利用率が高くなり、工事費kWh単価が安くなったと考えられる。

表3.55 Aダム発電シミュレーション結果一覧

Dダム		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	
条件	最大使用水量	m ³ /s	5.00	4.00	3.00	2.00	1.00
	設定根拠		35日流量 4.91m ³ /s		豊水流量 1.74m ³ /s	平水流量 1.06m ³ /s	
	常時使用水量	m ³ /s	1.00	0.80	0.60	0.40	0.20
結果	最大発電出力	kW	611	533	423	291	148
	常時発電出力	kW	123	98	73	48	24
	年平均有効発電電力量	MWh/年	1,298	1,451	1,527	1,375	1,036
	平均合成効率	%	36.07	50.94	65.77	67.46	70.41
	設備利用率	%	25.52	32.69	43.36	56.74	84.04
	概略工事費	百万円	557	496	425	337	233
	工事費 kWh単価	百万円/kWh	0.91	0.93	1.01	1.16	1.58
	工事費 kWh単価	円/(kWh/年)	429	342	278	245	225
	CO ₂ 削減量	t-CO ₂ /年	600	670	706	635	478

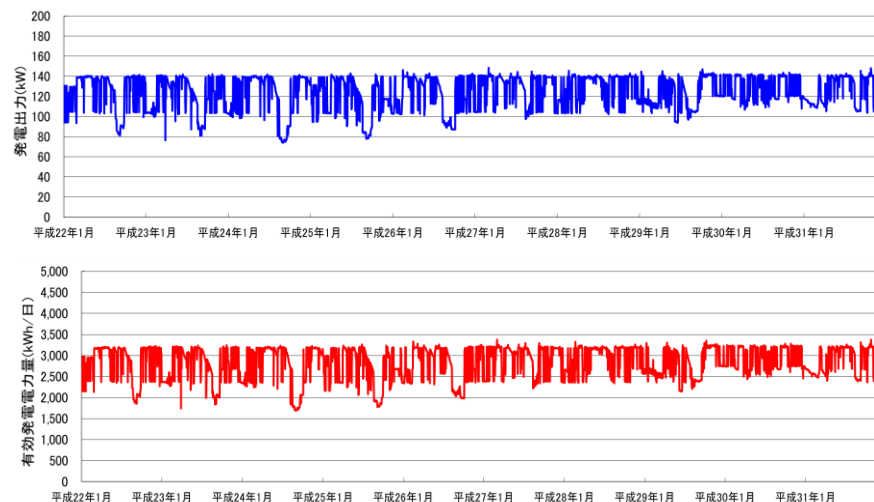


図3.8 Aダム発電シミュレーション結果（ケース5）

CO₂削減量(t-CO₂/年)
 = CO₂排出係数(t-CO₂/kWh)×年平均有効発電電力量(kWh/年)
 ※電力会社のCO₂排出係数は0.000462 (t-CO₂/kWh)

3. ダム関連業務

【3）水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証】

(1) Aダム

e) 発電電力量と温室効果ガス削減量の算定（無効放流活用あり）

- Aダムでは、無効放流を加えた近10ヶ年の貯水池運用実績データを用いて発電量シミュレーションを実施した。
- 発電シミュレーションの結果、最大使用水量を平水流量程度(1.00m³/s)としたケース5の工事費kWh単価が225円/(kWh/年)と最も安価となり、その時のCO₂削減量は、479t-CO₂/年(スギ人工林54ha程度がCO₂を吸収する量)である。
- 無効放流を追加した結果、工事費kWh単価は変わらず、CO₂削減量は1t-CO₂/年増加した。
- 無効放流が少なく、利水放流のみで十分発電可能であることがわかる。

表3.56 Aダム発電シミュレーション結果一覧

Dダム		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	
条件	最大使用水量	m ³ /s	5.00	4.00	3.00	2.00	1.00
	設定根拠		35日流量 4.91m ³ /s		豊水流量 1.74m ³ /s	平水流量 1.06m ³ /s	
	常時使用水量	m ³ /s	1.00	0.80	0.60	0.40	0.20
結果	最大発電出力	kW	611	533	423	291	148
	常時発電出力	kW	123	98	73	48	24
	年平均有効発電電力量	MWh/年	1,301	1,454	1,527	1,375	1,036
	平均合成効率	%	36.09	51.12	65.77	67.46	70.41
	設備利用率	%	25.58	32.78	43.36	56.74	84.07
	概略工事費	百万円	557	496	425	337	233
	工事費 kWh単価	百万円/kWh	0.91	0.93	1.01	1.16	1.58
	工事費 kWh単価	円/(kWh/年)	428	341	278	245	225
	CO ₂ 削減量	t-CO ₂ /年	601	672	706	635	479

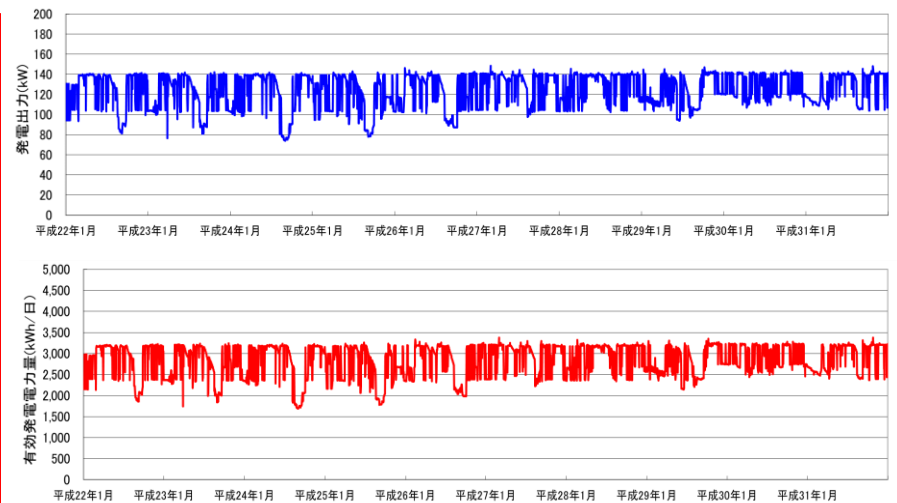


図3.9 Aダム発電シミュレーション結果（ケース5）

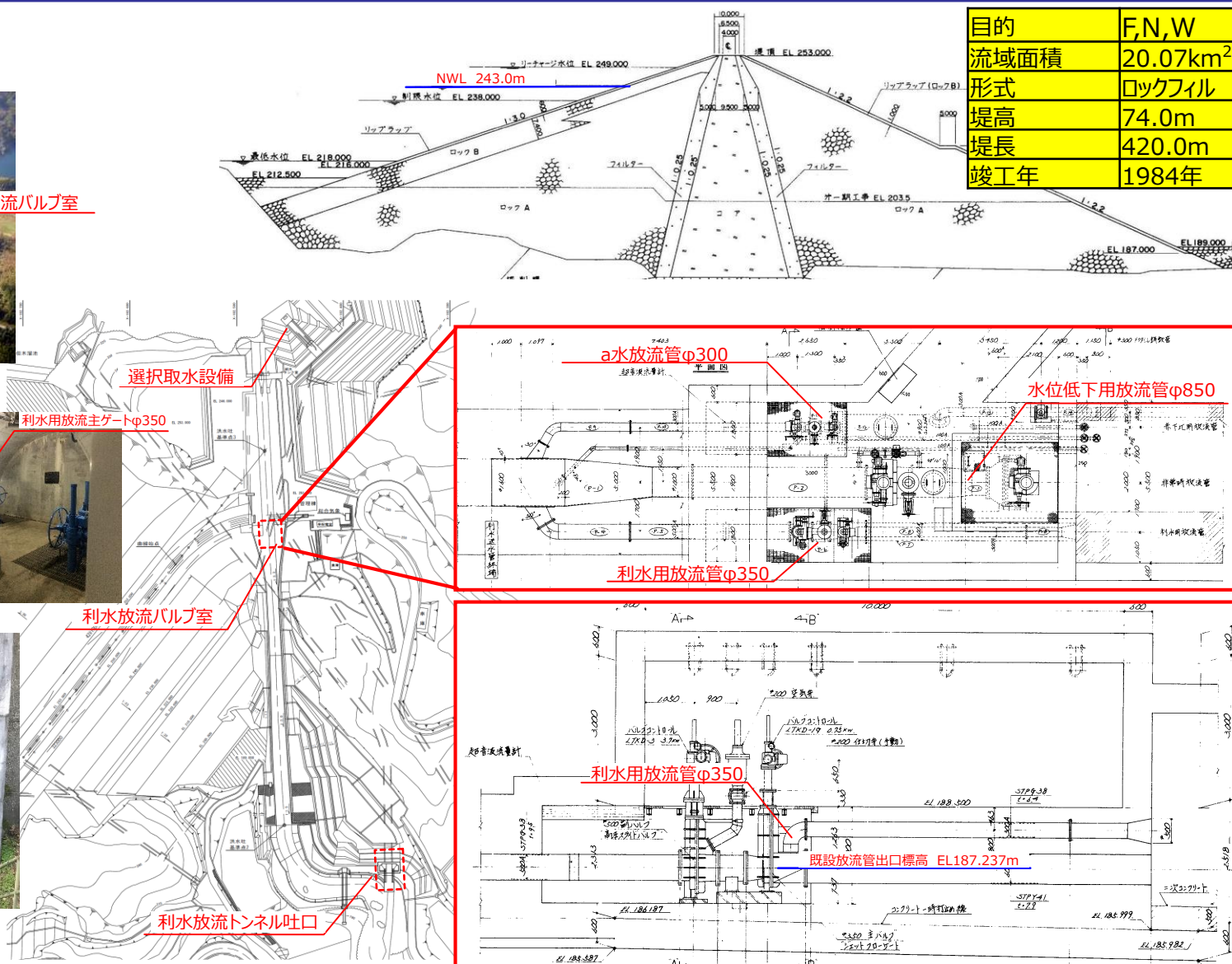
CO₂削減量(t-CO₂/年)
 = CO₂排出係数(t-CO₂/kWh)×年平均有効発電電力量(kWh/年)
 ※電力会社のCO₂排出係数は0.000462 (t-CO₂/kWh)

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証

(2) Bダム

a) 基本諸元



目的	F,N,W
流域面積	20.07km ²
形式	ロックフィル
堤高	74.0m
堤長	420.0m
竣工年	1984年

図3.10 Bダム取水放流設備一般図

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証

(2) Bダム

b) 発電利用可能流量の設定

- 放流設備として、利水放流管、水位低下用放流管、a放流管、常用洪水吐きがあるが、このうち、常時放流を行っているのは、利水放流管とa放流管のみであるが、そのうちa放流管からの放流量（ $0.055\text{m}^3/\text{s}$ ）はわずかである。
- 利水機能を低下させない範囲（維持流量 + 無効放流量）で水力発電事業を行うことを前提とし、“利水放流管の放流能力”と“35日放流量”の小さい方を発電利用可能流量とした。（一般に最大使用水量を35日流量～豊水流量とすることが多い）
- Bダムの利水放流管最大放流量は $2.90\text{m}^3/\text{s}$ 、35日流量は $1.30\text{m}^3/\text{s}$ であるため、発電利用可能流量を $1.30\text{m}^3/\text{s}$ とした。

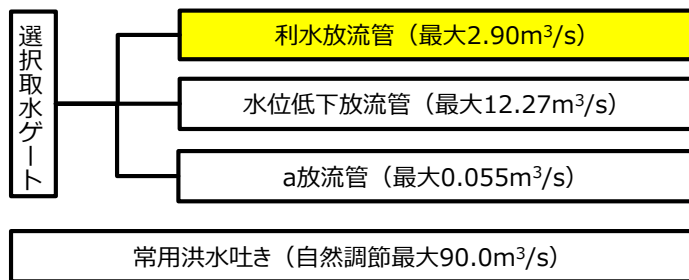
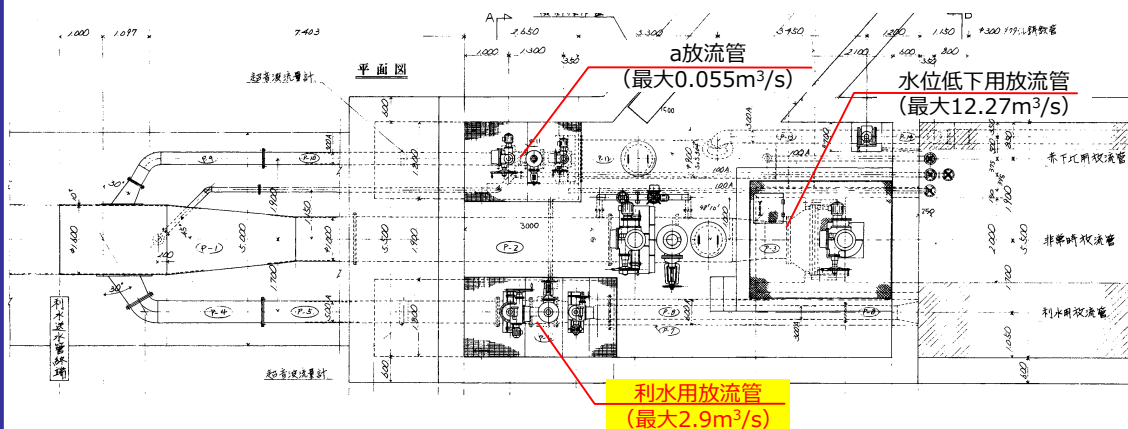
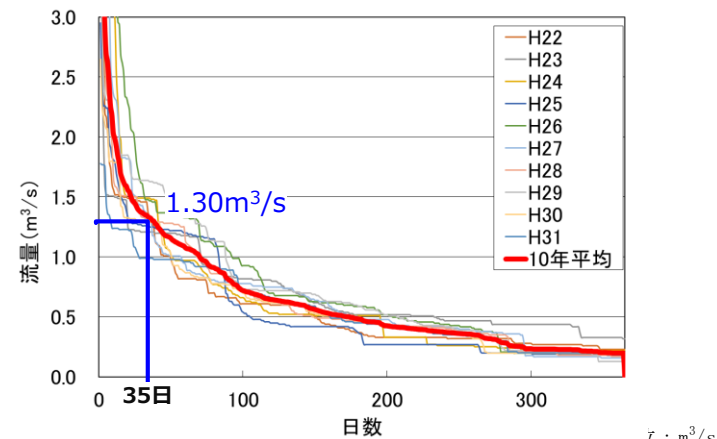


図3.11 Bダム放流設備系統図



年	最大流量	35日流量	豊水量 (95日)	平水量 (185日)	低水量 (275日)	渇水量 (355日)	最小流量
平成22年	3.16	1.32	0.64	0.32	0.30	0.21	0.20
平成23年	5.60	1.19	0.81	0.50	0.42	0.31	0.30
平成24年	15.24	1.47	0.66	0.48	0.23	0.20	0.20
平成25年	2.93	1.23	0.57	0.24	0.18	0.16	0.16
平成26年	4.83	1.44	0.97	0.55	0.35	0.17	0.17
平成27年	33.02	1.28	0.73	0.44	0.34	0.16	0.16
平成28年	5.25	1.28	0.72	0.42	0.32	0.18	0.17
平成29年	3.41	1.59	0.76	0.54	0.31	0.11	0.10
平成30年	2.61	1.25	0.70	0.44	0.18	0.17	0.17
平成31年	1.73	0.96	0.80	0.40	0.29	0.17	0.17
最大	33.02	1.59	0.97	0.55	0.42	0.31	0.30
最小	1.73	0.96	0.57	0.24	0.18	0.11	0.10
平均	7.78	1.30	0.74	0.43	0.29	0.18	0.18

図3.12 Bダム放流量流況曲線図

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証

(2) Bダム

c) 有効落差の設定

- 取水水位は、過去の貯水池運用実績から平常時最高貯水位または洪水貯留準備水位が維持されている時期が多いため、平常時最高貯水位であるEL.243.0mとした。
- 放水水位は、利水放流管の放流口の標高を参考にEL.180.0mとした。
- 設定した取水水位、放水水位、損失水頭から有効落差を58.9mとした。

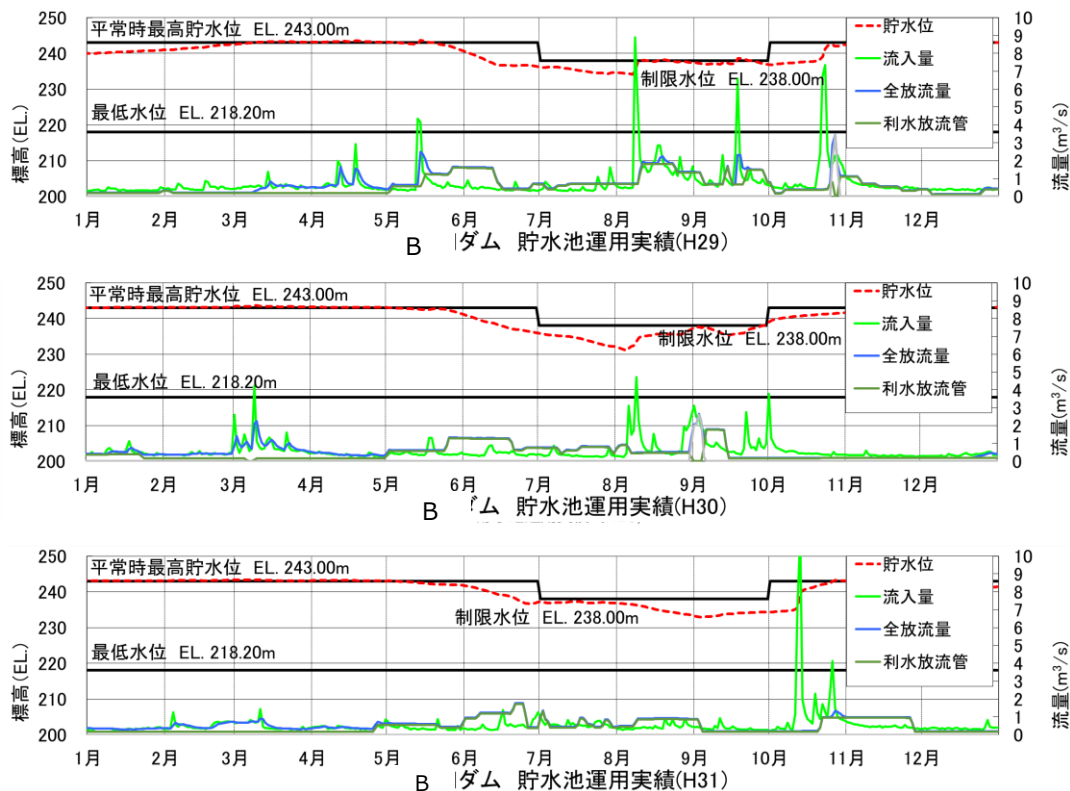


図3.13 Bダム貯水池運用実績 (H29~H31年)

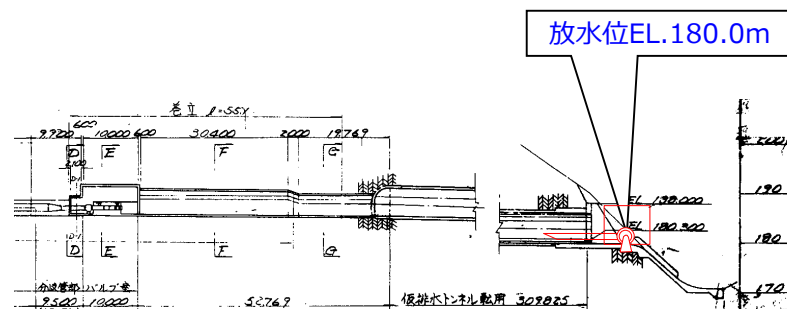


図3.14 Bダム発電所縦断図

表3.57 Bダム有効落差

取水水位 (EL.m)	放水水位 (EL.m)	総落差 (m)	損失水頭	有効落差
243.0m	180.0m	63.0m	4.1m	58.9m

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証】

(2) Bダム

d) 発電電力量と温室効果ガス削減量の算定（無効放流活用なし）

- ▶ Bダムでは、35日放流量である $1.3\text{m}^3/\text{s} \sim 0.4\text{m}^3/\text{s}$ までを4ケース設定し、近10ヶ年の貯水池運用データを用いて発電量シミュレーションを実施した。
- ▶ 発電シミュレーションの結果、最大使用水量を平水流量程度（ $0.40\text{m}^3/\text{s}$ ）としたケース4の工事費kWh単価が、285円/(kWh/年)と最も安価となり、その時のCO₂削減量は、482t-CO₂/年(スギ人工林55ha程度がCO₂を吸収する量)である。

表3.58 Bダム発電シミュレーション結果一覧

Dダム		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	
条件	最大使用水量	m^3/s	1.30	1.00	0.70	0.40
	設定根拠		35日流量 $1.30\text{m}^3/\text{s}$		豊水流量 $0.74\text{m}^3/\text{s}$	平水流量 $0.43\text{m}^3/\text{s}$
	常時使用水量	m^3/s	0.46	0.35	0.25	0.14
結果	最大発電出力	kW	507	437	327	192
	常時発電出力	kW	152	124	89	52
	年平均有効発電電力量	MWh/年	938	1,087	1,061	1,044
	平均合成効率	%	25.66	35.25	41.85	71.79
	設備利用率	%	22.21	29.88	38.95	65.28
	概略工事費	百万円	427	389	361	297
	工事費 kWh単価	百万円/kWh	0.84	0.89	1.10	1.55
	工事費 kWh単価	円/(kWh/年)	456	358	341	285
	CO ₂ 削減量	t-CO ₂ /年	433	502	490	482

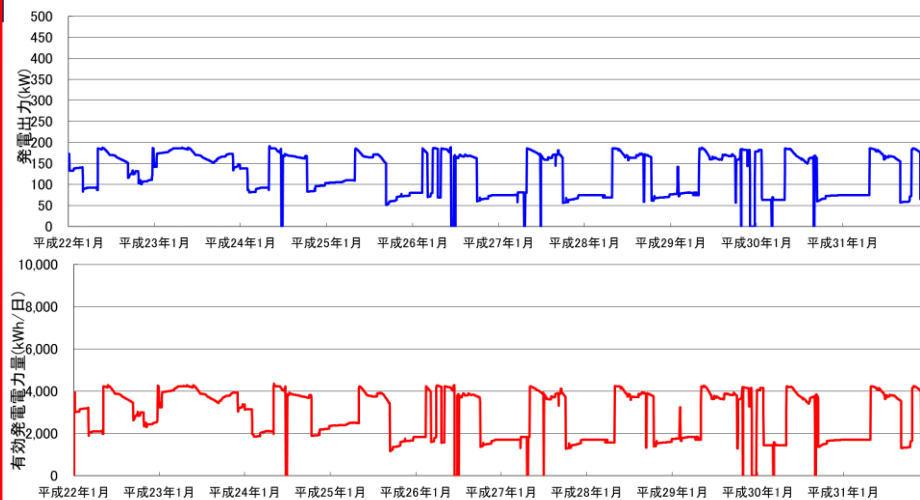


図3.15 Bダム発電シミュレーション結果（ケース4）

CO₂削減量(t-CO₂/年)
 = CO₂排出係数(t-CO₂/kWh)×年平均有効発電電力量(kWh/年)
 ※電力会社のCO₂排出係数は0.000462 (t-CO₂/kWh)

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証】

(2) Bダム

e) 発電電力量と温室効果ガス削減量の算定（無効放流活用あり）

- Bダムでは、無効放流を加えた近10ヶ年の貯水池運用データを用いて発電量シミュレーションを実施した。
- 発電シミュレーションの結果、最大使用水量を豊水流量程度（0.40m³/s）としたケース4の工事費kWh単価が、242円/(kWh/年)と最も安価となり、その時のCO₂削減量は、568t-CO₂/年(スギ人工林65ha程度がCO₂を吸収する量)である。
- 無効放流を追加した結果、工事費kWh単価は43円/(kWh/年)安くなり、CO₂削減量は86t-CO₂/年増加した。

表3.59 Bダム発電シミュレーション結果一覧

Dダム		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	
条件	最大使用水量	m ³ /s	1.30	1.00	0.70	0.40
	設定根拠		35日流量 1.30m ³ /s		豊水流量 0.74m ³ /s	平水流量 0.43m ³ /s
	常時使用水量	m ³ /s	0.46	0.35	0.25	0.14
結果	最大発電出力	kW	507	437	327	192
	常時発電出力	kW	152	124	89	52
	年平均有効発電電力量	MWh/年	1,269	1,481	1,471	1,229
	平均合成効率	%	34.56	47.99	57.80	74.47
	設備利用率	%	30.07	40.69	54.04	76.85
	概略工事費	百万円	427	389	361	297
	工事費 kWh単価	百万円/kWh	0.84	0.89	1.10	1.55
	工事費 kWh単価	円/(kWh/年)	337	263	245	242
	CO ₂ 削減量	t-CO ₂ /年	586	684	680	568

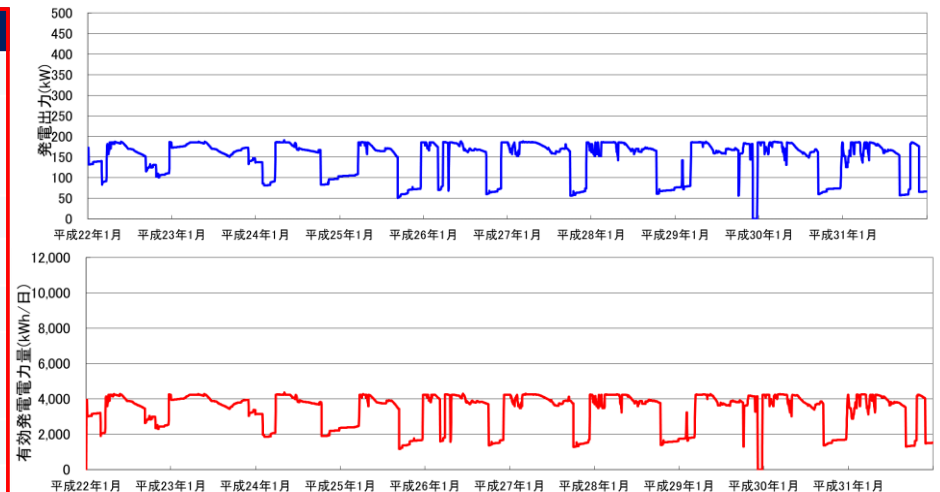


図3.16 Bダム発電シミュレーション結果（ケース4）

CO₂削減量(t-CO₂/年)
 = CO₂排出係数(t-CO₂/kWh)×年平均有効発電電力量(kWh/年)
 ※電力会社のCO₂排出係数は0.000462 (t-CO₂/kWh)

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証

(3) Cダム

a) 基本諸元



目的	F,N,W
流域面積	18.9km ²
形式	重力式
堤高	65.5m
堤長	240.0m
竣工年	2000年

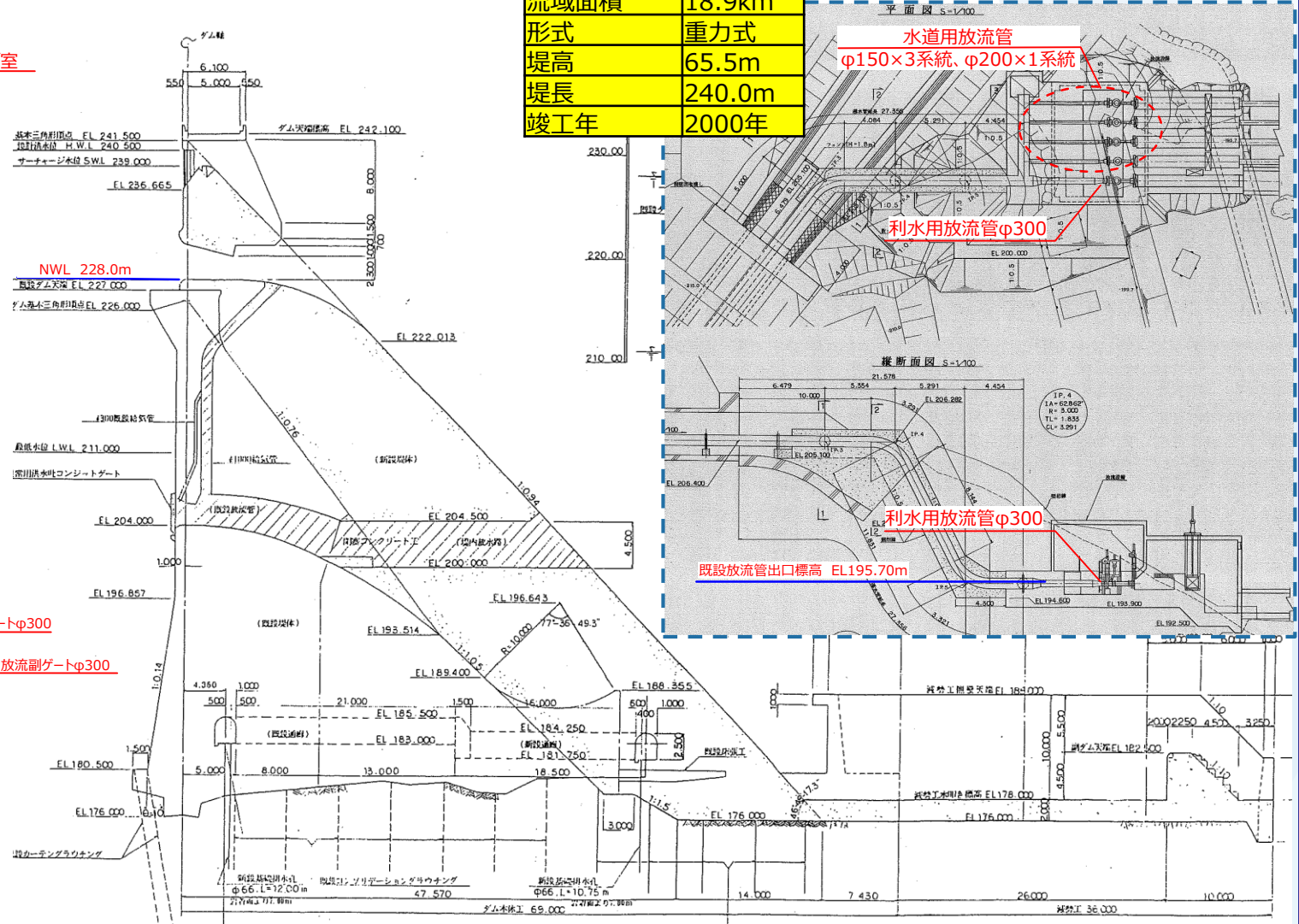


図3.17 Cダム取水放流設備一般図

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証】

(3) Cダム

b) 発電利用可能流量の設定

- 放流設備として、利水放流管、4系統の水道用放流管、水位低下用放流管、常用洪水吐きがあるが、このうち常時放流を行っているのは、利水放流管と4系統の水道用放流管のみであるが、水道用放流管は減圧できないため、発電に使用できるのは利水放流管のみである。
- 利水機能を低下させない範囲（維持流量＋無効放流量）で水力発電事業を行うことを前提とし、“利水放流管の放流能力”と“35日放流量”の小さい方を発電利用可能流量とした。（一般に最大使用水量を35日流量～豊水流量とすることが多い）
- Cダムの利水放流管最大放流量は $0.526\text{m}^3/\text{s}$ 、35日流量は $2.30\text{m}^3/\text{s}$ であるため、発電利用可能流量を $0.526\text{m}^3/\text{s}$ とした。

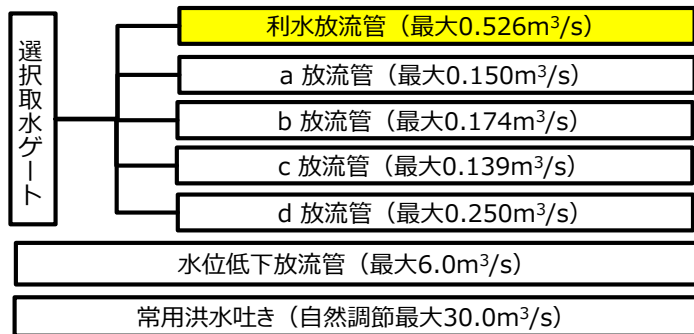
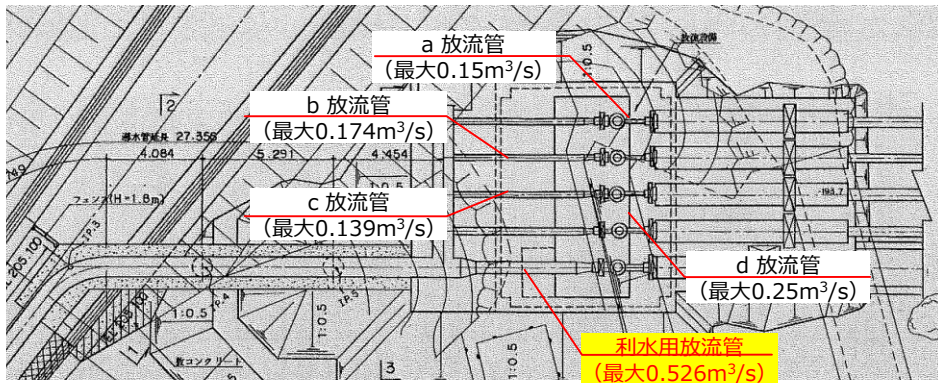
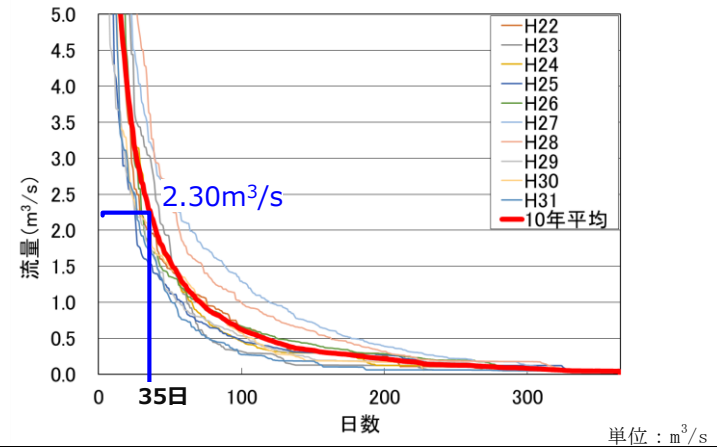


図3.18 Cダム放流設備系統図



年	最大流量	35日流量	豊水量 (95日)	平水量 (185日)	低水量 (275日)	渇水量 (355日)	最小流量
平成22年	34.16	2.00	0.75	0.29	0.06	0.04	0.04
平成23年	35.04	3.04	0.33	0.12	0.06	0.06	0.06
平成24年	27.01	2.22	0.50	0.21	0.12	0.04	0.04
平成25年	23.79	1.55	0.51	0.29	0.12	0.04	0.04
平成26年	24.20	1.75	0.70	0.29	0.14	0.05	0.05
平成27年	31.30	3.23	1.40	0.48	0.18	0.05	0.05
平成28年	31.56	3.64	1.13	0.38	0.18	0.05	0.05
平成29年	11.06	1.77	0.57	0.18	0.10	0.04	0.04
平成30年	57.56	2.03	0.63	0.18	0.06	0.05	0.04
平成31年	59.26	1.73	0.34	0.10	0.06	0.03	0.03
最大	59.26	3.64	1.40	0.48	0.18	0.06	0.06
最小	11.06	1.55	0.33	0.10	0.06	0.03	0.03
平均	33.49	2.30	0.69	0.25	0.11	0.04	0.04

図3.19 Cダム放流量流況曲線図

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証

(3) Cダム

c) 有効落差の設定

- 取水水位は、過去の貯水池運用実績から平常時最高貯水位が維持されている時期が多いため、平常時最高貯水位であるEL.228.0mとした。
- 放水水位は、利水放流管の設置標高を参考にEL.195.7mとした。
- 設定した取水水位、放水水位、損失水頭から有効落差を31.8mとした。

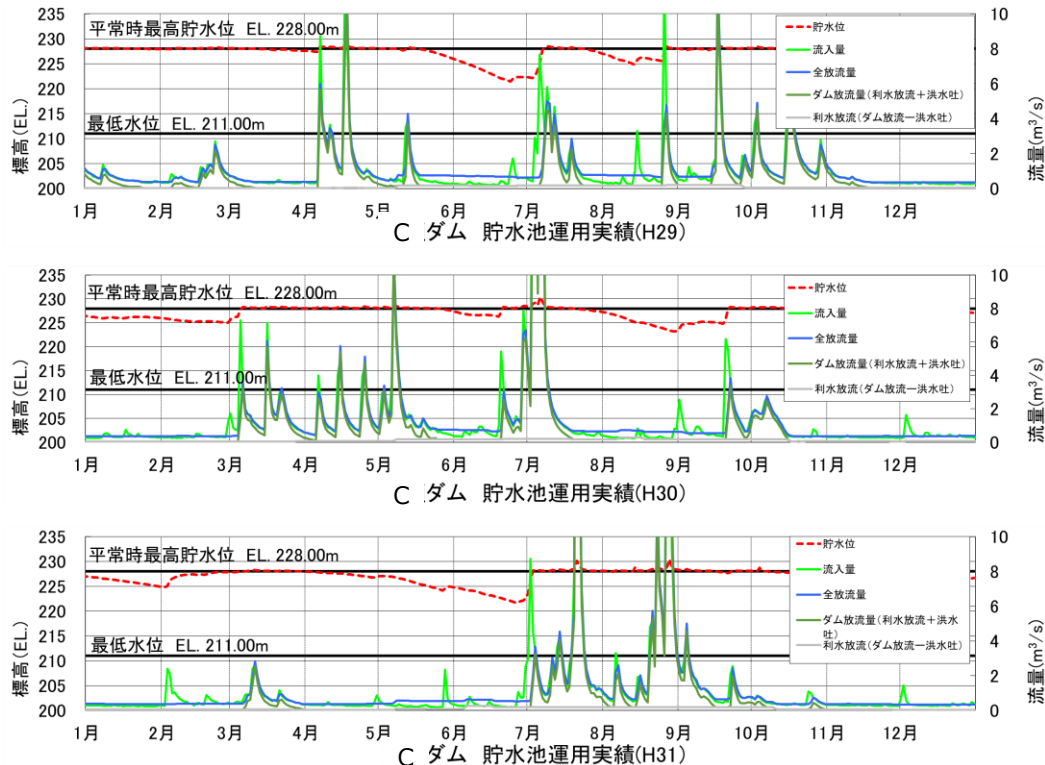


図3.20 Cダム貯水池運用実績 (H29~H31年)

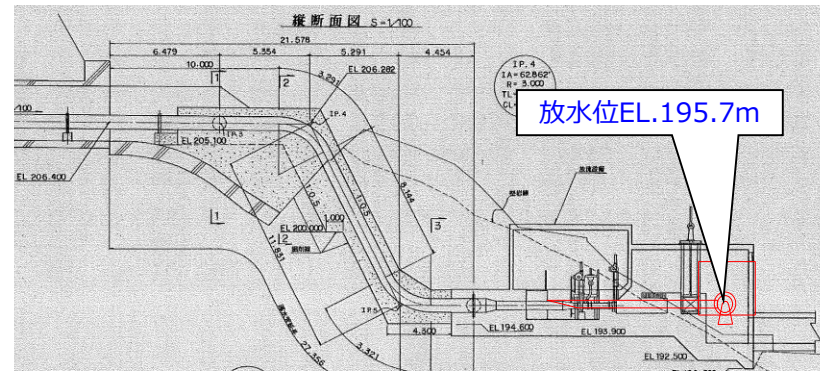


図3.21 Cダム発電所縦断面図

表3.60 Cダム有効落差

取水水位 (EL.m)	放水水位 (EL.m)	総落差 (m)	損失水頭	有効落差
228.0m	195.7m	32.3m	0.5m	31.8m

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証】

(3) Cダム

d) 発電電力量と温室効果ガス削減量の算定（無効放流活用なし）

- ▶ Cダムでは、利水放流管の放流能力である $0.526\text{m}^3/\text{s} \sim 0.2\text{m}^3/\text{s}$ までを4ケース設定し、近10ヶ年の貯水池運用データを用いて発電量シミュレーションを実施した。
- ▶ 発電シミュレーションの結果、最大使用水量を平水流量程度（ $0.20\text{m}^3/\text{s}$ ）としたケース4の工事費kWh単価が、881円/(kWh/年)と最も安価となり、その時のCO₂削減量は、66t-CO₂/年(スギ人工林8ha程度がCO₂を吸収する量)である。
- ▶ 利水放流管の放流実績のみでは、採算性が低く、発電電力量とCO₂削減量は得られないことがわかる。

表3.61 Cダム発電シミュレーション結果一覧

Dダム		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	
条件	最大使用水量	m ³ /s	0.526	0.40	0.30	0.20
	設定根拠	利水放流管の放流能力				平水流量 0.25m ³ /s
	常時使用水量	m ³ /s	0.18	0.14	0.11	0.07
結果	最大発電出力	kW	133	102	76	50
	常時発電出力	kW	27	23	18	12
	年平均有効発電電力量	MWh/年	71	118	149	142
	平均合成効率	%	10.80	20.48	29.32	32.86
	設備利用率	%	6.42	13.89	23.47	34.09
	概略工事費	百万円	182	160	146	125
	工事費 kWh単価	百万円/kWh	1.36	1.57	1.92	2.5
	工事費 kWh単価	円/(kWh/年)	2,552	1,357	981	881
	CO ₂ 削減量	t-CO ₂ /年	33	54	69	66

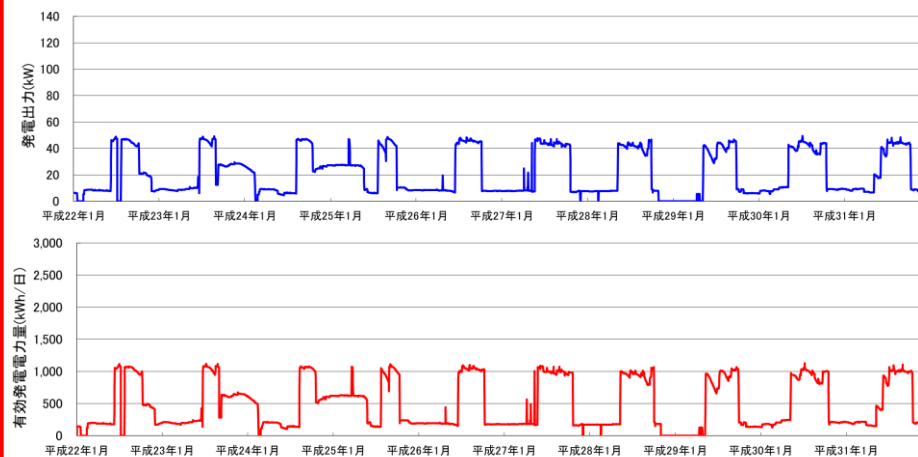


図3.22 Cダム発電シミュレーション結果（ケース4）

CO₂削減量(t-CO₂/年)
 = CO₂排出係数(t-CO₂/kWh)×年平均有効発電電力量(kWh/年)
 ※電力会社のCO₂排出係数は0.000462 (t-CO₂/kWh)

3. ダム関連業務

【3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証】

(3) Cダム

e) 発電電力量と温室効果ガス削減量の算定（無効放流活用あり）

- Cダムでは、無効放流を加えた近10ヶ年の貯水池運用データを用いて発電量シミュレーションを実施した。
- 発電シミュレーションの結果、最大使用水量を利水放流管の放流能力（0.526m³/s）より一回り下げたケース2の工事費kWh単価が、403円/(kWh/年)と最も安価となり、その時のCO₂削減量は、183t-CO₂/年(スギ人工林21ha程度がCO₂を吸収する量)である。
- 無効放流を追加した結果、最適案が利水放流管の放流能力になり、工事費kWh単価は478円/(kWh/年)安くなり、CO₂削減量は117t-CO₂/年増加した。

表3.62 Cダム発電シミュレーション結果一覧

Dダム		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
条件	最大使用水量	m ³ /s 0.526	0.40	0.30	0.20
	設定根拠	利水放流管の放流能力			平水流量 0.25m ³ /s
	常時使用水量	m ³ /s 0.18	0.14	0.11	0.07
結果	最大発電出力	kW 133	102	76	50
	常時発電出力	kW 27	23	18	12
	年平均有効発電電力量	MWh/年 444	397	348	262
	平均合成効率	% 38.15	44.87	51.80	54.92
	設備利用率	% 40.07	46.74	54.94	62.94
	概略工事費	百万円 182	160	146	125
	工事費 kWh単価	百万円/kWh 1.36	1.57	1.92	2.5
	工事費 kWh単価	円/(kWh/年) 409	403	419	477
	CO ₂ 削減量	t-CO ₂ /年 205	183	161	121

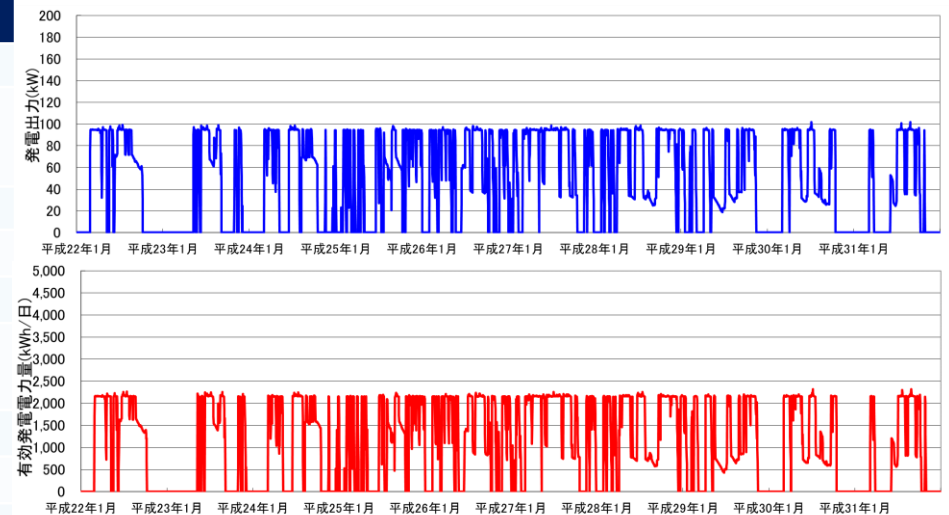


図3.23 Cダム発電シミュレーション結果（ケース2）

CO₂削減量(t-CO₂/年)
 = CO₂排出係数(t-CO₂/kWh)×年平均有効発電電力量(kWh/年)
 ※電力会社のCO₂排出係数は0.000462 (t-CO₂/kWh)

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証】

(4) Dダム

a) 基本諸元

目的	F,N,W
流域面積	6.8km ²
形式	重力式
堤高	67.4m
堤長	308.0m
竣工年	2001年

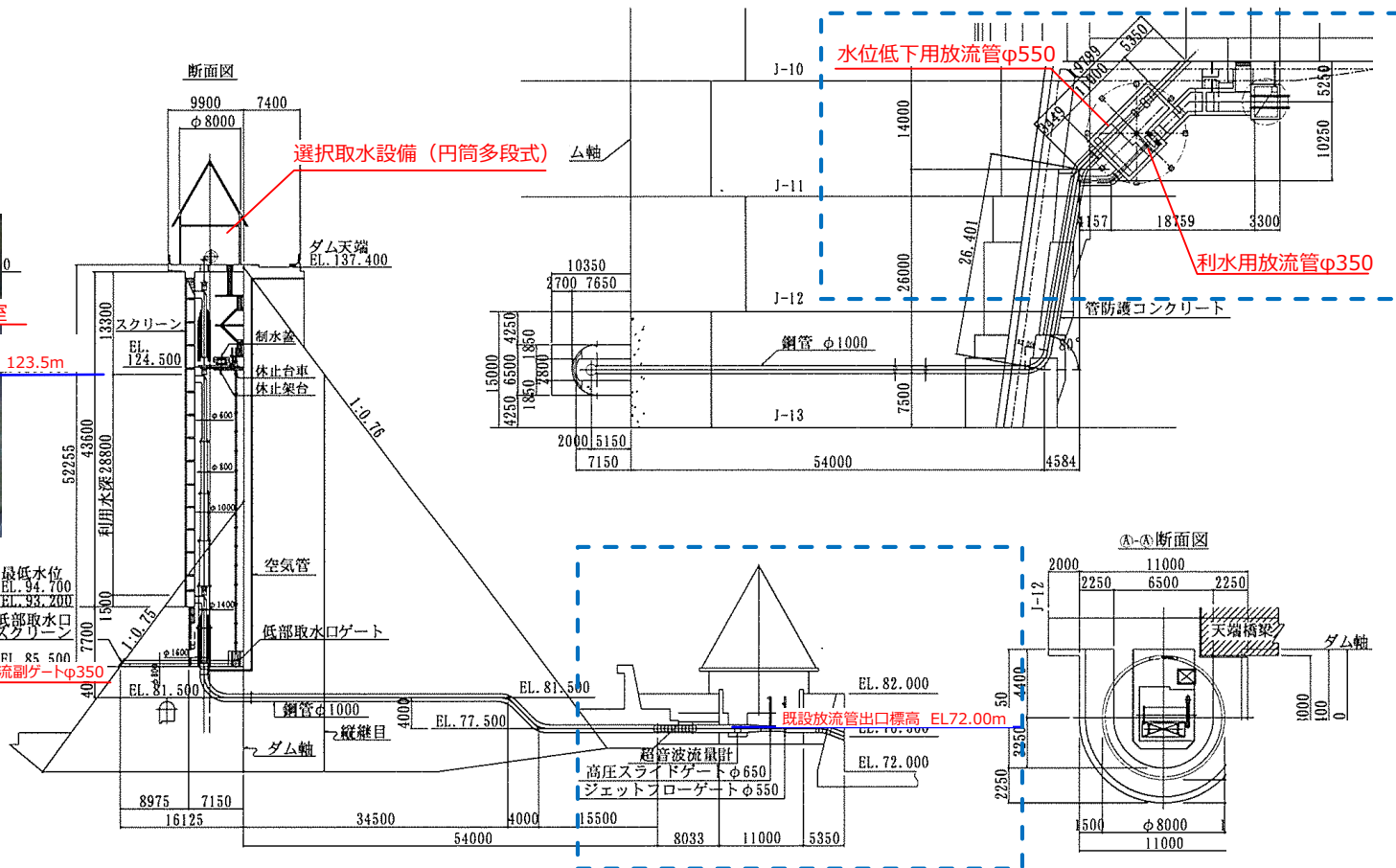


図3.24 Dダム取水放流設備一般図

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証

(4) Dダム

b) 発電利用可能流量の設定

- 放流設備として、利水放流管、水位低下用放流管、常用洪水吐きがあるが、このうち常時放流を行っているのは、利水放流管のみである。
- 利水機能を低下させない範囲（維持流量＋無効放流量）で水力発電事業を行うことを前提とし、“利水放流管の放流能力”と“35日放流量”の小さい方を発電利用可能流量とした。（一般に最大使用水量を35日流量～豊水流量とすることが多い）
- Dダムの利水放流管最大放流量は $0.76\text{m}^3/\text{s}$ 、35日流量は $0.50\text{m}^3/\text{s}$ であるため、発電利用可能流量を $0.50\text{m}^3/\text{s}$ とした。

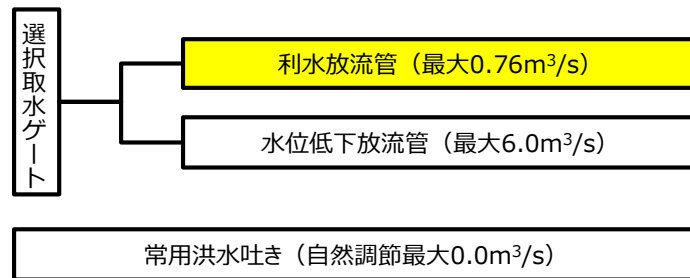
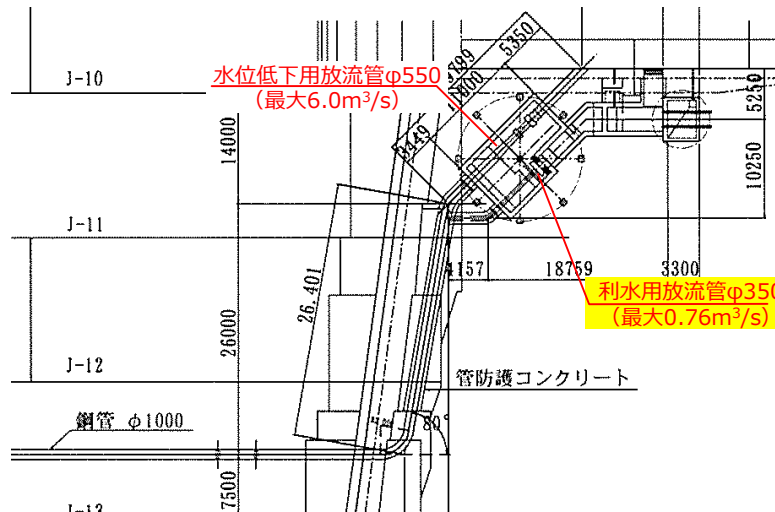
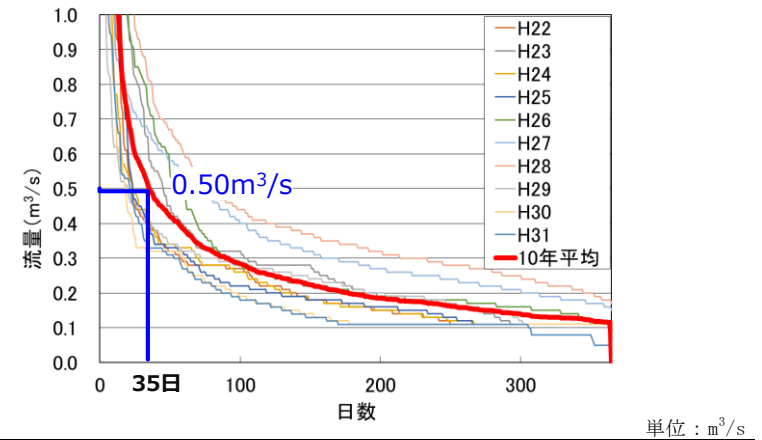


図3.25 Dダム放流設備系統図



年	最大流量	35日流量	豊水量 (95日)	平水量 (185日)	低水量 (275日)	渇水量 (355日)	最小流量
平成22年	12.45	0.39	0.27	0.16	0.11	0.11	0.11
平成23年	3.90	0.58	0.32	0.21	0.14	0.11	0.11
平成24年	5.65	0.41	0.27	0.16	0.11	0.11	0.10
平成25年	9.55	0.40	0.22	0.17	0.11	0.11	0.09
平成26年	5.29	0.73	0.29	0.20	0.17	0.11	0.11
平成27年	3.15	0.66	0.42	0.28	0.22	0.17	0.15
平成28年	5.69	0.81	0.45	0.33	0.27	0.19	0.17
平成29年	2.30	0.39	0.28	0.21	0.15	0.11	0.11
平成30年	12.98	0.32	0.20	0.11	0.11	0.11	0.11
平成31年	4.39	0.33	0.19	0.11	0.11	0.05	0.05
最大	12.98	0.81	0.45	0.33	0.27	0.19	0.17
最小	2.30	0.32	0.19	0.11	0.11	0.05	0.05
平均	6.54	0.50	0.29	0.19	0.15	0.12	0.11

図3.26 Dダム放流量流況曲線図

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証】

(4) Dダム

c) 有効落差の設定

- 取水水位は、過去の貯水池運用実績から平常時最高貯水位または洪水貯留準備水位が維持されている時期が多いため、平常時最高貯水位であるEL.123.5mとした。
- 放水水位は、減勢工下流の地盤高標高を参考にEL.72.0mとした。
- 設定した取水水位、放水水位、損失水頭から有効落差を51.4mとした。

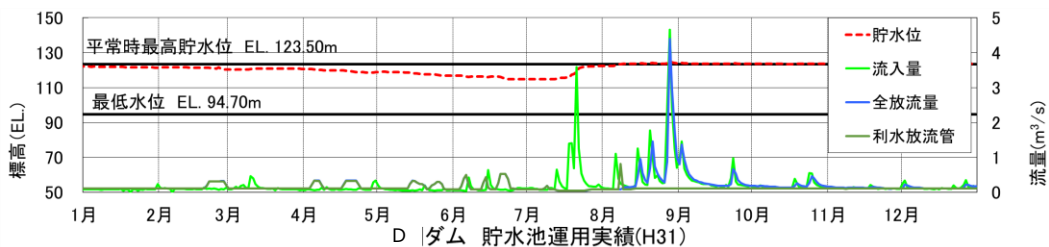
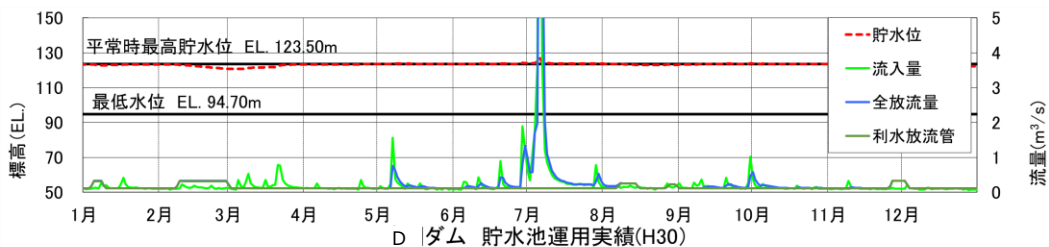
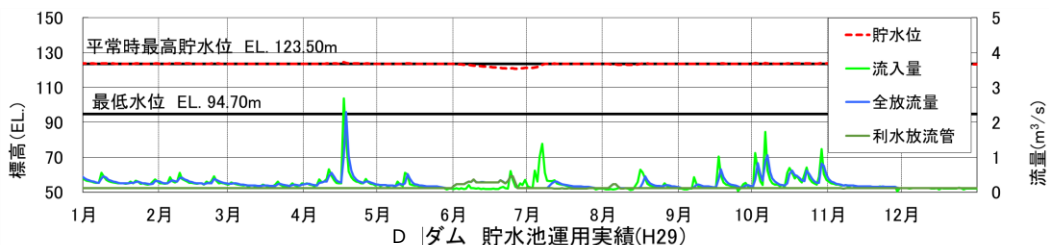


図3.27 Dダム貯水池運用実績 (H29~H31年)

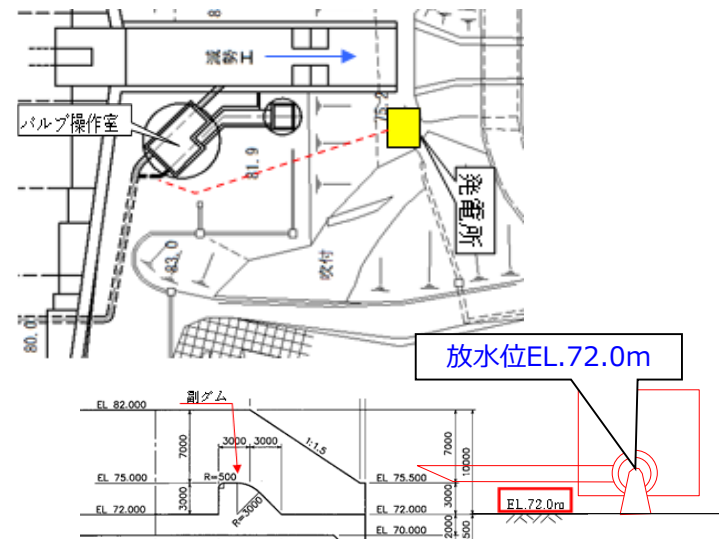


図3.28 Dダム発電所縦断図

表3.63 Dダム有効落差

取水水位 (EL.m)	放水水位 (EL.m)	総落差 (m)	損失水頭	有効落差
123.5m	72.0m	51.5m	0.1m	51.4m

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証】

(4) Dダム

d) 発電電力量と温室効果ガス削減量の算定（無効放流活用なし）

- ▶ Dダムでは、35日流量である $0.50\text{m}^3/\text{s}$ ～ $0.2\text{m}^3/\text{s}$ までを4ケース設定し、近10ヶ年の貯水池運用データを用いて発電量シミュレーションを実施した。
- ▶ 発電シミュレーションの結果、最大使用水量を豊水流量程度（ $0.20\text{m}^3/\text{s}$ ）としたケース4の工事費kWh単価が、422円/(kWh/年)と最も安価となり、その時のCO₂削減量は、160t-CO₂/年(スギ人工18ha程度がCO₂を吸収する量)である。
- ▶ 利水放流管の放流実績のみでは、採算性が低く、発電電力量とCO₂削減量は得られないことがわかる。

表3.64 Dダム発電シミュレーション結果一覧

Dダム		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	
条件	最大使用水量	m^3/s	0.50	0.40	0.30	0.20
	設定根拠	35日流量 $0.50\text{m}^3/\text{s}$		豊水流量 $0.29\text{m}^3/\text{s}$	平水流量 $0.19\text{m}^3/\text{s}$	
	常時使用水量	m^3/s	0.10	0.08	0.06	0.04
結果	最大発電出力	kW	207	165	123	81
	常時発電出力	kW	50	41	31	21
	年平均有効発電電力量	MWh/年	74	79	319	346
	平均合成効率	%	6.43	7.17	60.13	70.47
	設備利用率	%	4.27	5.78	31.17	51.34
	概略工事費	百万円	210	188	171	146
	工事費 kWh単価	百万円/kWh	1.01	1.14	1.39	1.8
	工事費 kWh単価	円/(kWh/年)	2,854	2,368	536	422
	CO ₂ 削減量	t-CO ₂ /年	34	37	147	160

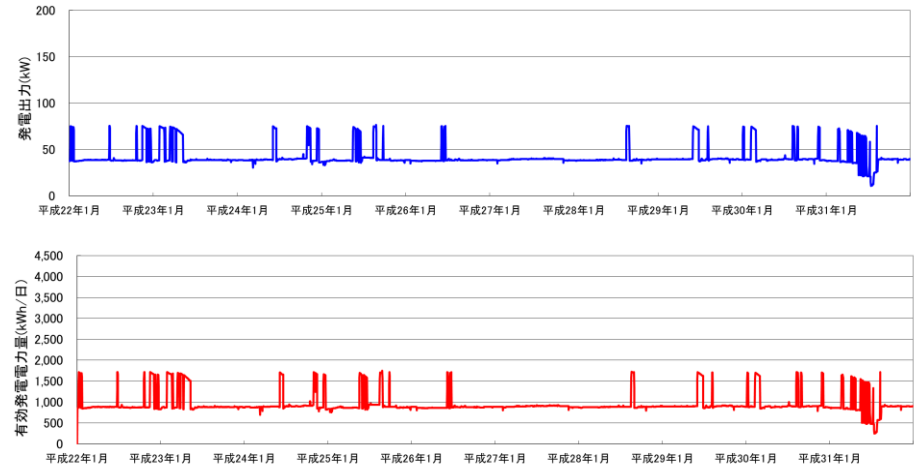


図3.29 Dダム発電シミュレーション結果（ケース4）

CO₂削減量(t-CO₂/年)
 = CO₂排出係数(t-CO₂/kWh)×年平均有効発電電力量(kWh/年)
 ※電力会社のCO₂排出係数は0.000462 (t-CO₂/kWh)

3. ダム関連業務

(3) 水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証】

(4) Dダム

e) 発電電力量と温室効果ガス削減量の算定（無効放流活用あり）

- Dダムでは、無効放流を加えた近10ヶ年の貯水池運用データを用いて発電量シミュレーションを実施した。
- 発電シミュレーションの結果、最大使用水量を豊水流量程度（0.30m³/s）としたケース3の工事費kWh単価が、274円/(kWh/年)と最も安価となり、その時のCO₂削減量は、288t-CO₂/年(スギ人工33ha程度がCO₂を吸収する量)である。
- 無効放流を追加した結果、最適案が豊水流量程度になり、工事費kWh単価は148円/(kWh/年)安くなり、CO₂削減量は128t-CO₂/年増加した。

表3.65 Dダム発電シミュレーション結果一覧

Dダム		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	
条件	最大使用水量	m ³ /s	0.50	0.40	0.30	0.20
	設定根拠	35日流量 0.50m ³ /s		豊水流量 0.29m ³ /s	平水流量 0.19m ³ /s	
	常時使用水量	m ³ /s	0.18	1.40	0.11	0.07
結果	最大発電出力	kW	207	165	123	81
	常時発電出力	kW	50	41	31	21
	年平均有効発電電力量	MWh/年	562	596	624	521
	平均合成効率	%	41.59	51.79	69.7	73.56
	設備利用率	%	32.63	43.41	60.96	77.27
	概略工事費	百万円	210	188	171	146
	工事費 kWh単価	百万円 /kW	1.01	1.14	1.39	1.8
	工事費 kWh単価	円 / (kWh/年)	373	315	274	280
	CO ₂ 削減量	t-CO ₂ /年	260	276	288	241

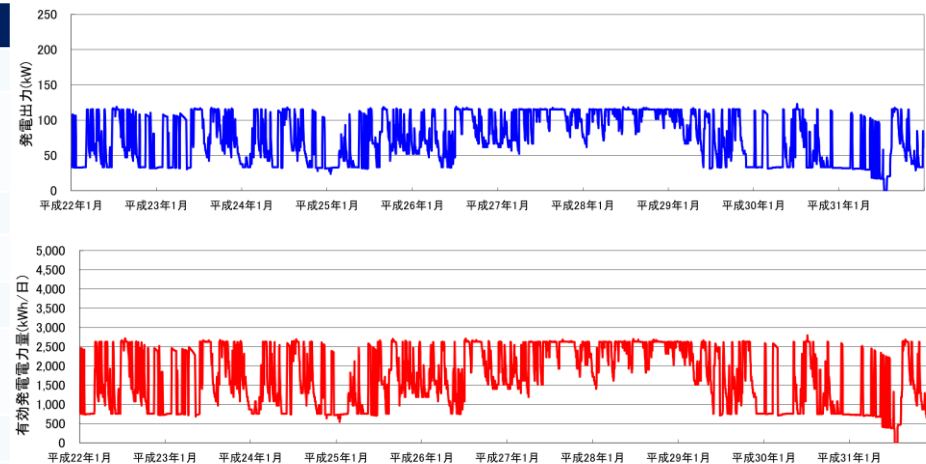


図3.30 Dダム発電シミュレーション結果（ケース3）

CO₂削減量(t-CO₂/年)
 = CO₂排出係数(t-CO₂/kWh)×年平均有効発電電力量(kWh/年)
 ※電力会社のCO₂排出係数は0.000462 (t-CO₂/kWh)

3. ダム関連業務

【3）水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証】

(4) Dダム

f) Dダムの曝気設備消費電力と管理用発電の関係

- Dダムの曝気設備は6～10月の5ヶ月間稼働され、1日の消費電力量は266kWh（11.1kW×24hr）である。
- 曝気設備の消費電力量に対して、管理用発電の発電電力量が上回るため、消費電力を賄うことが可能である。

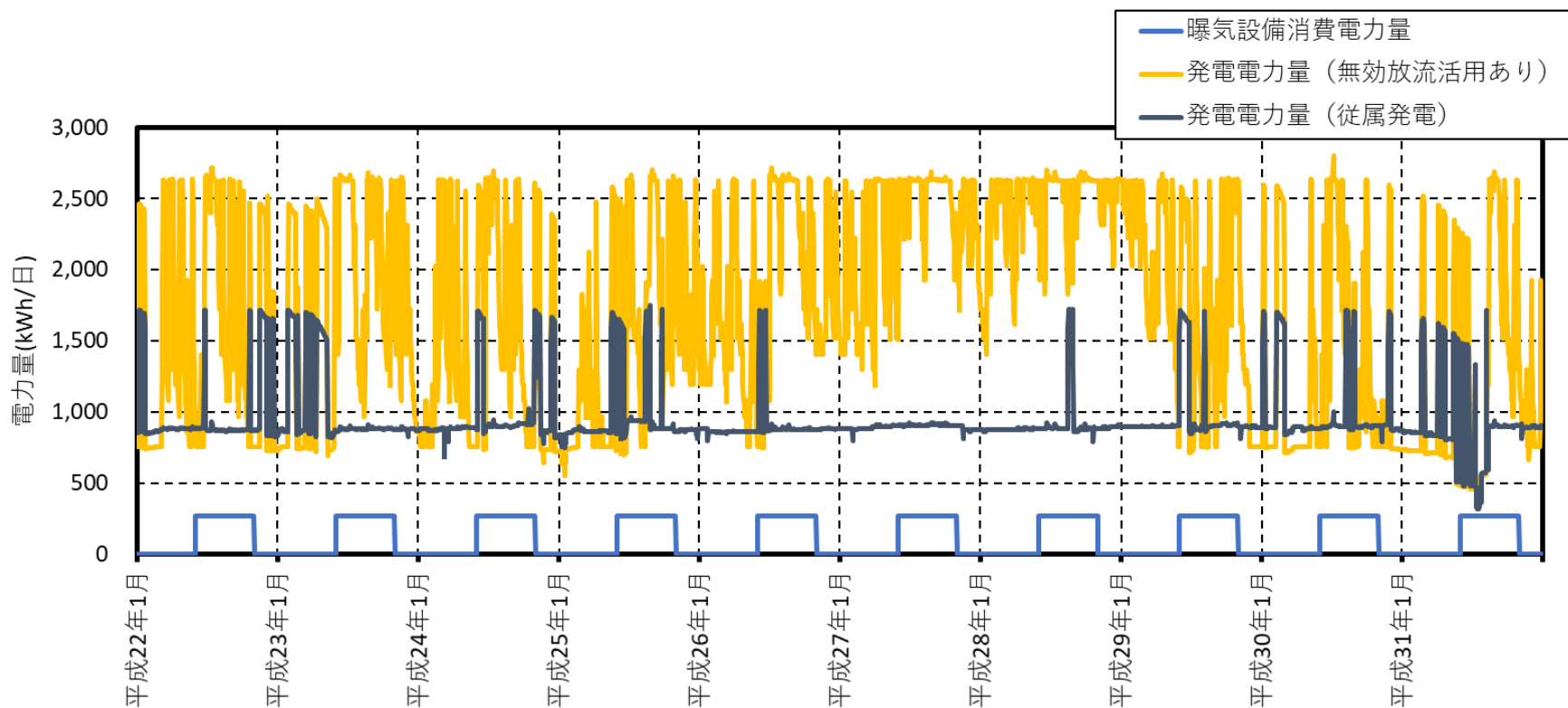


図3.31 Dダムの曝気設備消費電力量と発電電力量（H22～H31）

3. ダム関連業務

【3】水力発電による発電電力量および温室効果ガス削減量の検証】

(5) 発電シミュレーション結果

- 省エネ対策により削減可能な消費電力量及びCO₂排出量は、水力発電による削減可能な消費電力量及びCO₂排出量に対して非常に小さい。
- 各ダムともに、水力発電による発電電力量が、ダムそのものの消費電力量を上回っており、管理用発電としての機能に加え、余剰売電が可能である。
- Cダム、Dダムでは、従属発電による最大出力は100kW未満となるが、無効放流を活用することで最大出力が100kW以上となる。

表3.66 各ダムの省エネ、発電電力量、温室効果ガス削減量

ダム名	ダム全体の消費電力量 (MWh/年)	ダム全体のCO ₂ 排出量 (t-CO ₂ /年)	既存設備の省エネ対策		水力発電 (上段：従属発電のみ、下段：無効放流活用あり)			
			消費電力削減量 (MWh/年)	年CO ₂ 削減量 (t-CO ₂ /年)	最大使用水量 (m ³ /s)	最大出力 (kW)	年平均発電電力量 (MWh/年)	年CO ₂ 削減量 (t-CO ₂ /年)
Aダム	141	64	9.1	4.2	1.00 (1.00)	148 (148)	1,036 (1,036)	478 (479)
Bダム	104	55	9.6	5.1	0.40 (0.40)	192 (192)	1,044 (1,229)	482 (568)
Cダム	95	33	7.4	2.6	0.20 (0.40)	50 (102)	142 (397)	66 (183)
Dダム	165	57	10.8	3.7	0.20 (0.30)	81 (123)	346 (624)	160 (288)

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(1) キャッシュフロー計算：検討条件

- 発電事業計画を具現化するため、実運用で考慮すべき種々のランニングコストを見込んだキャッシュフローシミュレーションによる経済性評価を行う。
- モデルダムに対して、右表に示す収入と支出の各費用項目を設定した上で、投資回収年数、評価期間内の収益額を整理する。
- 売電単価は評価開始から20年目まではFIT単価、21年目以降は売電単価を10円/kWhと想定する。
- 評価期間はダムの法定耐用年数80年を参考に、2021年から建設年+80年の期間を考慮する。

表3.67 各ダムの評価期間 (ダムの残法定耐用年数)

ダム名	①建設年	②建設年+80年	③評価期間 = ②-2021年
Aダム	1980年	2060年	39年
Bダム	1984年	2064年	43年
Cダム	2000年	2080年	59年
Dダム	2001年	2081年	60年

表3.68 考慮する費用

収入		備考
	売電収入(20年間)	FIT単価での売電収入
	売電収入(20年以降)	10円/kWhでの売電収入
	電気料金削減費	ダム管理でかかった電力料金
	CO ₂ 削減量貨幣換算	国が認証するJ-クレジット制度より再エネ入札単価(円/t)を参照
支出		備考
イニシャルコスト		
	発電所建設費	概算工事費より
	電気(22年更新)	概算工事費より
	建築(42年更新)	概算工事費より
	土木(57年更新)	概算工事費より
	その他諸経費	発電所建設費のうち、電気・建築・土木以外の経費
ランニングコスト		
	人件費	実施主体がダム管理者のため、0円
	修繕費	法定耐用年数の修繕費の平均値
	流水占用料	実施主体がダム管理者のため、0円
	減価償却費	①+②+③
	①電気(22年更新)	各種工事費を法定耐用年数もしくはダム残存年数で分割して計上
	②建築(42年更新)	同上
	③土木(57年更新)	同上
	水車大規模メンテ	電気設備費更新期間(22年)半期に計上

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(1) キャッシュフロー計算：検討条件 (参考：CO₂貨幣換算原単位)

表3.69 CO₂貨幣換算原単位一覧

適用機関・国等	原単位	単位	概要
J-クレジット入札単価 (本検討で使用)	1,887	円/t-CO ₂	第9回再エネ入札結果より(令和2年6月22日～6月29日)
国土交通省鉄道整備事業	8,433	円/t-CO ₂	「公共事業評価手法に関する検討会(平成19年)」資料より 2,300円/t-Cを換算
国土交通省官庁営繕事業	2,220	円/t-CO ₂	「公共事業評価手法に関する検討会(平成19年)」資料より
ドイツ	26,650	円/t-CO ₂	「公共事業評価手法に関する検討会(平成19年)」資料より 205 Euro/ t-CO ₂ を1Euro=130円として換算。
オランダ	6,500	円/t-CO ₂	「公共事業評価手法に関する検討会(平成19年)」資料より 50 Euro/ t-CO ₂ を1Euro=130円として換算。
デンマーク	3,060	円/t-CO ₂	「公共事業評価手法に関する検討会(平成19年)」資料より 180クローネ/t-CO ₂ を1クローネ=17円として換算。
スウェーデン	19,500	円/t-CO ₂	「公共事業評価手法に関する検討会(平成19年)」資料より 1,500クローナ/t-CO ₂ を1クローナ=13円として換算。
ニュージーランド	3,080	円/t-CO ₂	「公共事業評価手法に関する検討会(平成19年)」資料より 40NZ\$/t-CO ₂ を1NZ\$ =77円として換算。

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(2) 経済性評価：Aダム

- ①従属発電、②無効放流を活用したケースで経済性を評価したが、Aダムでは無効放流がほとんどなく、経済性に大きな差はみられなかった。
- Aダムでは、FIT対象期間の20年で約4.1億、ダム残存期間の39年目までで約5.6億円の利益が見込める。

図3.32 ①従属発電

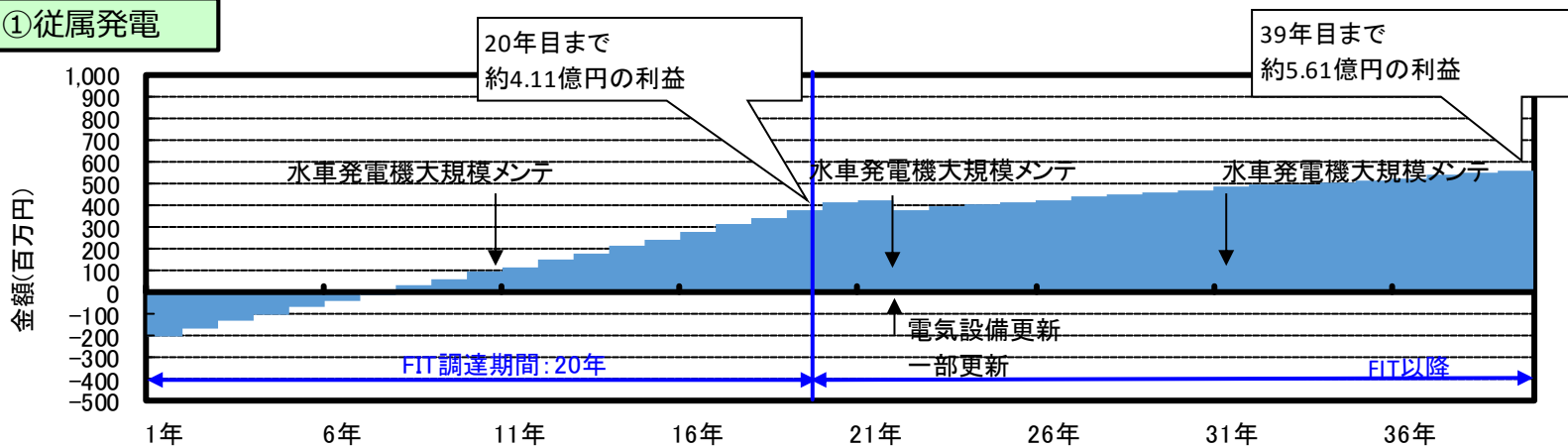
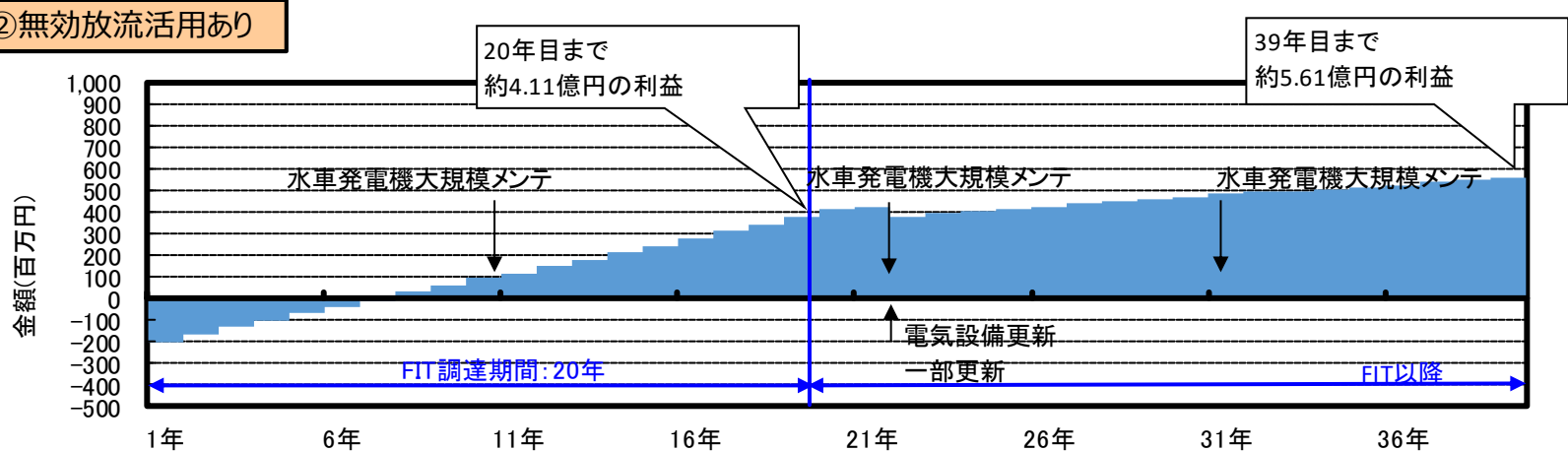


図3.33 ②無効放流活用あり



3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(2) 経済性評価：Aダム

表3.70

①従属発電 (～20年まで)

キャッシュフロー		単位: 百万円																				FIT 単価	
累計年度		0年	1年	2年	3年	4年	5年	6年	7年	8年	9年	10年	11年	12年	13年	14年	15年	16年	17年	18年	19年	20年	
収入	①		33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29	33.29
	売電収入(20年間)		30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58	30.58
	売電収入(20年以降)																						
	電気料金削減費		2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71
支出	②=③+④	233.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	24.00	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47
イニシャルコスト	③	233.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
発電所建設費	a+b+c+d	233.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
電気(22年更新)	a	103.50																					
建築(42年更新)	b	16.13																					
土木(57年更新)	c	84.51																					
その他諸経費	d	29.34																					
ランニングコスト	④		8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	24.00	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47
人件費			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
修繕費			1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19
流水占用料			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
減価償却費	⑤=A+B+C		7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28
電気(22年更新)	A		4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70
建築(42年更新)	B		0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41
土木(57年更新)	C		2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17
水車大規模メンテ												15.52											
固定資産税			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CO2削減量	(t-CO2/年)		478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45
CO2削減量貨幣換算			0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
税引き前収支	⑥=①-②		25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	10.19	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72
法人税等	⑦		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
税引き後	⑧=⑥-⑦		25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	10.19	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72	25.72
収支	⑨=前年度⑨+当年度⑧		25.72	51.44	77.15	102.87	128.59	154.31	180.03	205.74	231.46	257.18	267.37	293.09	318.81	344.53	370.25	395.96	421.68	447.40	473.12	498.84	498.84
当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	0.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	17.48	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00
税引き後IRR算定用		-233.47	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	17.48	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00
キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩		33.00	66.01	99.01	132.01	165.01	198.02	231.02	264.02	297.03	330.03	347.51	380.51	413.51	446.52	479.52	512.52	545.52	578.53	611.53	644.53	644.53
税引き後IRR算定用(22年評価用)		-233.47	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	17.48	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00	33.00
税引き後IRR																							12.59%
累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	-233.47	-200.47	-167.47	-134.46	-101.46	-68.46	-35.45	-2.45	30.55	63.55	96.56	114.04	147.04	180.04	213.04	246.05	279.05	312.05	345.05	378.06	411.06	411.06

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(2) 経済性評価：Aダム

表3.71

①従属発電 (21年～ダム残存年数まで)

キャッシュフロー		→PPS売電単価 10 円/kWh																			
累計年度		21年	22年	23年	24年	25年	26年	27年	28年	29年	30年	31年	32年	33年	34年	35年	36年	37年	38年	39年	
収入	①	11.70	11.70	11.70	11.70	11.70	11.70	11.70	11.70	11.70	11.70	11.70	11.70	11.70	11.70	11.70	11.70	11.70	11.70	11.70	
	売電収入(20年間)																				
	売電収入(20年以降)	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	8.99	
	電気料金削減費	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	
支出	②=③+④	8.47	24.00	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	21.43	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	
イニシャルコスト	③	0.00	36.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	発電所建設費	0.00	36.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	電気(22年更新)		36.22																		
	建築(42年更新)																				
	土木(57年更新)																				
	その他諸経費																				
ランニングコスト	④	8.47	24.00	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	21.43	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	
	人件費	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	修繕費	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	
	流水占用料	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	減価償却費	7.28	7.28	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	
	⑤=A+B+C																				
	電気(22年更新)	4.70	4.70	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	
	建築(42年更新)	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	
	土木(57年更新)	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	
	水車大規模メンテ		15.52											15.52							
	固定資産税	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	CO2削減量 (t-CO2/年)	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	478.45	
	CO2削減量貨幣換算	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	
税引き前収支	⑥=①-②	4.13	-11.40	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	-8.82	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	
法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
税引き後	⑧=⑥-⑦	4.13	-11.40	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	-8.82	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	6.70	
収支	⑨=前年度⑨+当年度⑧	502.96	491.57	498.27	504.97	511.67	518.37	525.08	531.78	538.48	545.18	551.88	558.58	549.76	556.46	563.16	569.87	576.57	583.27	589.97	
当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	11.41	-4.11	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	-4.11	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	
税引き後IRR算定用		11.41	-4.11	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	-4.11	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	11.41	
キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	655.95	651.83	663.25	674.66	686.07	697.48	708.90	720.31	731.72	743.14	754.55	765.96	761.85	773.26	784.68	796.09	807.50	818.91	830.33	
税引き後IRR算定用(22年評価用)		11.41	-4.11																		
税引き後IRR																					12.99%
累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	422.47	382.14	393.55	404.96	416.38	427.79	439.20	450.62	462.03	473.44	484.85	496.27	492.15	503.57	514.98	526.39	537.81	549.22	560.63	

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(2) 経済性評価：Aダム

表3.72

②無効放流活用あり（～20年まで）

キャッシュフロー		FIT 単価 34 円/kWh																				
単位: 百万円		0年	1年	2年	3年	4年	5年	6年	7年	8年	9年	10年	11年	12年	13年	14年	15年	16年	17年	18年	19年	20年
収入	①		33.30	33.30	33.30	33.30	33.30	33.30	33.30	33.30	33.30	33.30	33.30	33.30	33.30	33.30	33.30	33.30	33.30	33.30	33.30	33.30
	売電収入(20年間)		30.59	30.59	30.59	30.59	30.59	30.59	30.59	30.59	30.59	30.59	30.59	30.59	30.59	30.59	30.59	30.59	30.59	30.59	30.59	30.59
	売電収入(20年以降)																					
	電気料金削減費		2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71
支出	②=③+④	233.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	24.00	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47
イニシャルコスト	③	233.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	発電所建設費 a+b+c+d	233.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	電気(22年更新) a	103.50																				
	建築(42年更新) b	16.13																				
	土木(57年更新) c	84.51																				
	その他諸経費 d	29.34																				
ランニングコスト	④		8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	24.00	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47	8.47
	人件費		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	修繕費		1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19
	流水占用料		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	減価償却費 ⑤=A+B+C	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28
	電気(22年更新) A	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70
	建築(42年更新) B	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41
	土木(57年更新) C	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17
	水車大規模メンテ											15.52										
	固定資産税	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CO2削減量 (t-CO2/年)	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62
	CO2削減量貨幣換算	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
税引き前収支	⑥=①-②	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	10.20	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73
法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
税引き後収支	⑧=⑥-⑦	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	10.20	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73	25.73
	累加収支 ⑨=前年度⑨+当年度⑧	25.73	51.46	77.19	102.91	128.64	154.37	180.10	205.83	231.56	257.28	267.49	293.22	318.94	344.67	370.40	396.13	421.86	447.59	473.31	499.04	
当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	0.00	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	17.49	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01
税引き後IRR算定用		-233.47	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	17.49	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01
キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	33.01	66.03	99.04	132.05	165.07	198.08	231.09	264.11	297.12	330.13	347.62	380.63	413.65	446.66	479.67	512.69	545.70	578.71	611.73	644.74	
税引き後IRR算定用(22年評価用)		-233.47	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	17.49	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01	33.01
税引き後IRR																						12.59%
累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	-233.47	-200.46	-167.45	-134.43	-101.42	-68.41	-35.39	-2.38	30.63	63.65	96.66	114.15	147.16	180.17	213.19	246.20	279.21	312.23	345.24	378.25	411.27

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(2) 経済性評価：Aダム

表3.73

②無効放流活用あり (21年～ダム残存年数まで)

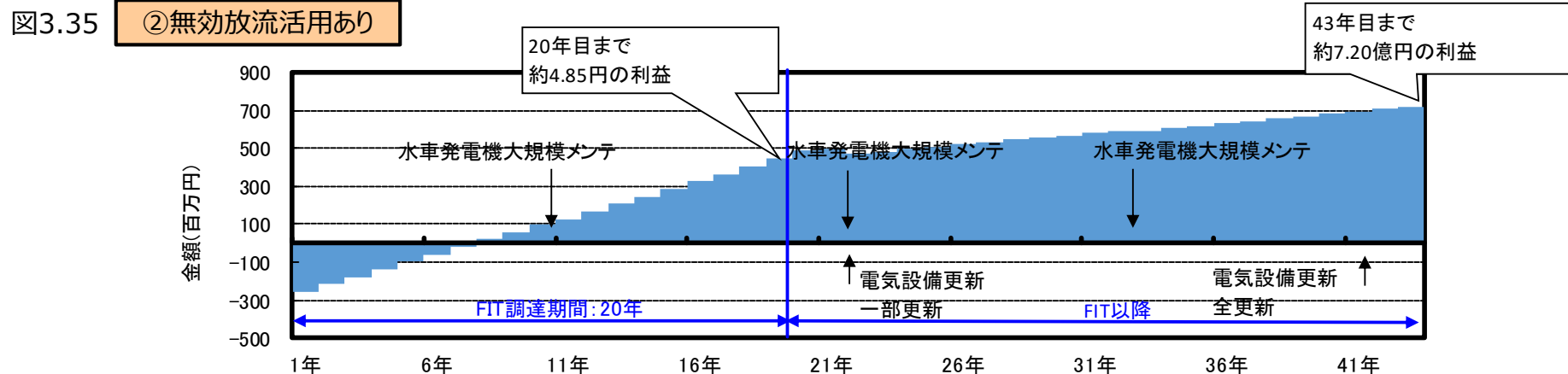
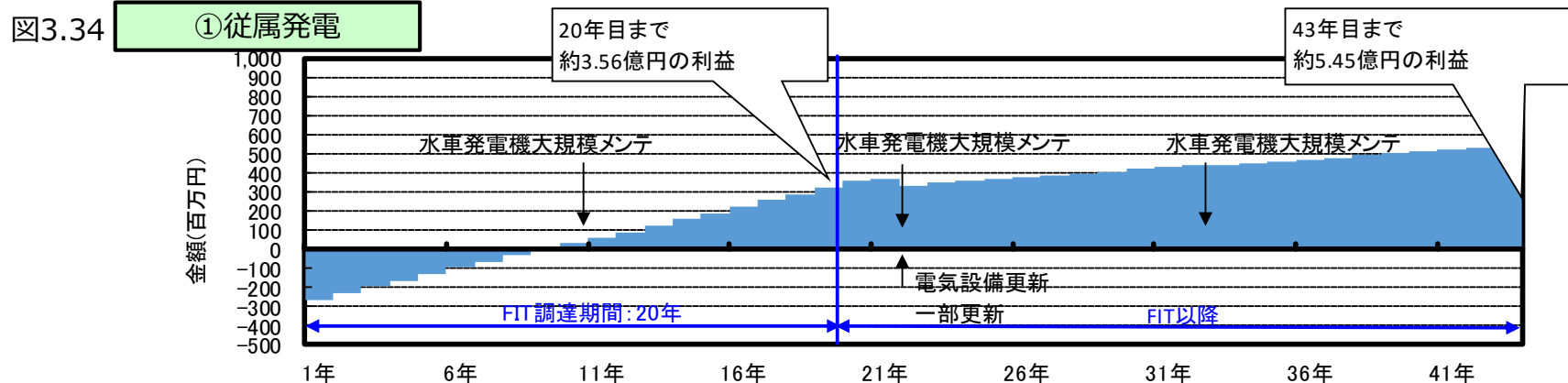
キャッシュフロー		→PPS売電単価 10 円/kWh																			
累計年度		21年	22年	23年	24年	25年	26年	27年	28年	29年	30年	31年	32年	33年	34年	35年	36年	37年	38年	39年	
収入	①	11.71	11.71	11.71	11.71	11.71	11.71	11.71	11.71	11.71	11.71	11.71	11.71	11.71	11.71	11.71	11.71	11.71	11.71	11.71	
	売電収入(20年間)																				
	売電収入(20年以降)	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	
	電気料金削減費	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	2.71	
支出	②=③+④	8.47	24.00	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	21.43	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	
イニシャルコスト	③	0.00	36.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	発電所建設費	a+b+c+d	0.00	36.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	電気(22年更新)	a		36.22																	
	建築(42年更新)	b																			
	土木(57年更新)	c																			
	その他諸経費	d																			
ランニングコスト	④	8.47	24.00	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	21.43	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	5.90	
	人件費	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	修繕費	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19	
	流水占用料	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	減価償却費	⑤=A+B+C	7.28	7.28	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	
	電気(22年更新)	A	4.70	4.70	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13
	建築(42年更新)	B	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41
	土木(57年更新)	C	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17	2.17
	水車大規模メンテ			15.52											15.52						
	固定資産税		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CO2削減量	(t-CO2/年)	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	478.62	
CO2削減量貨幣換算		0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	
税引き前収支	⑥=①-②	4.14	-11.39	6.71	6.71	6.71	6.71	6.71	6.71	6.71	6.71	6.71	6.71	-8.81	6.71	6.71	6.71	6.71	6.71	6.71	
法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
税引き後収支	単年度収支	⑧=⑥-⑦	4.14	-11.39	6.71	6.71	6.71	6.71	6.71	6.71	6.71	6.71	6.71	-8.81	6.71	6.71	6.71	6.71	6.71	6.71	
	累加収支	⑨=前年度⑨+当年度⑧	503.18	491.80	498.51	505.22	511.93	518.64	525.35	532.07	538.78	545.49	552.20	558.91	550.10	556.81	563.53	570.24	576.95	583.66	
当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	11.42	-4.10	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	-4.10	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	
税引き後IRR算定用		11.42	-4.10	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	-4.10	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	11.42	
キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	656.16	652.06	663.48	674.91	686.33	697.75	709.18	720.60	732.02	743.45	754.87	766.29	762.19	773.61	785.04	796.46	807.88	819.31	830.73	
税引き後IRR算定用(22年評価用)		11.42	-4.10																		
税引き後IRR																				13.00%	
累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	422.69	382.37	393.79	405.21	416.63	428.06	439.48	450.90	462.33	473.75	485.17	496.60	492.50	503.92	515.34	526.77	538.19	549.61	561.03	

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(3) 経済性評価：Bダム

- ①従属発電、②無効放流を活用したケースで経済性を評価した結果、Bダムでは無効放流が多かったため、②無効放流を活用した場合の経済性は向上した。
- ①従属売電の場合、FIT対象期間の20年で約3.6億、ダム残存期間の43年目までで約5.5億円の利益が見込める。
- ②無効放流を活用した場合、FIT対象期間の20年で約4.9億、ダム残存期間の43年目までで約7.2億円の利益が見込める。



3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(3) 経済性評価：Bダム

表3.74

①従属発電（～20年まで）

キャッシュフロー		単位: 百万円																			FIT 単価					
累計年度		0年	1年	2年	3年	4年	5年	6年	7年	8年	9年	10年	11年	12年	13年	14年	15年	16年	17年	18年	19年	20年	34	円/kWh		
収入	①		33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91	33.91			
	売電収入(20年間)		32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26	32.26			
	売電収入(20年以降)																									
	電気料金削減費		1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65			
支出	②=③+④	297.29	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	21.88	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41				
イニシャルコスト	③	297.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
	発電所建設費 a+b+c+d	297.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
	電気(22年更新) a	83.12																								
	建築(42年更新) b	18.40																								
	土木(57年更新) c	158.42																								
ランニングコスト	④		9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	21.88	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41				
人件費		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
修繕費		1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51				
流水占用料		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
減価償却費	⑤=A+B+C	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90				
電気(22年更新) A		3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78				
建築(42年更新) B		0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44				
土木(57年更新) C		3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68				
水車大規模メンテ												12.47														
固定資産税		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
CO2削減量	(t-CO2/年)	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13				
CO2削減量貨幣換算		0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91				
税引き前収支	⑥=①-②	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	12.94	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41				
法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
税引き後単年度収支	⑧=⑥-⑦	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	12.94	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41	25.41				
累加収支	⑨=前年度⑨+当年度⑧	25.41	50.82	76.23	101.64	127.05	152.46	177.87	203.28	228.69	254.10	267.04	292.45	317.86	343.27	368.67	394.08	419.49	444.90	470.31	495.72	495.72				
当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	0.00	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	20.84	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31				
税引き後IRR算定用		-297.29	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	20.84	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31				
キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	33.31	66.62	99.93	133.24	166.55	199.86	233.17	266.48	299.79	333.10	353.94	387.25	420.56	453.87	487.18	520.49	553.80	587.11	620.42	653.73	653.73				
税引き後IRR算定用(22年評価用)		-297.29	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	20.84	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31	33.31				
税引き後IRR																								9.09%		
累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	-297.29	-263.98	-230.67	-197.36	-164.05	-130.74	-97.43	-64.12	-30.81	2.50	35.81	56.65	89.96	123.27	156.58	189.89	223.20	256.51	289.82	323.13	356.44				

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(3) 経済性評価：Bダム

表3.75

① 従属発電 (21年～ダム残存年数まで)

キャッシュフロー		→PPS売電単価 10 円/kWh																						
累計年度		21年	22年	23年	24年	25年	26年	27年	28年	29年	30年	31年	32年	33年	34年	35年	36年	37年	38年	39年	40年	41年	42年	43年
収入	①	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	11.14	
	売電収入(20年間)																							
	売電収入(20年以降)	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49	9.49		
	電気料金削減費	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65		
支出	②=③+④	9.41	21.88	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	19.49	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02		
イニシャルコスト	③	0.00	29.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
	発電所建設費 a+b+c+d	0.00	29.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
	電気(22年更新) a		29.09																					
	建築(42年更新) b																							
	土木(57年更新) c																							
	その他諸経費 d																							
ランニングコスト	④	9.41	21.88	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	19.49	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02		
	人件費	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
	修繕費	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51		
	流水占用料	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
	減価償却費 ⑤=A+B+C	7.90	7.90	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51		
	電気(22年更新) A	3.78	3.78	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39		
	建築(42年更新) B	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44		
	土木(57年更新) C	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68		
	水車大規模メンテ		12.47										12.47											
	固定資産税	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
	CO2削減量 (t-CO2/年)	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13	482.13		
	CO2削減量貨幣換算	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91		
税引き前収支	⑥=①-②	2.64	-9.83	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	-7.44	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03		
法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
税引き後収支	⑧=⑥-⑦	2.64	-9.83	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	-7.44	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03		
	単年度収支	2.64	-9.83	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	-7.44	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03	5.03		
	累加収支 ⑨=前年度⑨+当年度⑧	498.36	488.53	493.57	498.60	503.63	508.66	513.70	518.73	523.76	528.79	533.82	538.86	531.42	536.45	541.49	546.52	551.55	556.58	561.61	566.65	571.68		
当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	10.54	-1.93	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	-1.93	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54		
税引き後IRR算定用		10.54	-1.93	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	-1.93	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54	10.54		
キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	664.27	662.34	672.88	683.42	693.96	704.50	715.04	725.58	736.12	746.66	757.20	767.74	765.81	776.35	786.89	797.43	807.97	818.51	829.05	839.59	850.13		
税引き後IRR算定用(22年評価用)		10.54	-1.93																					
税引き後IRR																						9.72%		
累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	366.98	335.96	346.50	357.04	367.58	378.12	388.66	399.19	409.73	420.27	430.81	441.35	439.43	449.97	460.51	471.05	481.59	492.12	502.66	513.20	523.74		

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(3) 経済性評価：Bダム

表3.76

②無効放流活用あり(～20年まで)

キャッシュフロー		単位:百万円																				FIT 単価 34 円/kWh	
累計年度		0年	1年	2年	3年	4年	5年	6年	7年	8年	9年	10年	11年	12年	13年	14年	15年	16年	17年	18年	19年	20年	
収入	①		40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20	40.20
	売電収入(20年間)		38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55	38.55
	売電収入(20年以降)																						
	電気料金削減費		1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65
支出	②=③+④	297.29	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	21.88	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41
イニシャルコスト	③	297.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	a+b+c+d	297.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	発電所建設費																						
	電気(22年更新) a		83.12																				
	建築(42年更新) b		18.40																				
	土木(57年更新) c		158.42																				
	その他諸経費 d		37.36																				
ランニングコスト	④		9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	21.88	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41	9.41
	人件費		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	修繕費		1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51
	流水占用料		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	減価償却費 ⑤=A+B+C		7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90	7.90
	電気(22年更新) A		3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78	3.78
	建築(42年更新) B		0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44
	土木(57年更新) C		3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68
	水車大規模メンテ													12.47									
	固定資産税		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CO2削減量 (t-CO2/年)		567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59
	CO2削減量貨幣換算		1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07
税引き前収支	⑥=①-②	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	19.39	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86
法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
税引き後収支	⑧=⑥-⑦	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	19.39	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86	31.86
累加収支	⑨=前年度⑨+当年度⑧	31.86	63.72	95.58	127.44	159.30	191.16	223.03	254.89	286.75	318.61	338.00	369.86	401.72	433.58	465.44	497.30	529.17	561.03	592.89	624.75	624.75	624.75
当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	0.00	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	27.29	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76
税引き後IRR算定用		-297.29	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	27.29	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76
キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	39.76	79.52	119.28	159.04	198.81	238.57	278.33	318.09	357.85	397.61	424.90	464.66	504.43	544.19	583.95	623.71	663.47	703.23	742.99	782.75	782.75	782.75
税引き後IRR算定用(22年評価用)		-297.29	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	27.29	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76	39.76
税引き後IRR																							11.79%
累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	-297.29	-257.53	-217.77	-178.01	-138.25	-98.49	-58.73	-18.96	20.80	60.56	100.32	127.61	167.37	207.13	246.89	286.66	326.42	366.18	405.94	445.70	485.46	485.46

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(3) 経済性評価 : Bダム

表3.77

②無効放流活用あり (21年~ダム残存年数まで)

キャッシュフロー		→PPS売電単価 10 円/kWh																							
累計年度		21年	22年	23年	24年	25年	26年	27年	28年	29年	30年	31年	32年	33年	34年	35年	36年	37年	38年	39年	40年	41年	42年	43年	
収入	①	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	12.99	
	売電収入(20年間)																								
	売電収入(20年以降)	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34	11.34		
	電気料金削減費	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65	1.65		
支出	②=③+④	9.41	21.88	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	19.49	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	6.58	
	イニシャルコスト	③	0.00	29.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	発電所建設費	a+b+c+d	0.00	29.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	電気(22年更新)	a		29.09																					
	建築(42年更新)	b																							
	土木(57年更新)	c																							
	その他諸経費	d																							
	ランニングコスト	④	9.41	21.88	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	19.49	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	7.02	6.58	
	人件費		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	修繕費		1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	1.51	
	流水占用料		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	減価償却費	⑤=A+B+C	7.90	7.90	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.51	5.07	
	電気(22年更新)	A	3.78	3.78	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	1.39	
	建築(42年更新)	B	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.00	
	土木(57年更新)	C	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	3.68	
	水車大規模メンテ			12.47										12.47											
	固定資産税		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	CO2削減量	(t-CO2/年)	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	567.59	
	CO2削減量貨幣換算		1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	
	税引き前収支	⑥=①-②	4.65	-7.82	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	-5.42	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.48	
	法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	税引き後	⑧=⑥-⑦	4.65	-7.82	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	-5.42	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	7.48	
	収支	⑨=前年度⑨+当年度⑧	629.40	621.58	628.63	635.67	642.71	649.76	656.80	663.84	670.89	677.93	684.97	692.02	686.59	693.64	700.68	707.72	714.77	721.81	728.85	735.90	742.94	749.99	757.47
	当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	12.55	0.08	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	0.08	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	
	税引き後IRR算定用		12.55	0.08	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	0.08	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	12.55	
	キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	795.30	795.39	807.94	820.49	833.04	845.59	858.14	870.69	883.25	895.80	908.35	920.90	920.98	933.53	946.08	958.63	971.19	983.74	996.29	1,008.84	1,021.39	1,033.94	1,046.49
	税引き後IRR算定用(22年評価用)		12.55	0.08																					
	税引き後IRR																							12.24%	
	累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	498.01	469.00	481.56	494.11	506.66	519.21	531.76	544.31	556.86	569.41	581.96	594.51	594.80	607.15	619.70	632.25	644.80	657.35	669.90	682.46	695.01	707.56	720.11

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(4) 経済性評価 : Cダム

- ①従属発電、②無効放流を活用したケースで経済性を評価した結果、Cダムでは無効放流が多く、経済性が向上した。
- ①従属売電の場合、FIT対象期間の20年で約1.3億、ダム残存期間の59年目までで約2.0億円の損失となる。
- ②無効放流を活用した場合、FIT対象期間の20年で約0.6億、ダム残存期間の59年目までで約1.1億円の利益が見込め、採算性は高まるが、利益はわずかである。

図3.36 ①従属発電

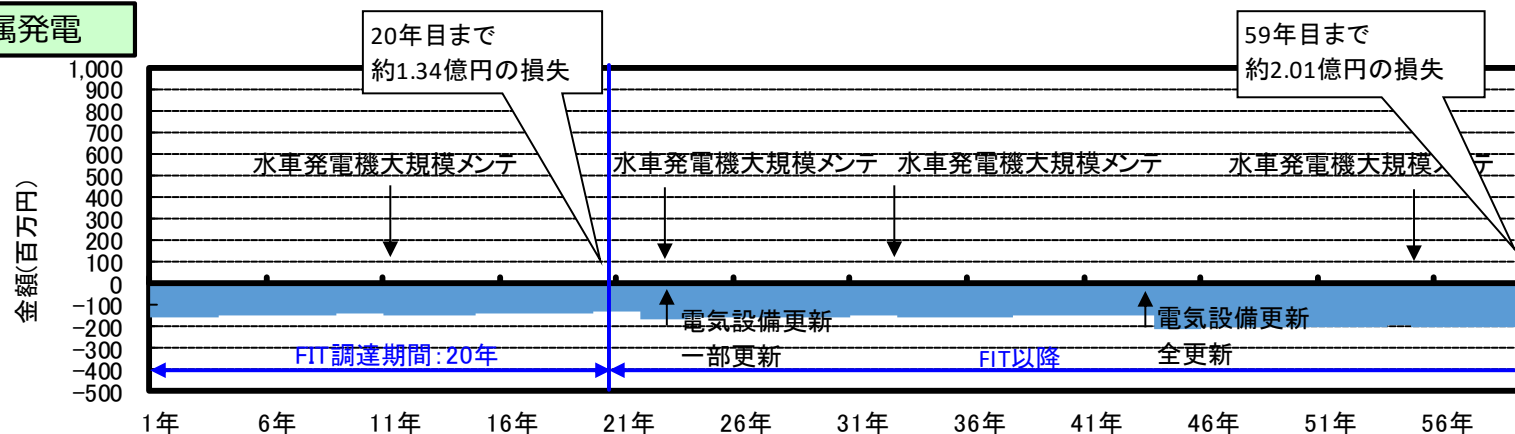
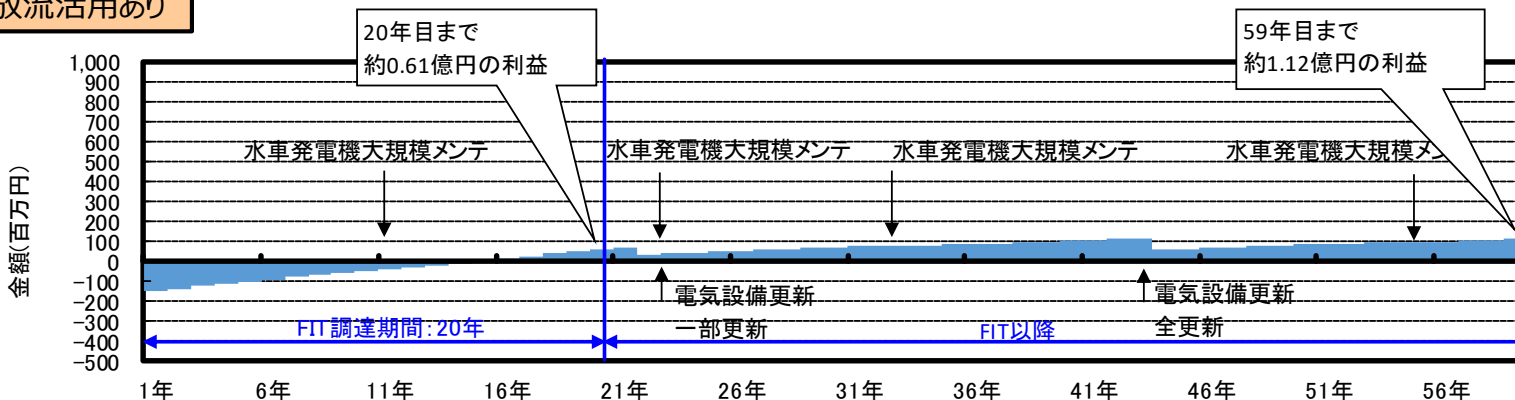


図3.37 ②無効放流活用あり



3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(4) 経済性評価：Cダム

図3.78

①従属発電（～20年まで）

キャッシュフロー		単位：百万円																			FIT 単価	34	円/kWh		
累計年度		0年	1年	2年	3年	4年	5年	6年	7年	8年	9年	10年	11年	12年	13年	14年	15年	16年	17年	18年	19年	20年			
収入	①																								
	売電収入(20年間)		0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74		
	売電収入(20年以降)																								
	電気料金削減費		1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77		
②=③+④		160.09	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	14.86	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16		
支出	③	160.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
	イニシャルコスト																								
	発電所建設費	a+b+c+d	160.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	電気(22年更新)	a	64.63																						
	建築(42年更新)	b	13.35																						
	土木(57年更新)	c	61.98																						
ランニングコスト	④		5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	14.86	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16		
人件費			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
修繕費			0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82		
流水占用料			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
減価償却費	⑤=A+B+C		4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34		
電気(22年更新)	A		2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94		
建築(42年更新)	B		0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32		
土木(57年更新)	C		1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09		
水車大規模メンテ													9.70												
固定資産税			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
CO2削減量	(t-CO2/年)		54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50		
CO2削減量貨幣換算			0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10		
税引き前収支	⑥=①-②		-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-12.25	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55		
法人税等	⑦		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
税引き後収支	⑧=⑥-⑦		-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-12.25	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55	-2.55		
累加収支	⑨=前年度⑨+当年度⑧		-2.55	-5.10	-7.65	-10.20	-12.75	-15.30	-17.85	-20.40	-22.95	-25.50	-37.75	-40.30	-42.85	-45.40	-47.95	-50.50	-53.05	-55.60	-58.15	-60.70	-63.25		
当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	0.00	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	-7.90	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79		
税引き後IRR算定用		-160.09	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	-7.90	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79		
キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩		1.79	3.59	5.38	7.17	8.96	10.76	12.55	14.34	16.14	17.93	10.03	11.82	13.61	15.40	17.20	18.99	20.78	22.58	24.37	26.16	27.95		
税引き後IRR算定用(22年評価用)		-160.09	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	-7.90	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79		
税引き後IRR																							-12.84%		
累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	-160.09	-158.30	-156.50	-154.71	-152.92	-151.12	-149.33	-147.54	-145.75	-143.95	-142.16	-150.06	-148.27	-146.48	-144.68	-142.89	-141.10	-139.31	-137.51	-135.72	-133.93	-132.14		

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(4) 経済性評価 : Cダム

図3.79

①従属発電 (21年~40年まで)

キャッシュフロー		→PPS売電単価 10 円/kWh																				
累計年度		21年	22年	23年	24年	25年	26年	27年	28年	29年	30年	31年	32年	33年	34年	35年	36年	37年	38年	39年	40年	
収入	①	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	
	売電収入(20年間)																					
	売電収入(20年以降)	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	
	電気料金削減費	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	
支出	②=③+④	5.16	14.86	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	12.95	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	
イニシャルコスト	③	0.00	22.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	発電所建設費 a+b+c+d	0.00	22.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	電気(22年更新) a		22.62																			
	建築(42年更新) b																					
	土木(57年更新) c																					
ランニングコスト	④	5.16	14.86	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	12.95	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	
人件費		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
修繕費		0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	
流水占用料		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
減価償却費	⑤=A+B+C	4.34	4.34	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	
電気(22年更新) A		2.94	2.94	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	
建築(42年更新) B		0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	
土木(57年更新) C		1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	
水車大規模メンテ			9.70											9.70								
固定資産税		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
CO2削減量	(t-CO2/年)	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	
CO2削減量貨幣換算		0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	
税引き前収支	⑥=①-②	-3.07	-12.77	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-10.86	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	
法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
税引き後単年度収支	⑧=⑥-⑦	-3.07	-12.77	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-10.86	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	-1.16	
税引き後累加収支	⑨=前年度⑨+当年度⑧	-63.77	-76.54	-77.70	-78.86	-80.02	-81.18	-82.34	-83.50	-84.67	-85.83	-86.99	-88.15	-99.00	-100.16	-101.33	-102.49	-103.65	-104.81	-105.97	-107.13	
当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	1.27	-8.42	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	-8.42	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	
税引き後IRR算定用		1.27	-8.42	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	-8.42	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	
キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	27.43	19.01	20.29	21.56	22.83	24.10	25.38	26.65	27.92	29.19	30.47	31.74	23.32	24.59	25.86	27.14	28.41	29.68	30.96	32.23	
税引き後IRR算定用(22年評価用)		1.27	-8.42																			
税引き後IRR																						
累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	-132.65	-163.70	-162.43	-161.15	-159.88	-158.61	-157.33	-156.06	-154.79	-153.52	-152.24	-150.97	-159.39	-158.12	-156.85	-155.57	-154.30	-153.03	-151.76	-150.48	

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(4) 経済性評価 : Cダム

表3.80

①従属発電 (41年~ダム残存年数まで)

キャッシュフロー

累計年度		41年	42年	43年	44年	45年	46年	47年	48年	49年	50年	51年	52年	53年	54年	55年	56年	57年	58年	59年	
収入	①	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	1.99	
	売電収入(20年間)																				
	売電収入(20年以降)	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	
	電気料金削減費	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	
支出	②=③+④	3.25	3.25	2.94	2.94	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	14.54	4.85	4.85	3.76	3.76	
イニシャルコスト	③	0.00	0.00	0.00	64.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	発電所建設費	a+b+c+d	0.00	0.00	0.00	64.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	電気(22年更新)	a				64.63															
	建築(42年更新)	b																			
	土木(57年更新)	c																			
	その他諸経費	d																			
ランニングコスト	④	3.25	3.25	2.94	2.94	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	14.54	4.85	4.85	3.76	3.76	
	人件費	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	修繕費	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	
	流水占用料	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	減価償却費	⑤=A+B+C	2.43	2.43	2.12	2.12	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	2.94	2.94
	電気(22年更新)	A	1.03	1.03	1.03	1.03	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94
	建築(42年更新)	B	0.32	0.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	土木(57年更新)	C	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	0.00	0.00
	水車大規模メンテ																9.70				
	固定資産税		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CO2削減量	(t-CO2/年)	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	54.50	
CO2削減量貨幣換算		0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	
税引き前収支	⑥=①-②	-1.16	-1.16	-0.84	-0.84	-2.75	-2.75	-2.75	-2.75	-2.75	-2.75	-2.75	-2.75	-2.75	-2.75	-12.45	-2.75	-2.75	-1.67	-1.67	
法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
税引き後収支	単年度収支	⑧=⑥-⑦	-1.16	-1.16	-0.84	-0.84	-2.75	-2.75	-2.75	-2.75	-2.75	-2.75	-2.75	-2.75	-2.75	-12.45	-2.75	-2.75	-1.67	-1.67	
	累加収支	⑨=前年度⑨+当年度⑧	-108.29	-109.45	-110.29	-111.14	-113.89	-116.64	-119.39	-122.15	-124.90	-127.65	-130.40	-133.16	-135.91	-138.66	-151.11	-153.86	-156.61	-158.28	-159.94
当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	-8.42	1.27	1.27	1.27	1.27	
税引き後IRR算定用		1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	-8.42	1.27	1.27	1.27	1.27	
キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	33.50	34.77	36.05	37.32	38.59	39.87	41.14	42.41	43.68	44.96	46.23	47.50	48.78	50.05	41.63	42.90	44.17	45.44	46.72	
税引き後IRR算定用(22年評価用)																					
税引き後IRR																					
累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	-149.21	-147.94	-146.66	-210.03	-208.75	-207.48	-206.21	-204.93	-203.66	-202.39	-201.12	-199.84	-198.57	-197.30	-205.72	-204.45	-203.17	-201.90	-200.63	

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(4) 経済性評価：Cダム

表3.81

②無効放流活用あり (~20年まで)

キャッシュフロー		FIT 単価 34 円/kWh																					
単位: 百万円																							
累計年度		0年	1年	2年	3年	4年	5年	6年	7年	8年	9年	10年	11年	12年	13年	14年	15年	16年	17年	18年	19年	20年	
収入	①		12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	
	売電収入(20年間)		10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	
	売電収入(20年以降)																						
	電気料金削減費		1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	
支出	②=③+④	160.09	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	14.86	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	
	イニシャルコスト	③	160.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	発電所建設費	a+b+c+d	160.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	電気(22年更新)	a	64.63																				
	建築(42年更新)	b	13.35																				
	土木(57年更新)	c	61.98																				
	その他諸経費	d	20.12																				
	ランニングコスト	④		5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	14.86	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	5.16	
	人件費			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	修繕費			0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	
	流水占用料			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	減価償却費	⑤=A+B+C	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	4.34	
	電気(22年更新)	A	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	
	建築(42年更新)	B	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	
	土木(57年更新)	C	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	
	水車大規模メンテ												9.70										
	固定資産税		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	CO2削減量	(t-CO2/年)	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	
	CO2削減量貨幣換算		0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	
	税引き前収支	⑥=①-②	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	
	法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	税引き後収支	⑧=⑥-⑦	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	7.18	
	累加収支	⑨=前年度⑧+当年度⑧	7.18	14.37	21.55	28.73	35.91	43.10	50.28	57.46	64.65	71.83	69.32	76.50	83.68	90.86	98.05	105.23	112.41	119.60	126.78	133.96	
	当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	0.00	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	1.83	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	
	税引き後IRR算定用		-160.09	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	1.83	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	
	キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	11.53	23.05	34.58	46.10	57.63	69.16	80.68	92.21	103.73	115.26	117.09	128.62	140.14	151.67	163.20	174.72	186.25	197.77	209.30	220.83	
	税引き後IRR算定用(22年評価用)		-160.09	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	1.83	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	11.53	
	税引き後IRR																					3.30%	
	累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	-160.09	-148.56	-137.04	-125.51	-113.98	-102.46	-90.93	-79.41	-67.88	-56.35	-44.83	-43.00	-31.47	-19.94	-8.42	3.11	14.63	26.16	37.69	49.21	60.74

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(4) 経済性評価：Cダム

表3.82

②無効放流活用あり (21年~40年まで)

キャッシュフロー		→PPS売電単価 10円/kWh																			
累計年度		21年	22年	23年	24年	25年	26年	27年	28年	29年	30年	31年	32年	33年	34年	35年	36年	37年	38年	39年	40年
収入	①	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78
	売電収入(20年間)																				
	売電収入(20年以降)	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01
	電気料金削減費	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77
支出	②=③+④	5.16	14.86	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	12.95	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25
イニシャルコスト	③	0.00	22.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	a+b+c+d	0.00	22.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	電気(22年更新)		22.62																		
	建築(42年更新)																				
	土木(57年更新)																				
	その他諸経費																				
ランニングコスト	④	5.16	14.86	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	12.95	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25	3.25
	人件費	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	修繕費	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82
	流水占用料	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	減価償却費	⑤=A+B+C	4.34	4.34	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43
	電気(22年更新)	A	2.94	2.94	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
	建築(42年更新)	B	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
	土木(57年更新)	C	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09
	水車大規模メンテ		9.70											9.70							
	固定資産税	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CO2削減量	(t-CO2/年)	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41
	CO2削減量貨幣換算		0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
税引き前収支	⑥=①-②	-0.04	-9.73	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	-7.82	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87
法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
税引き後	⑧=⑥-⑦	-0.04	-9.73	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	-7.82	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87
単年度収支																					
累加収支	⑨=前年度⑨+当年度⑧	133.92	124.19	126.06	127.94	129.81	131.68	133.55	135.43	137.30	139.17	141.04	142.92	135.09	136.97	138.84	140.71	142.58	144.46	146.33	148.20
当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	4.31	-5.39	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	-5.39	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31
税引き後IRR算定用		4.31	-5.39	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	-5.39	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31
キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	225.13	219.74	224.05	228.36	232.66	236.97	241.27	245.58	249.89	254.19	258.50	262.80	257.42	261.72	266.03	270.33	274.64	278.95	283.25	287.56
税引き後IRR算定用(22年評価用)		4.31	-5.39																		
税引き後IRR																					
累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	65.04	37.03	41.34	45.65	49.95	54.26	58.56	62.87	67.18	71.48	75.79	80.09	74.70	79.01	83.32	87.62	91.93	96.24	100.54	104.85

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(4) 経済性評価 : Cダム

表3.83

②無効放流活用あり (41年~ダム残存年数まで)

キャッシュフロー		41年	42年	43年	44年	45年	46年	47年	48年	49年	50年	51年	52年	53年	54年	55年	56年	57年	58年	59年		
累計年度																						
収入	①	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	
	売電収入(20年間)																					
	売電収入(20年以降)	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	3.01	
	電気料金削減費	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	1.77	
支出	②=③+④	3.25	3.25	2.94	2.94	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	15.91	6.22	6.22	6.22	5.13	5.13	
イニシャルコスト	③	0.00	0.00	0.00	64.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	発電所建設費 a+b+c+d	0.00	0.00	0.00	64.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	電気(22年更新) a				64.63																	
	建築(42年更新) b																					
	土木(57年更新) c																					
	その他諸経費 d																					
ランニングコスト	④	3.25	3.25	2.94	2.94	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	6.22	15.91	6.22	6.22	6.22	5.13	5.13	
	人件費	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	修繕費	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	0.82	
	流水占用料	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	減価償却費 ⑤=A+B+C	2.43	2.43	2.12	2.12	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	4.31	4.31	
	電気(22年更新) A	1.03	1.03	1.03	1.03	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	
	建築(42年更新) B	0.32	0.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	土木(57年更新) C	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	0.00	0.00	
	水車大規模メンテ															9.70						
	固定資産税	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
CO2削減量	(t-CO2/年)	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	183.41	
CO2削減量貨幣換算		0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	
税引き前収支	⑥=①-②	1.87	1.87	2.19	2.19	-1.09	-1.09	-1.09	-1.09	-1.09	-1.09	-1.09	-1.09	-1.09	-1.09	-10.79	-1.09	-1.09	-1.09	-0.00	-0.00	
法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
税引き後収支	⑧=⑥-⑦	1.87	1.87	2.19	2.19	-1.09	-1.09	-1.09	-1.09	-1.09	-1.09	-1.09	-1.09	-1.09	-1.09	-10.79	-1.09	-1.09	-1.09	-0.00	-0.00	
	累加収支 ⑨=前年度⑨+当年度⑧	150.07	151.95	154.14	156.33	155.24	154.15	153.06	151.97	150.88	149.78	148.69	147.60	146.51	145.42	134.64	133.55	132.46	132.46		132.45	
当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	-5.39	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	
税引き後IRR算定用		4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	-5.39	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	
キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	291.86	296.17	300.48	304.78	309.09	313.40	317.70	322.01	326.31	330.62	334.93	339.23	343.54	347.84	342.45	346.76	351.07	355.37	359.68	363.98	
税引き後IRR算定用(22年評価用)																						
税引き後IRR																						4.98%
累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	109.15	113.46	117.77	57.44	61.74	66.05	70.36	74.66	78.97	83.27	87.58	91.89	96.19	100.50	95.11	99.42	103.72	108.03	112.33	116.64	

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(5) 経済性評価 : Dダム

- ①従属発電、②無効放流を活用したケースで経済性を評価した結果、Dダムでは無効放流が多く、経済性が向上した。
- ①従属売電の場合、FIT対象期間の20年で約0.2億、ダム残存期間の60年目までで約1.0億円の利益が見込める。
- ②無効放流を活用した場合、FIT対象期間の20年で約1.8億、ダム残存期間の60年目までで約3.5億円の利益が見込め、採算性は高まる。

図3.38 ①従属発電

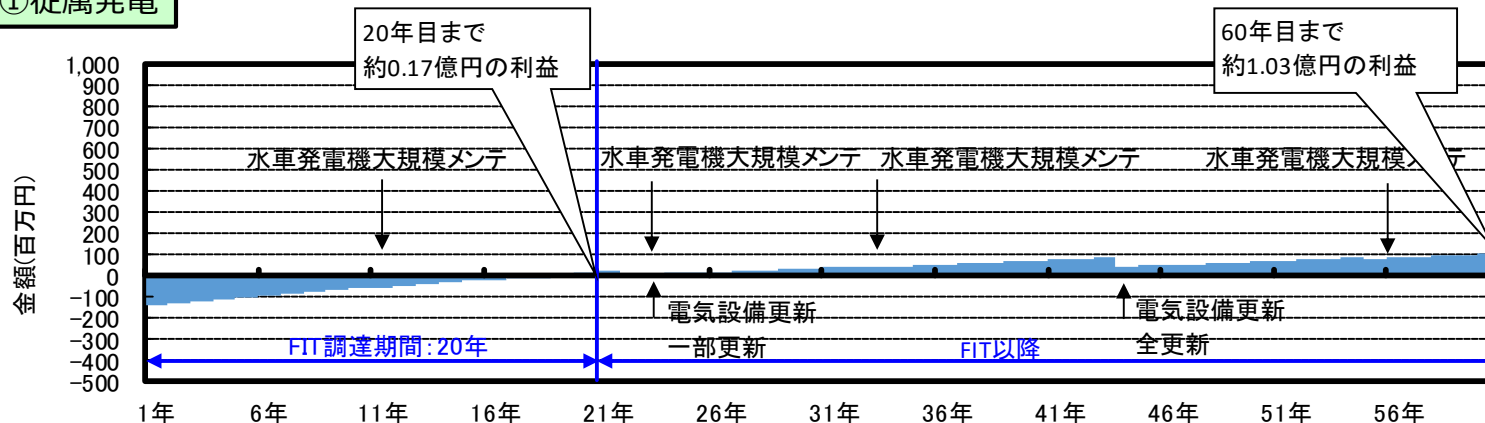
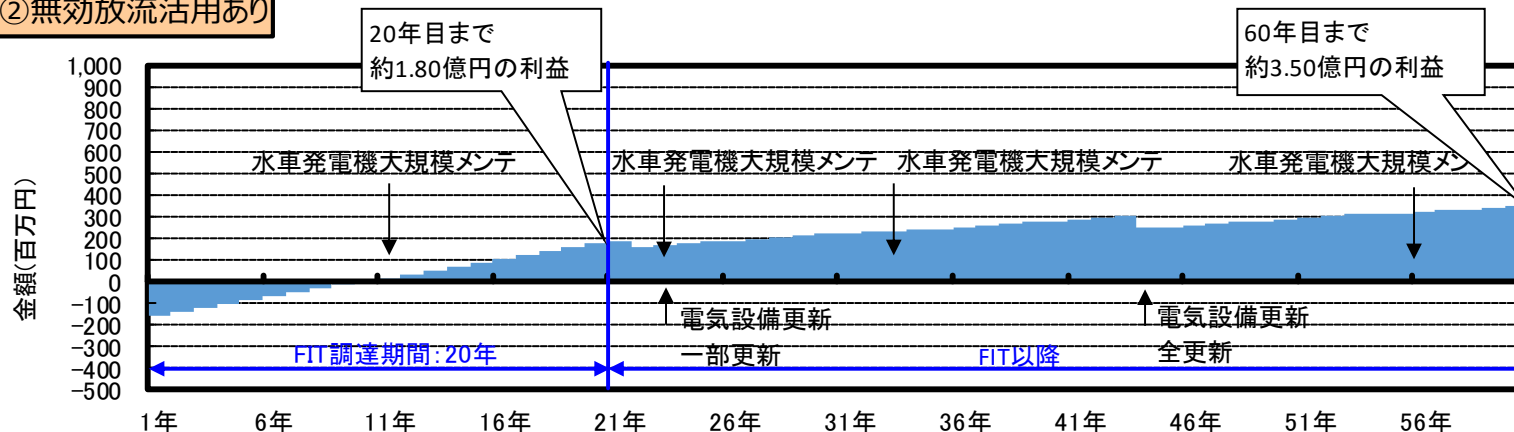


図3.39 ②無効放流活用あり



3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(5) 経済性評価 : Dダム

表3.84

①従属発電 (～20年まで)

キャッシュフロー		単位: 百万円																				FIT 単価	34 円/kWh	
累計年度		0年	1年	2年	3年	4年	5年	6年	7年	8年	9年	10年	11年	12年	13年	14年	15年	16年	17年	18年	19年	20年		
収入	①		8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	8.92	
	売電収入(20年間)		6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	6.09	
	売電収入(20年以降)																							
	電気料金削減費		2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	
支出	②=③+④	145.99	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	11.08	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	
イニシャルコスト	③	145.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	発電所建設費 a+b+c+d	145.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	電気(22年更新) a	45.10																						
	建築(42年更新) b	11.88																						
	土木(57年更新) c	70.67																						
その他諸経費 d	18.35																							
ランニングコスト	④		4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	11.08	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	4.31	
	人件費		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	修繕費		0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	
	流水占用料		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	減価償却費 ⑤=A+B+C		3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	3.57	
	電気(22年更新) A		2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	2.05	
	建築(42年更新) B		0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	
	土木(57年更新) C		1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	
水車大規模メンテ												6.76												
固定資産税		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
CO2削減量 (t-CO2/年)		160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13		
CO2削減量貨幣換算		0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30		
税引き前収支	⑥=①-②	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	-1.86	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91		
法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
税引き後収支	単年度収支	⑧=⑥-⑦	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	-1.86	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91		
	累加収支	⑨=前年度⑨+当年度⑧	4.91	9.82	14.73	19.64	24.55	29.46	34.37	39.28	44.19	49.10	47.24	52.15	57.06	61.97	66.88	71.79	76.70	81.61	86.52	91.43		
当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	0.00	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	1.72	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48			
税引き後IRR算定用		-145.99	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	1.72	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48			
キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩		8.48	16.96	25.45	33.93	42.41	50.89	59.38	67.86	76.34	84.82	86.54	95.02	103.50	111.99	120.47	128.95	137.43	145.91	154.40			
税引き後IRR算定用(22年評価用)		-145.99	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	1.72	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48	8.48			
税引き後IRR																						1.07%		
累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	-145.99	-137.51	-129.03	-120.54	-112.06	-103.58	-95.10	-86.62	-78.13	-69.65	-61.17	-52.69	-44.21	-35.73	-27.25	-18.77	-10.29	-1.81	8.41	16.89			

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(5) 経済性評価 : Dダム

表3.85

①従属発電 (21年~40年まで)

キャッシュフロー		→PPS売電単価 10 円/kWh																				
累計年度		21年	22年	23年	24年	25年	26年	27年	28年	29年	30年	31年	32年	33年	34年	35年	36年	37年	38年	39年	40年	
収入	①	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	
	売電収入(20年間)																					
	売電収入(20年以降)	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	
	電気料金削減費	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	
支出	②=③+④	4.31	11.08	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	9.74	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	
イニシャルコスト	③	0.00	15.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	発電所建設費 a+b+c+d	0.00	15.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	電気(22年更新) a		15.78																			
	建築(42年更新) b																					
	土木(57年更新) c																					
その他諸経費 d																						
ランニングコスト	④	4.31	11.08	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	9.74	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	2.98	
	人件費	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	修繕費	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	
	流水占用料	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	減価償却費 ⑤=A+B+C	3.57	3.57	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	
	電気(22年更新) A	2.05	2.05	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	
	建築(42年更新) B	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	
	土木(57年更新) C	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	
	水車大規模メンテ		6.76												6.76							
固定資産税	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
CO2削減量 (t-CO2/年)	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13		
CO2削減量貨幣換算	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30		
税引き前収支	⑥=①-②	0.61	-6.16	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	-4.82	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94		
法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
税引き後収支	⑧=⑥-⑦	0.61	-6.16	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	-4.82	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94	1.94		
	⑨=前年度⑨+当年度⑧	92.04	85.88	87.82	89.77	91.71	93.65	95.59	97.53	99.48	101.42	103.36	105.30	100.48	102.42	104.36	106.31	108.25	110.19	112.13	114.08	
当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	4.18	-2.58	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	-2.58	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18		
税引き後IRR算定用		4.18	-2.58	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	-2.58	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18		
キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	167.06	164.48	168.66	172.84	177.02	181.21	185.39	189.57	193.75	197.94	202.12	206.30	203.72	207.90	212.08	216.26	220.45	224.63	228.81	232.99	
税引き後IRR算定用(22年評価用)		4.18	-2.58																			
税引き後IRR																						
累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	21.07	2.70	6.89	11.07	15.25	19.43	23.61	27.80	31.98	36.16	40.34	44.53	41.94	46.13	50.31	54.49	58.67	62.85	67.04	71.22	

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(5) 経済性評価 : Dダム

表3.86

①従属発電 (41年~ダム残存年数まで)

キャッシュフロー		累計年度	41年	42年	43年	44年	45年	46年	47年	48年	49年	50年	51年	52年	53年	54年	55年	56年	57年	58年	59年	60年	
収入	①	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	4.62	
	売電収入(20年間)																						
	売電収入(20年以降)		1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	1.79	
	電気料金削減費		2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	
支出	②=③+④	2.98	2.98	2.70	2.70	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	11.56	4.80	4.80	3.56	3.56	3.56	
	イニシャルコスト	③	0.00	0.00	0.00	45.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	発電所建設費	a+b+c+d	0.00	0.00	0.00	45.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	電気(22年更新)	a				45.10																	
	建築(42年更新)	b																					
	土木(57年更新)	c																					
	その他諸経費	d																					
	ランニングコスト	④	2.98	2.98	2.70	2.70	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	4.80	11.56	4.80	4.80	3.56	3.56	3.56	
	人件費		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	修繕費		0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74	
	流水占用料		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	減価償却費	⑤=A+B+C	2.24	2.24	1.96	1.96	4.06	4.06	4.06	4.06	4.06	4.06	4.06	4.06	4.06	4.06	4.06	4.06	4.06	2.82	2.82	2.82	
	電気(22年更新)	A	0.72	0.72	0.72	0.72	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	
	建築(42年更新)	B	0.28	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	土木(57年更新)	C	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	1.24	0.00	0.00	0.00	
	水車大規模メンテ																6.76						
	固定資産税		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	CO2削減量	(t-CO2/年)	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	160.13	
	CO2削減量貨幣換算		0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	
	税引き前収支	⑥=①-②	1.94	1.94	2.22	2.22	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	-6.64	0.12	0.12	1.36	1.36	1.36	
	法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	税引き後収支	⑧=⑥-⑦	1.94	1.94	2.22	2.22	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	-6.64	0.12	0.12	1.36	1.36	1.36	
	累加収支	⑨=前年度⑨+当年度⑧	116.02	117.96	120.18	122.41	122.53	122.66	122.78	122.90	123.03	123.15	123.28	123.40	123.52	123.65	117.01	117.13	117.25	118.62	119.98	121.34	
	当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	-2.58	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	
	税引き後IRR算定用		4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	-2.58	4.18	4.18	4.18	4.18	4.18	
	キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	237.17	241.36	245.54	249.72	253.90	258.09	262.27	266.45	270.63	274.81	279.00	283.18	287.36	291.54	288.96	293.14	297.32	301.51	305.69	309.87	
	税引き後IRR算定用(22年評価用)																						
	税引き後IRR																					3.87%	
	累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	75.40	79.58	83.76	82.85	87.03	91.21	95.40	99.58	103.76	107.94	112.12	116.31	120.49	124.67	128.85	133.03	137.21	141.39	145.57	149.75	153.93

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(5) 経済性評価 : Dダム

表3.87

②無効放流活用あり (～20年まで)

キャッシュフロー		FIT 単価 34 円/kWh																					
累計年度		0年	1年	2年	3年	4年	5年	6年	7年	8年	9年	10年	11年	12年	13年	14年	15年	16年	17年	18年	19年	20年	
収入	①		18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	18.36	
	売電収入(20年間)		15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	15.53	
	売電収入(20年以降)																						
	電気料金削減費		2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	
支出	②=③+④	171.27	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	14.68	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	
イニシャルコスト	③	171.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	a+b+c+d	171.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	発電所建設費																						
	電気(22年更新)	a	62.34																				
	建築(42年更新)	b	14.68																				
	土木(57年更新)	c	72.73																				
その他諸経費	d	21.52																					
ランニングコスト	④		5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	14.68	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	
	人件費		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	修繕費		0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	
	流水占用料		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	減価償却費	⑤=A+B+C	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	
	電気(22年更新)	A	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	
	建築(42年更新)	B	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	
	土木(57年更新)	C	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	
	水車大規模メンテ												9.35										
	固定資産税		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
CO2削減量	(t-CO2/年)	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46		
CO2削減量貨幣換算		0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54		
税引き前収支	⑥=①-②	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	4.22	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	
法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
税引き後収支	⑧=⑥-⑦	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	4.22	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	13.58	
累加収支	⑨=前年度⑧+当年度⑧	13.58	27.15	40.73	54.30	67.88	81.45	95.03	108.60	122.18	135.75	139.98	153.55	167.13	180.70	194.28	207.85	221.43	235.01	248.58	262.16		
当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	0.00	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	8.68	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	
税引き後IRR算定用		-171.27	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	8.68	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	
キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	18.03	36.07	54.10	72.14	90.17	108.21	126.24	144.27	162.31	180.34	189.03	207.06	225.10	243.13	261.16	279.20	297.23	315.27	333.30	351.34		
税引き後IRR算定用(22年評価用)		-171.27	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	8.68	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	18.03	
税引き後IRR																						8.14%	
累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	-171.27	-153.23	-135.20	-117.16	-99.13	-81.09	-63.06	-45.03	-26.99	-8.96	9.08	17.76	35.80	53.83	71.86	89.90	107.93	125.97	144.00	162.04	180.07	

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(5) 経済性評価：Dダム

表3.88

②無効放流活用あり(21年~40年まで)

キャッシュフロー		→PPS売電単価 10円/kWh																			
累計年度		21年	22年	23年	24年	25年	26年	27年	28年	29年	30年	31年	32年	33年	34年	35年	36年	37年	38年	39年	40年
収入	①	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40
	売電収入(20年間)																				
	売電収入(20年以降)	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57
	電気料金削減費	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83
支出	②=③+④	5.33	14.68	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	12.84	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49
	イニシャルコスト	③	0.00	21.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	発電所建設費	a+b+c+d	0.00	21.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	電気(22年更新)	a		21.82																	
	建築(42年更新)	b																			
	土木(57年更新)	c																			
	その他諸経費	d																			
	ランニングコスト	④	5.33	14.68	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	12.84	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49	3.49
	人件費		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	修繕費		0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
	流水占用料		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	減価償却費	⑤=A+B+C	4.46	4.46	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62
	電気(22年更新)	A	2.83	2.83	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
	建築(42年更新)	B	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	土木(57年更新)	C	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
	水車大規模メンテ			9.35											9.35						
	固定資産税		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CO2削減量	(t-CO2/年)	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46
	CO2削減量貨幣換算		0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54
	税引き前収支	⑥=①-②	2.62	-6.74	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	-4.89	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46
	法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	税引き後収支	⑧=⑥-⑦	2.62	-6.74	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	-4.89	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46	4.46
	累加収支	⑨=前年度⑧+当年度⑧	264.77	258.04	262.49	266.95	271.41	275.86	280.32	284.78	289.24	293.69	298.15	302.61	297.71	302.17	306.63	311.08	315.54	320.00	324.46
	当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	7.07	-2.28	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	-2.28	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07
	税引き後IRR算定用		7.07	-2.28	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	-2.28	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07
	キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	358.41	356.13	363.21	370.28	377.36	384.43	391.51	398.58	405.65	412.73	419.80	426.88	424.60	431.67	438.75	445.82	452.90	459.97	467.05
	税引き後IRR算定用(22年評価用)		7.07	-2.28																	
	税引き後IRR																				
	累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	187.14	163.05	170.12	177.20	184.27	191.35	198.42	205.50	212.57	219.64	226.72	233.79	231.52	238.59	245.66	252.74	259.81	266.89	273.96

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(5) 経済性評価 : Dダム

表3.89

②無効放流活用あり (41年~ダム残存年数まで)

キャッシュフロー		累計年度	41年	42年	43年	44年	45年	46年	47年	48年	49年	50年	51年	52年	53年	54年	55年	56年	57年	58年	59年	60年
収入	①	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40	7.40
	売電収入(20年間)																					
	売電収入(20年以降)	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57
	電気料金削減費	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83
支出	②=③+④	3.49	3.49	3.14	3.14	4.98	4.98	4.98	4.98	4.98	4.98	4.98	4.98	4.98	4.98	4.98	14.33	4.98	4.98	3.70	3.70	3.70
	イニシャルコスト	③	0.00	0.00	0.00	62.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	発電所建設費	a+b+c+d	0.00	0.00	0.00	62.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	電気(22年更新)	a				62.34																
	建築(42年更新)	b																				
	土木(57年更新)	c																				
	その他諸経費	d																				
	ランニングコスト	④	3.49	3.49	3.14	3.14	4.98	4.98	4.98	4.98	4.98	4.98	4.98	4.98	4.98	4.98	14.33	4.98	4.98	3.70	3.70	3.70
	人件費		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	修繕費		0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87	0.87
	流水占用料		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	減価償却費	⑤=A+B+C	2.62	2.62	2.27	2.27	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	4.11	2.83	2.83	2.83
	電気(22年更新)	A	0.99	0.99	0.99	0.99	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83
	建築(42年更新)	B	0.35	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	土木(57年更新)	C	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	0.00	0.00	0.00
	水車大規模メンテ																9.35					
	固定資産税		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	CO2削減量	(t-CO2/年)	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46	288.46
	CO2削減量貨幣換算		0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54
	税引き前収支	⑥=①-②	4.46	4.46	4.81	4.81	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	-6.39	2.96	2.96	4.24	4.24
	法人税等	⑦	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	税引き後	⑧=⑥-⑦	4.46	4.46	4.81	4.81	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	-6.39	2.96	2.96	4.24	4.24
	単年度収支		4.46	4.46	4.81	4.81	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	-6.39	2.96	2.96	4.24	4.24
	累加収支	⑨=前年度⑨+当年度⑧	333.37	337.83	342.63	347.44	350.41	353.37	356.34	359.30	362.27	365.23	368.20	371.16	374.13	377.09	370.70	373.67	376.63	380.87	385.12	389.36
	当期キャッシュ	⑩=⑤+⑧	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	-2.28	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07
	税引き後IRR算定用		7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07	-2.28	7.07	7.07	7.07	7.07	7.07
	キャッシュフロー累計	⑪=前年度⑪+当年度⑩	481.20	488.27	495.34	502.42	509.49	516.57	523.64	530.72	537.79	544.86	551.94	559.01	566.09	573.16	570.88	577.96	585.03	592.11	599.18	606.26
	税引き後IRR算定用(22年評価用)																					
	税引き後IRR																					9.09%
	累積年度損益	⑫=前年度⑫+当年度⑩	288.11	295.19	302.26	247.00	254.07	261.14	268.22	275.29	282.37	289.44	296.52	303.59	310.66	317.74	315.46	322.54	329.61	336.69	343.76	350.83

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(6) まとめ

- ①従属発電のケースについて、発電シミュレーション、妥当投資額、キャッシュフローシミュレーションの結果をまとめた。
- AダムとBダムでは高い経済性を期待できるが、Dダム、Cダムでは採算性が低い。

表3.90

①従属発電	ダム名称	単位	Aダム	Bダム	Cダム	Dダム
発電シミュレーション結果	最大使用流量 (最適ケース)	m ³ /s	1.00	0.40	0.40	0.20
	常時使用流量 (最適ケース)	m ³ /s	0.20	0.14	0.14	0.07
	最大総落差	m	21.66	65.06	34.73	55.09
	水車		クロスフロー水車	横軸フランシス	横軸フランシス	横軸フランシス
	最大出力	kW	148	192	102	81
	常時出力	kW	24	52	23	10
	年平均有効発電電力量	kWh/年	1,035,605	1,043,573	117,962	346,609
	年間所内電力量	kWh/年	136,293	94,822	96,119	167,515
	売電単価 (税抜き) ※FIT売電の場合	円/kWh	34.00	34.00	34.00	34.00
	売電単価 (税抜き) ※FIT後PPS売電	円/kWh	10.00	10.00	10.00	10.00
	所内電力単価※自家消費の場合	円/kWh	19.85	17.43	18.37	16.91
	ダム残存年数※1	年	39	43	59	60
	発電所建設費	百万円	233.47	297.29	160.09	145.99
妥当投資額法結果	妥当投資額	百万円	623.48	635.09	47.00	167.05
	妥当投資額-発電所建設費 (B-C)	百万円	390.01	337.79	-113.09	21.06
	妥当投資額/発電所建設費 (B/C)	-	2.67	2.14	0.29	1.14
キャッシュフロー結果	年平均売電収入※FIT売電の場合	百万円/年	30.58	32.26	0.74	6.09
	年間電気料金削減※自家消費の場合	百万円/年	2.71	1.65	1.77	2.83
	投資回収年数※	年	8	10	投資回収不可	19
	20年目税引き後IRR	%	12.13	8.70	-13.26	0.69
	20年目累積年度損益	百万円	393.00	338.24	-135.98	10.85
	ダム残存年数税引き後IRR	%	12.52	9.32	-4.26	3.54
	ダム残存年数累積年度損益	百万円	525.42	505.70	-206.70	84.87

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (1) 経済性評価 (キャッシュフロー計算による事業収支の評価)

(6) まとめ

- ②無効放流を活用したケースについて、発電シミュレーション、妥当投資額、キャッシュフローシミュレーションの結果をまとめた。
- Cダム、Dダムの経済性は向上するが、AダムやBダムに比べて低い。

表3.91 ②無効放流活用

ダム名称	単位	Aダム	Bダム	Cダム	Dダム	
発電シミュレーション結果	最大使用流量 (最適ケース)	m ³ /s	1.00	0.40	0.40	0.30
	常時使用流量 (最適ケース)	m ³ /s	0.20	0.14	0.14	0.11
	最大総落差	m	21.66	65.06	34.73	55.09
	水車		クロスフロー	横軸フランシス	横軸フランシス	横軸フランシス
	最大出力	kW	148	192	102	123
	常時出力	kW	24	52	23	31
	年平均有効発電電力量	kWh/年	1,035,975	1,228,558	396,991	624,369
	年間所内電力量	kWh/年	136,293	94,822	96,119	167,515
	売電単価 (税抜き) ※FIT売電の場合	円/kWh	34.00	34.00	34.00	34.00
	売電単価 (税抜き) ※FIT後PPS売電	円/kWh	10.00	10.00	10.00	10.00
	所内電力単価※自家消費の場合	円/kWh	19.85	17.43	18.37	16.91
	ダム残存年数※1	年	39	43	59	60
	発電所建設費	百万円	233.47	297.29	160.09	171.27
	妥当投資額法結果	妥当投資額	百万円	623.67	752.89	224.74
妥当投資額-発電所建設費 (B-C)		百万円	390.19	455.60	64.65	172.59
妥当投資額/発電所建設費 (B/C)		-	2.67	2.53	1.40	2.01
キャッシュフロー結果	年平均売電収入※FIT売電の場合	百万円/年	30.59	38.55	10.23	15.53
	年間電気料金削減※自家消費の場合	百万円/年	2.71	1.65	1.77	2.83
	投資回収年数※	年	8	8	16	10
	20年目税引き後IRR	%	12.13	11.35	2.95	7.72
	20年目累積年度損益	百万円	393.20	464.04	53.82	169.18
	ダム残存年数税引き後IRR	%	12.53	11.80	4.63	8.67
	ダム残存年数累積年度損益	百万円	525.81	674.05	91.91	318.17

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (2) 効果・課題（及び解決策）の整理

【参考】経済性評価・効果・課題の整理

- 縦軸にB/C、横軸にCO₂削減量を整理したグラフを下表に示す。
- B/CとCO₂削減量は、概ね比例関係にあり、発電量が多ければCO₂削減量も期待できる。
- 無効放流を活用した場合は、さらなるCO₂削減量が期待できる。

図3.40 ①従属発電

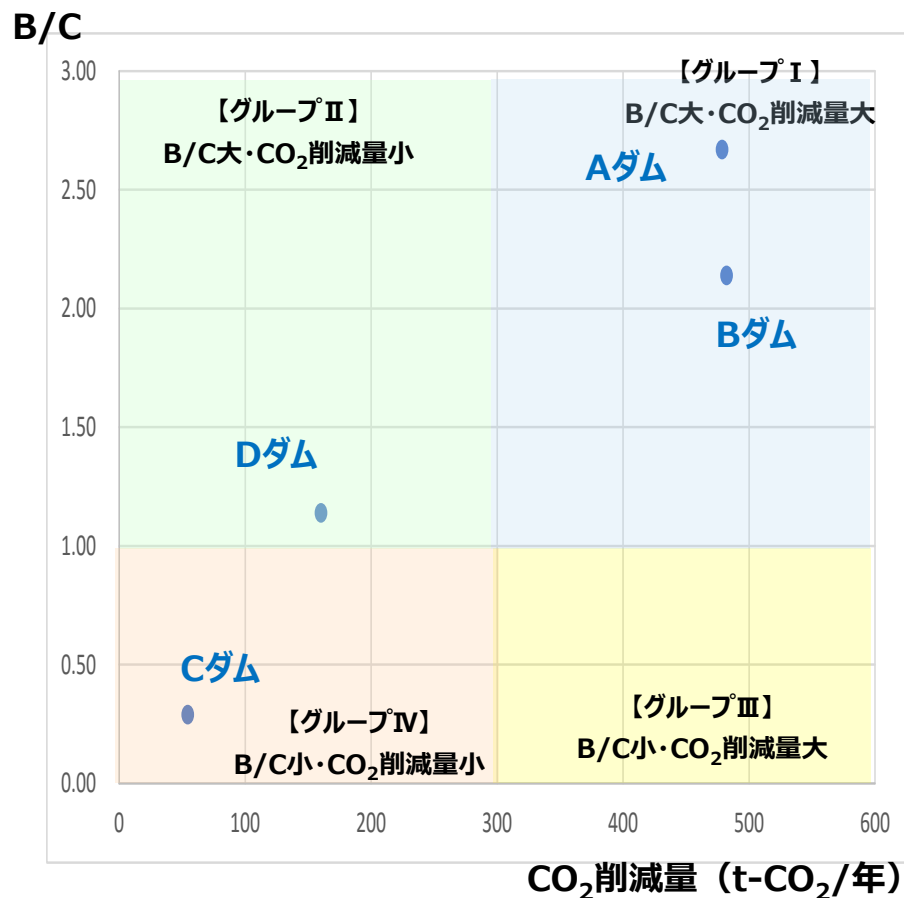
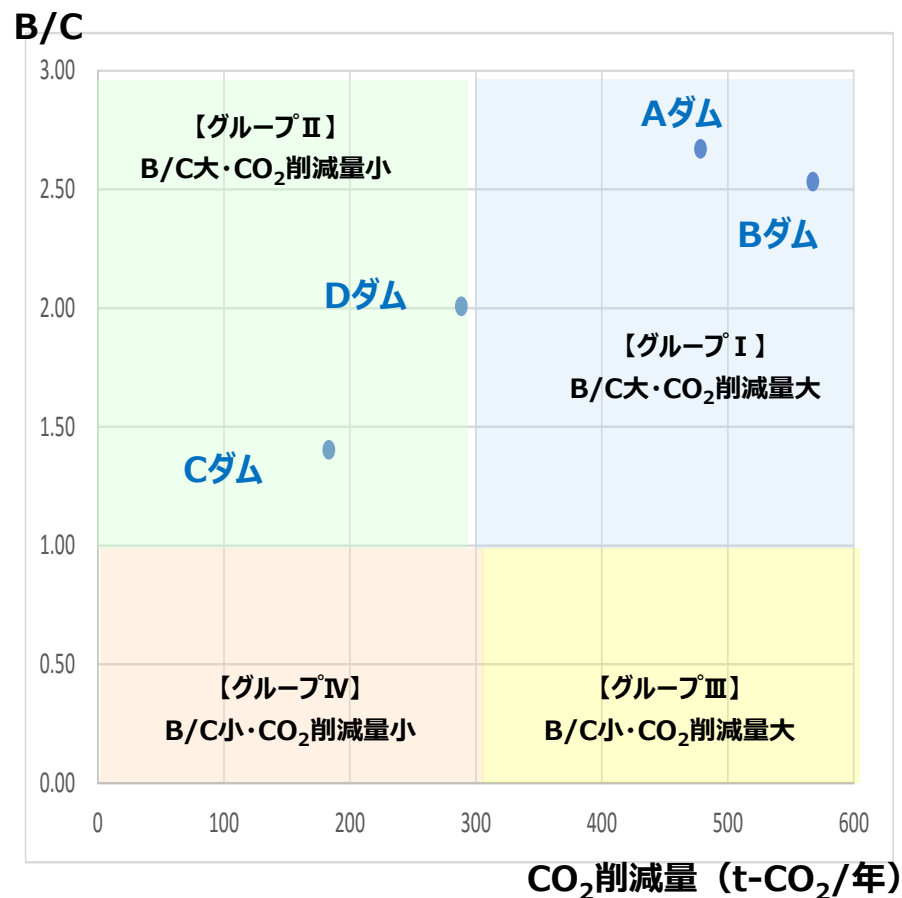


図3.41 ②無効放流活用



3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (2) 効果・課題 (及び解決策) の整理

【参考】経済性評価・効果・課題 (及び支援策 (案)) の整理

- 前頁で整理したB/C～CO₂削減量関係の各グループに対する課題及び支援策 (案) を下表に整理した。
- 整理にあたっては、令和元年度に実施した、ダム管理者及び後乗り発電事業者へのアンケート結果 (次頁) を参考にした。

表3.92

(導入・普及のための)課題	解決策	グループ I (B/C大・ CO ₂ 削減量 大)	グループ II (B/C大・ CO ₂ 削減量 小)	グループ III (B/C小・ CO ₂ 削減量 大)	グループ IV (B/C小・ CO ₂ 削減量 小)
①バックアロケの負担額が大きい	バックアロケの統一的な算出手法の確立	○	○	○	○
②理解・広報の不足	CO ₂ 削減、地域貢献への理解向上	○	○	○	○
③導入時の技術力不足	技術的支援、マニュアル類の整備	○	○	○	○
④運営時の管理体制の不安	運営事業者のマッチング支援(PFIを含む)	○	○	○	○
⑤初期投資等の財政不足	補助事業の創設(国交省交付金の活用促進(R3年度補助事業の開始))、地方債発行の促進	○	○	○	○
⑥潜在的リスクへの不安	潜在的リスクの整理(水不足、想定外の設備改良費等)、リスクのB/C等への反映方法の確立、関係者のリスク分担整理	○	○	○	○
⑦特定目的外の運用不可(無効放流の活用等)	無効放流を活用できるよう関係法令改正等		○	○	○
⑧採算性が見込めない	補助事業の創設、設備の普及・量産による初期投資の低減			○	○
⑨CO ₂ の貨幣換算原単位が(欧州等に比べ)小さい。	CO ₂ 削減の貨幣換算価値の向上		○		○
⑩CO ₂ 削減量が小さい	省エネ技術の開発促進		○		○

3. ダム関連業務

(4) 経済性評価・効果・課題の整理 (2) 効果・課題(及び支援策(案))の整理

[参考]令和元年度に実施したダム管理者及び後乗り事業者へのアンケート結果

表3.93 水力発電ポテンシャルを有するダム管理者へのアンケート結果
(発電ポテンシャルが期待できる59ダムの管理者に実施)

項目	概要
総括	水力発電ポテンシャルを有するダム管理者に対する調査の結果、現時点で「導入に向けて取り組み中」が約2割、「過去に検討したが断念」が約3割、「検討未実施」が約5割という内訳であった。
水力発電導入を断念した理由	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 費用対効果が見込めないという回答に加えて、事業費の不足や導入後の管理体制が不安という回答が続いた。
期待する支援策	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 導入に向けた支援策としては財政支援、技術支援を国等に期待しているという結果になった。 ➤ 技術支援の内容は、バックアロケの統一的な算出手法(あとのり発電事業者の負担)等が挙げられる。 ➤ 財政支援の内容は、工事費用、導入後の管理費用、導入可能性調査費といった順番でニーズがあった。

表3.94 水力発電事業を実施しているダム管理者へのアンケート結果
(水力発電事業に取り組んでいる栃木県、福島県、和歌山県、福岡県、大分県、佐賀県と各ダムの事業者を実施)

項目	概要
取組みの背景	県等の方針による省エネルギー化、(再生エネルギー法等による)コスト面の好転・縮減等
事業方式及び選定理由	BOT方式(ESCO事業含む)を採用しているダムが多い
事業者の選定方法	民間事業者を対象とする場合は、公募型プロポーザル方式
運営権の対価	運営権の対価は設定しない場合が多い。
バックアロケーション算出方法	建設負担金を求めている、または各資料を参考として算出している場合など様々である

表3.95 水力発電事業を実施しているダム事業者へのアンケート結果
(水力発電事業に取り組んでいる栃木県、福島県、和歌山県、福岡県、大分県、佐賀県と各ダムの事業者を実施)

項目	概要
水力発電事業への参画の理由	既に水力発電に関するノウハウを保有している、売電益の確保、省エネルギー、地域貢献等
売電単価、売電先	固定価格買取制度を利用しており29~34円/kWh程度。電力会社へ売電。
年間発電電力量の計画値と実績値	水不足等による稼働率の低下がみられる。

4. 系統制約関連業務 3カ年の調査概要

柔軟性資源としての水力発電の活用／地方公営企業の水力発電活用可能性

H30

1. 系統運用に関する調査

1) 諸外国において水力発電を系統運用の柔軟性向上に活用した事例に関する文献調査 (スペイン、ポルトガル)

2) 我が国での水力発電による調整力供給の実現可能性の検討 (ヒアリング)

3) 公営水力発電の売電契約に関する調査 (アンケート)

両国では一般水力を需給調整に活用していることを確認。

需給調整市場に関心のある企業局もある。一部を除き旧一般電気事業者に販売している。

R1

2. 諸外国の事例調査

1) 諸外国における水力発電による系統制約解消事例現地訪問調査 (上記2国)

2) 水文的シミュレーションと電力システムの研究事例調査 (文献調査)

我が国では知見の少ない両国の最新の詳細情報を入手 (関係機関・有識者・事業者・現地視察)。

3. 国内の系統運用調査

3) 系統運用における既存水力発電の活用可能性調査 (九州地域)

4) 太陽光発電の余剰電力を活用した揚水発電モデルの検討

6) 可変速揚水発電システムの開発状況・導入動向調査

7) 需給調整市場における短期売買による収益シミュレーション

現行託送料金制度では揚水発電は収益を得づらく、長期的には更新困難の可能性もある等、再エネ大量導入への貢献の評価が期待される。

4. 地方公営企業関連調査

5) 需給調整市場に参加するための条件調査及び課題整理

地方公営企業が直接市場参加するための契約面・設備面の課題と可能性を整理。

卸売市場での利益は価格スパイクに依存し、市場状況で大きく変動。需給調整市場併用シミュレーションも実施。

R2

2. 対象国の拡大

1) 国外の水力発電の活用状況の調査 (上記2国 + オーストリア等)

EUでは、実証プロジェクトを通じて、水力発電を活用した柔軟性の向上が検討されている。また、欧州規模の柔軟性確保の取組として揚水発電開発が進められている。
オーストリアでは、小水力発電が普及し、小水力を中心とした再エネ100%の自治体が見られる。

3. 国内の系統運用調査

2) 系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査 (北海道地域)

同規模の孤立系統で変動性再エネの大量導入が進むアイルランドについて調査し、系統運用の高度化・系統安定化の取組等、参考となる情報を整理。

4. 地方公営企業関連調査

3) 公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析

4) 将来の発電電力量拡大に必要な方策の調査

5) 災害時自立運転可能性調査

地域新電力の公営水力からの調達による魅力増大 (地産、再エネ) や需要家の意識変革が地域経済循環に繋がる。経年的に設備利用率が低下傾向にある可能性がある。災害時自立運転ができるポテンシャルがある水力発電所がある一方で、実際に運転するには体制面・制度面等の課題がある。

4. 系統制約関連業務 R2年度調査内容

【再エネ大量導入時の系統制約解消に資する水力発電の柔軟性資源としての活用可能性調査】

	a.	b.	c.	d.	e.
	国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査	系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査	公営電気事業者を対象にした地域経済効果分析	設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量拡大に必要な方策の調査	災害時自立運転可能性調査
主な実施手順	a.1 既往資料より市場設計・規制・法令等の整理 事例の収集・整理	b.1 「周波数調整面」で課題が生じている地域の選定	c.1 公営電気事業者の事例選定（3件）	d.1 水力発電更新事例の調査と整理	e.1 地方公共団体を対象とした水力発電の自立運転に関する実施可否、自立運転の実績等に関するアンケート
	a.2 地方公共団体・政府関係機関・発電事業者への調査票作成	b.2 既往資料より当該地域の状況・課題の整理 周波数変動に対する国外の対応状況・課題の整理	c.2 公営電気事業者の地域経済効果の現状分析とヒアリング 売電先の変更に係る条件設定と比較分析	d.2 水力発電の発電電力量等の推移の調査 公営電気事業者経営者会議事務局へのヒアリング	e.2 アンケートにより抽出した地方公共団体へヒアリング
	a.3 調査票の送付と聞き取り調査（bの周波数調整への対応含む）	b.3 当該の旧一般電気事業者（送配電部門）と地方公営企業に訪問ヒアリング	c.3 シナリオに基づく地域経済効果分析	d.3 地方公営企業へのヒアリング	e.3 ヒアリング結果に基づく仮説の設定と水力発電メーカーおよび有識者へのヒアリングによる仮説検証
	a.4 調査結果のとりまとめ	b.4 当該地域の課題と方策のとりまとめ	c.4 調査結果のとりまとめ	d.4 調査結果のとりまとめ	e.4 調査結果のとりまとめ

4. 系統制約関連業務

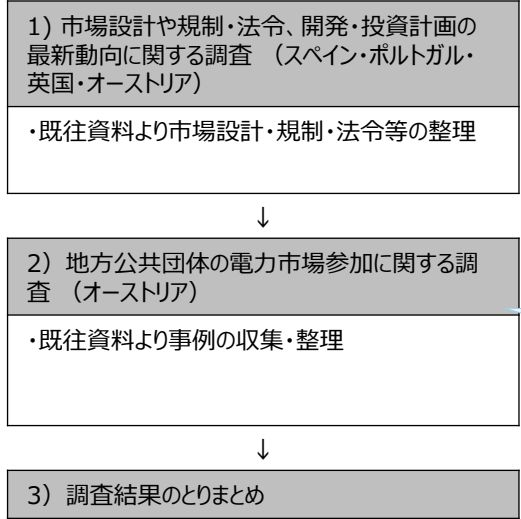
【a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

【検討/調査内容】

「H31・R1年度既存インフラを活用した再エネ普及加速化事業委託業務」において調査対象となった2か国（スペイン、ポルトガル）と、地方公営企業（シュタットベルケ）により水力発電が活用されるオーストリア、水力発電の普及拡大に課題を抱えるとされている英国を対象に、水力発電を取り巻く市場設計や規制・法令等、日本に参考となる事項を特定した上で調査を行った。

■ 実施方針

R1年度までの調査に引き続き、スペイン・ポルトガルを調査対象にするほか、系統の安定性確保のために水力発電の活用が進むオーストリアや水力発電の普及拡大に課題を抱えているとされている英国を対象に調査した。
 これらの国について、水力発電の開発・投資計画の最新動向や運用に関する市場・制度設計、規制・法令に焦点を当て調査した。
 加えて、地方公共団体（公営企業）の水力発電の保有・開発・運転状況や活用方法、各種電力市場への参加方法について、シュタットベルケ（地方公営電力事業者）が存在するオーストリアを対象に調査した。



■ 実施内容

- 既往資料から、以下のA,Bに関する内容を調査した。
- 10月に開催される水力発電の国際会議であるHYDRO2020（オンライン開催）に参加し、情報収集を行った。

主な調査事項

- A) 揚水発電の運用に関する制度設計として、特に「託送料金制度」に焦点を当て、各国の制度設計や課題等を調査
⇒例：スペイン・ポルトガルで優遇されている託送料金制度と揚水発電の高い設備稼働率との関係性、英国では託送料金制度が揚水発電普及の障壁とされており、その具体的制度設計や制度改善に向けた取り組み
- B) 系統柔軟性の向上に資する水力発電の取組の最新状況・投資計画を調査
⇒例：ポルトガルの大手発電事業者のEDPがEUのプロジェクトで実施している揚水発電の可変速化の状況や実施により見込まれる効果等

- 伝統的にシュタットベルケが運営されるオーストリアを対象に、既往報告書類から地方公営電力事業者の取組状況を整理した。

主な調査事項

- A) どのような組織の方針で水力発電を運用しているのか。
- B) どのように水力発電による市場参加を行い、どの程度の収益を得ているのか。市場参加にあたっての課題等はあるのか。 など

図 調査フロー

4. 系統制約関連業務

【 a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(1) HYDRO2020 : 聴講したセッションと概要(1)

- 低炭素化への貢献や柔軟性の供給などの水力発電の価値が投資家には認識されていない傾向にある。投資家は依然として、水力発電事業を実施するまでに時間を要することや、環境・社会的影響を懸念している傾向にある。(セッション：水力発電と金融)
- スイスでは、2019年に小水力発電による需給調整活用可能性のシミュレーションが実施中である。(セッション：IEA「隠れた水力」)
- オーストラリアでは、揚水発電と風力・太陽光発電の統合運用が行われている。(セッション：揚水発電 (1))

表 Hydro2020において聴講したセッションとその概要

セッション名	概要
水力発電と金融	<p>低炭素化への貢献や柔軟性の供給など、水力発電の役割が変化しつつある一方で、水力発電への投資には様々な障壁がある。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 変動性再エネ（太陽光・風力）の導入価格は世界的に減少傾向にあり、投資対象が変動性再エネに向きがちな傾向にある。一方で、変動性再エネの導入が進むにつれて、系統を安定化するための費用が増加することになり、水力発電の果たす役割が大きくなる。 ➤ 現状、投資家からは、水力発電への投資はレピュテーションリスクが高いとみなされている。水力発電が持つ柔軟性や蓄電機能は現状では評価されていない傾向にある。 ➤ 機関投資家は、水力発電事業は事業実施までに時間を要し、環境・社会影響も伴うことを懸念しているため、なかなか投資の対象にはならない現状にある。再エネと統合させて運用する方法や系統安定に対する水力の価値が見落とされていると考えられる。
IEA「隠れた水力」	<p>スイス国内で実施されている隠れた水力の活用可能性を明らかにするための取組・研究プロジェクトの紹介がされた。例えば、スイス政府が実施するSmallFlexプロジェクトでは、小水力発電の需給調整の活用可能性が検討されており、15MWの小水力発電所（KWGO）を対象に、周波数制御予備力として活用するシミュレーション等が実施されているところである。</p>
XFLEXプログラム	<p>欧州連合による水力発電を活用した系統柔軟性向上プログラム「XFLEX」を紹介。【詳細はスライド92,93で整理】</p>
揚水発電 (1)	<ol style="list-style-type: none"> 1. オーストラリアで初の揚水発電とVREの統合運用事例「Kidston Clean Energy Hub」を紹介。250MWの揚水発電と風力・太陽光発電を組み合わせ、連続8時間の運用により2,000MWhの発電が可能。 2. スイスのNant de Drance揚水発電所竣工に伴う注水工程と諸課題を整理・分析。水圧鉄管の設置箇所による最適な注水速度を判定。
揚水発電 (2)	<p>2019年、世界の再エネによる発電電力量が電力需要の増加分を上回り、化石燃料による発電電力量は下落に転じた。揚水発電の設備容量は2020年に165GWが配備済、2030年には300GWに達すると予測されている。</p> <p>ドイツでは2019年に再エネによる電力供給が42%を記録、再エネ100%による電力供給を目指すため、2012-2019年の再エネ出力データを基にシナリオ分析を実施。試算では2019年の設備容量比で陸上風力を5倍、洋上風力を1.9倍、太陽光を3.5倍に増設する必要があると評価。再エネの出力抑制は主にノルウェーの揚水活用により7-17%と試算。</p>

4. 系統制約関連業務

【 a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(1) HYDRO2020 : 聴講したセッションと概要(2)

- 2030-2050年を念頭にした欧州の脱炭素化行程では、系統に要求される出力変化速度増加に対し、水力発電の柔軟性活用が課題となっている。(セッション：環境)
- 気候変動により世界各地で降水量と河川水量の変動が極端化し、渇水による環境流量不足や降水増加による貯水池容量不足が懸念されている。(セッション：IEA「気候変動によるリスクの緩和における水力の価値・役割」)
- 経済性に課題を抱える小水力発電への効果的な政策支援として、地産地消を前提とした配電費用の減免が考えられる。(セッション：小水力 (1))

表 Hydro2020において聴講したセッションとその概要

セッション名	概要
環境	アルプス地域6カ国の水力発電（5MW以上）整備状況は1,013基が稼働中、設備容量64GW、年間発電電力量は166TWhであり、内訳は自流式20GW、貯水池式24GW、揚水20GWとなっている。水力発電は火力発電と同様、定格出力による運用が常時可能であることから、ピーク需要供給能力に優れ、ピーク需要をカバーする能力は貯水池式と揚水が95%、自流式が40%となっている。揚水発電にHSCを組み合わせた出力変化帯の資料では、柔軟性供給能力の評価が視覚的に示されている。アルプス地域はノルウェーと並び、水力発電を活用した欧州大の柔軟性供給の役割を担っている。2030-2050年を念頭にした欧州の脱炭素化の過程で、稼働停止予定の火力発電は600GW、2000TWhに相当し、再エネ大量導入による発電パターンの変動、系統に要求される出力変化速度の増加等が見込まれているが、水力発電の柔軟性供給能力は現状では依然として十分には活用されていない、と分析されている。
IEA「気候変動によるリスクの緩和における水力の価値・役割」	アメリカ北西部太平洋沿岸のコロンビア川流域（人口1,300万人）は降水量が多く、70%の電力需要を水力発電が占めており、融雪量が水供給に重要な役割を果たしていることから、気候変動による影響を受けやすい地域である。水力発電の設備容量は34GW、年間発電電力量は16GWhとなっている。流域全体で150件の水力発電整備計画（国家計画は33件）が進められている。将来的な気温上昇と融雪の早期化により、流域の水資源は冬・春期に集中し、夏・秋期に不足することが予測されているが、年間を通じた発電電力量は変化しないとされている。ドイツ・ババリア地方の河川流域では、気候変動による降水パターンの変化により、渇水年における自流式水力発電の発電電力量低下、夏期の環境流量の不足、水路交通の阻害が懸念されるほか、降水量増加の際には貯水池の容量不足、流域の涵養量不足が懸念されている。
再エネ統合運用	水力発電とVRE統合運用の5事例（ポルトガル・スイス・マリ共和国・ウクライナ・中国）を詳細に分析、メリットと課題を整理。【ポルトガル・マリ共和国の詳細はスライド163で整理】
小水力 (1)	2019年の水力発電の均等化発電原価（LCOE）は世界平均で0.047ドル/kWhであり、90%の新規水力発電が火力発電のコストを下回った。水力発電の国別の平均原価はブラジルで0.038ドル/kWh、北米で0.13ドル/kWhであり、小水力発電のコストはその10~40%割増しとなっている。小水力発電のコストを押し上げる要因としては水利費用や環境維持費用があり、ポーランドでは1MW未満の小水力に0.042ドル/kWhの追加コストがかかっている。ポーランドでは経済性に課題がある小水力発電を支援するため、2005年から環境証書の発行、2018年からFIT/FIPを導入したが、政策支援の順次失効に伴い、多くの小水力発電が廃止の検討を余儀なくされている。小水力発電の開発・維持に効果的な対策として、小水力の環境維持費用に対する助成、地産地消を前提とした配電コストの減免等が考えられる。
設備更新 (2)	既存ダム水力発電への改修検討事例を紹介。例えば、スペイン南部のグアダルキビル川流域では、既存ダム13基を対象にした水力発電への改修による発電電力量増分が検討されている。

4. 系統制約関連業務

【 a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(1) Hydro2020 : 「XFLEXプログラム」(セッション概要)

- EUで水力発電による系統柔軟性向上を目的とした「XFLEX」プログラムが、欧州7カ所の水力発電を対象に実施されている。
- 可変速揚水と定速揚水にHSC (ショートサーキット運用) ※を導入し、調整力供給の増加、設備耐用年数増加、発電電力量増加を試験している。
- 自流式水力に蓄電池を併設し、周波数調整機能を持たせる実験も行われている。

■ 明らかとなった事項

欧州連合 (EU) の水力発電による系統柔軟性向上プログラム「XFLEX」(The Hydropower Extending Power System Flexibility) では、欧州の7カ所の水力発電所 (可変速揚水、定速揚水、自流式水力) を対象に、SPPS (Smart Power Plant Supervisor) 等の新技術導入による系統柔軟性の供給能力を向上させる実証実験を2021~2024年の期間で実施し、既存運用と比較した性能向上の検証、市場運用シミュレーションによる経済性の検証が予定されている。実証実験の成果は報告書にまとめられ、市場投入と一般普及に繋げる計画である。

1. 可変速揚水 (Frades2 (ポルトガル)) のケースでは、可変速揚水にHSC (ショートサーキット運用) を導入し、揚水・発電の両方で出力幅を増加させるほか、現状では供給できない疑似慣性、揚水運用時の一次予備力の供給を可能にするとしている。
2. 定速揚水 (Gran Maison (フランス)) ではHSCを導入し、揚水運用で周波数調整を供給するほか、設備の耐用年数の延長、年間発電電力量の増加を見込んでいる。
3. 自流式水力 (Vogelgrün (フランス)) では、自流式水力に蓄電池を併設し、周波数調整機能を持たせた上で、調整力供給の際の設備への負荷を検証する。

※HSC (ショートサーキット運用 (ポンプ-水車短絡運転)) :
従来は交互に稼働させていた水車とポンプを両方同時に稼働させ、水車の出力を変化させることで、トータルの揚水量を調整し、揚水時の調整を可能とする運用。
なお、昨年度調査の時点では、日本の可変速揚水発電機メーカーへのヒアリングより、日本国内でのHSCの実績はないことを確認した。

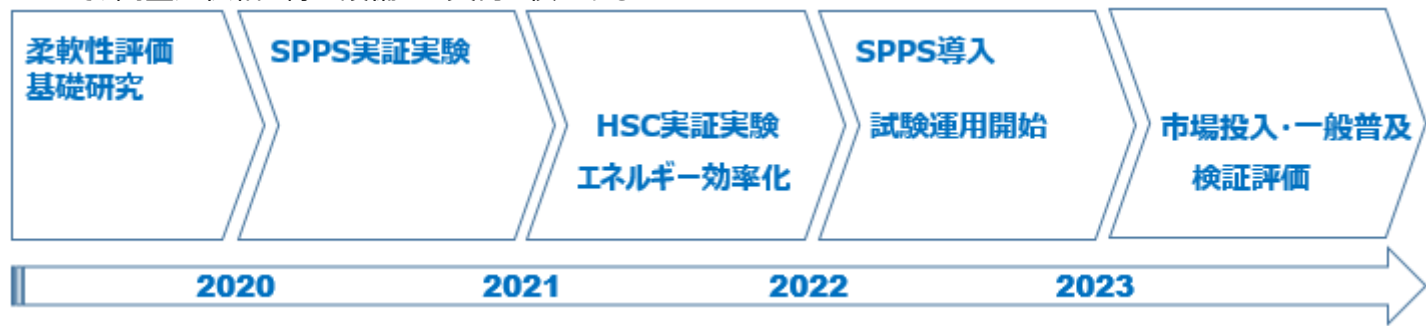


図 XFLEXプログラムのスケジュール

出典 : xflexhydro.net公開資料よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【 a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(1) Hydro2020 : 「再エネ統合運用」(セッション概要)

- ▶ ポルトガルの事例では、既存水力発電の近傍にVREを増設することにより、高压系統接続が容易になるとしている。
- ▶ 水上に太陽光パネルを敷設する浮体式太陽光発電により、年間貯水量の節約や合成出力による出力制御可能電源としての運用が可能になる。

【水力とVRE統合運用への制約分析 (ポルトガル)】

- ポルトガルの大手発電事業者 (EDP) のカバド川流域を対象とした水力・VRE統合運用のシミュレーションでは、統合運用のメリットと課題を整理している。
- 系統に十分な空き容量がある場合、風力や太陽光を既存水力発電の近傍に建設することにより、系統増強をせずVREの高压系統接続が可能になり、増設のメリットが大きいと試算している。
- しかしながら、空き容量が不足する場合、既存水力発電の発電が抑制され、経済性を著しく損なう懸念がある。水力発電の出力抑制は冬・春期の降雨期と風況の増大が重なる期間に集中し、発電に利用されない無効放流が増大、年間発電電力量が大きく低下するとしている。

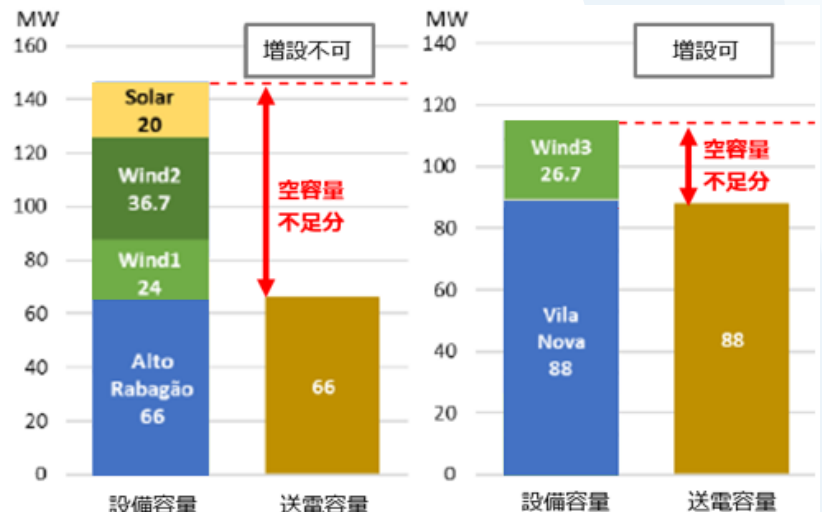


図 既存水力発電近傍の送電容量によるVRE増設可否

【水力とPVの統合運用が渇水対策として有効な事例 (マリ共和国)】

- 水面上に太陽光パネルを敷設する浮体式太陽光発電は、近年設備容量の導入量が拡大している。
- マンタナリ水力発電所 (マリ共和国) の事例では、貯水池式水力発電と浮体式太陽光発電を組み合わせることで、夏期の渇水期に対応した貯水量の節約が可能となっている。
- 貯水池に太陽光発電を増設することで既存送電線や変電設備が活用可能な上、水力発電と太陽光発電の合成出力により出力制御可能な電源としての運用も可能になるとしている。

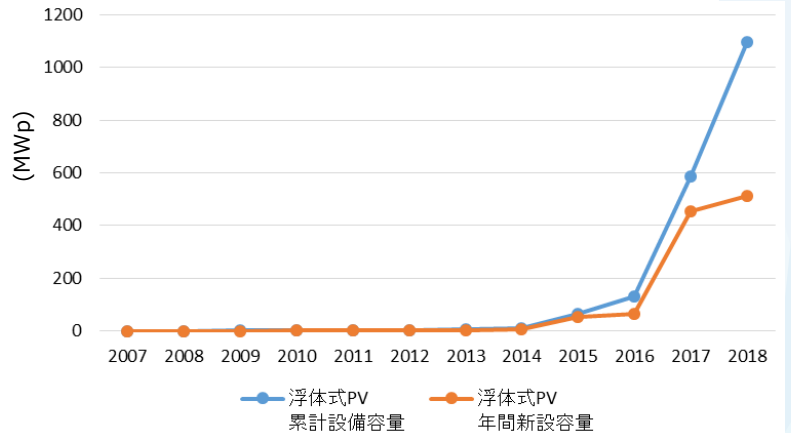


図 世界の浮体式太陽光発電導入推移

出典 : Hybrid renewable plants, integrating hydro, wind and PV: The Cávado water stream case study (Mendes et al, 2020)、Where Sun Meets Water (World Bank, 2018)よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

（2）オーストリアの取組調査：再エネ整備計画

- オーストリア政府は2050年の脱炭素化を目指し、2030年国家気候エネルギー統合戦略（#mission2030）を策定している。
- 2030年までにGHG排出を2005年比で36%削減するため、電力供給を再エネ100%に切り替える目標を掲げている。
- 再エネ導入目標は風力と太陽光が中心であり、水力発電の開発には厳しい環境基準が設けられている。

■ 明らかとなった事項

【オーストリアの再エネ導入目標】

オーストリア連邦政府は2050年の国内の脱炭素化を目指し、2018年に国家気候エネルギー統合戦略（#mission2030）を策定して2030年までのロードマップを発表している。

同計画では、**2030年までにGHG排出を2005年比で36%削減するため、電力供給を再エネ100%に切り替え、総エネルギー消費の再エネ比率を45-50%に引き上げる**など、EU目標を上回る目標を設定している。

電力供給の再エネ100%達成のため、水力発電、風力発電、太陽光発電の導入を進めるほか、速やかな石炭火力の廃止、中長期的な石油熱供給の廃止、交通部門の石油消費削減により、石油輸入依存を解消し、国家のエネルギー自給を達成することを目的としている。

2020年までにオーストリアのVRE比率は発電電力量の10%に達している。**2030年までの導入目標では、風力と太陽光が中心**となっている。

【オーストリアの水力発電整備の取組】

オーストリアでは、水力発電の開発にはEU水資源枠組み指令による水質維持原則の遵守が求められており、同指令4条7項の例外規定に定められた厳しい基準を満たす条件でのみ、開発が認められている。主要な条件としては、以下が挙げられる。

- インフラ新規開発により見込まれる便益は、水資源枠組み指令の環境基準達成による便益や、公共の福祉を上回る
- 技術的に可能な最大限の環境基準維持に努めている
- 生態系への悪影響に対し、実施可能な全ての緩和措置が図られている
- 河川流域管理計画に開発計画の報告がなされている

水力発電の開発にあたっては、EU水資源枠組み指令に従い、新規水力発電計画策定の手引きが公表されている（オーストリア水資源管理省から2012年1月公表）。これにより、発電、環境、水資源管理の観点から各州の河川流域の開発適地が特定され、一般に公表されている。

表 オーストリアの再エネ導入目標

	増設目標 (MW)		発電電力量増分 (GWh)	
	2020	2030	2020	2030
水力	1,000	1,200	4,000	6,000-8,000
風力	2,000	5,000	4,000	11,000-13,000
太陽光	1,200	12,000	1,200	11,000-13,000
バイオマス	200	315	1,300	2,000

4. 系統制約関連業務

【a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(2) オーストリアの取組調査：水力発電整備状況

- オーストリアでは水力発電が主力電源として活用されており、電力供給・設備容量共に50%以上を占める。
- 水力発電所数は、系統接続済みの施設数は3,036基、設備容量は14.5GWにのぼる（2018年末）。
- 2,923基の自流式と、113基の貯水池式（揚水含む）水力発電所が整備されている。

■ 明らかとなった事項

オーストリアでは水力発電が主力電源として活用されており、電力供給・設備容量共に50%以上を占める。水力発電所数は、系統接続済みの施設数は3,036基、設備容量は14.5GWにのぼる（2018年末）。2,923基の自流式水力発電と、113基の貯水池式水力発電（揚水含む）が整備されている。

オーストリア政府が株式の51%を保有する最大手発電事業者Verbund社をはじめ、100以上の自治体出資の事業者が存在する。水力発電所の95%が出力10MW以下であり、設備容量の10%と年間発電電力量の13%を占める。系統未接続の地産地消の小水力発電所は2,000基以上存在する。

表 オーストリアの電源別発電設備容量の推移

	自流式	貯水池式 (揚水含む)	風力・地熱・ 太陽光	火力	合計
2000	5,256	6,407	49	6,315	18,028
2005	5,318	6,519	841	6,527	19,206
2010	5,396	7,524	1,054	7,431	21,404
2015	5,656	7,993	3,362	7,768	24,780
2016	5,700	8,418	3,762	7,323	25,203
2017	5,714	8,436	4,080	7,183	25,414

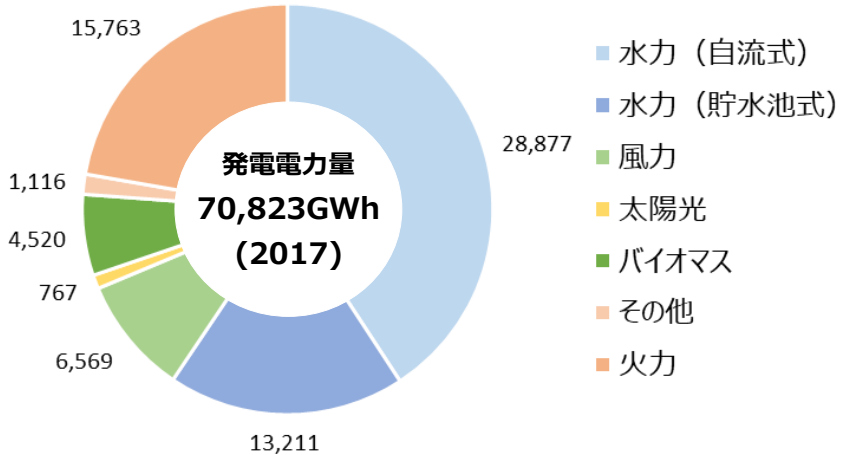
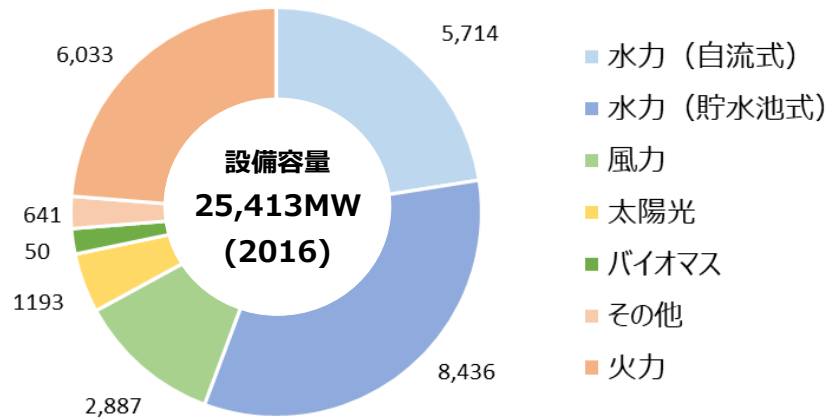


図 オーストリアの発電設備容量と発電電力量

出典：オーストリア・エネルギー庁資料、E-Control Key StatisticsよりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(2) オーストリアの取組調査：国際河川管理体制

- 19カ国に跨る国際河川ドナウ川流域には、支流も含めオーストリア国内の水力発電の90%が集中している。
- ドナウ川保全国際委員会（流域14カ国とEU代表）が管理主体となり、ドナウ川流域における欧州指令の施行を担当している。
- 「持続可能な水力開発指針」（2010年策定）により、流域内諸国の水力開発計画に対する基準を定めている。

■ 明らかとなった事項

【ドナウ川流域管理計画について】

オーストリア国内の水力発電の90%は、19カ国に跨る国際河川ドナウ川流域に集中している。また、オーストリア一国で流域全体の水力発電電力量の過半を占めている。

ドナウ川保全国際委員会（流域14カ国とEU代表）が管理主体となり、ドナウ川流域における欧州指令（EU水資源枠組み指令、EU洪水対策指令、EU再生可能エネルギー指令）を施行し、水質維持、生態系保全、沿岸住民の安全確保を担当している。

流域の水力開発、水資源管理、環境保護を包括的に施行するため、2010年に策定された「持続可能な水力開発指針」において、流域内諸国の水力開発計画に対する基準が定められている。

第2次管理計画期間（2016-2021年）には39のインフラ整備計画案が報告されており、内訳は河川交通20件、洪水対策14件、水力開発4件、水道事業1件となっている。

※ ● は既存水力発電所を表す

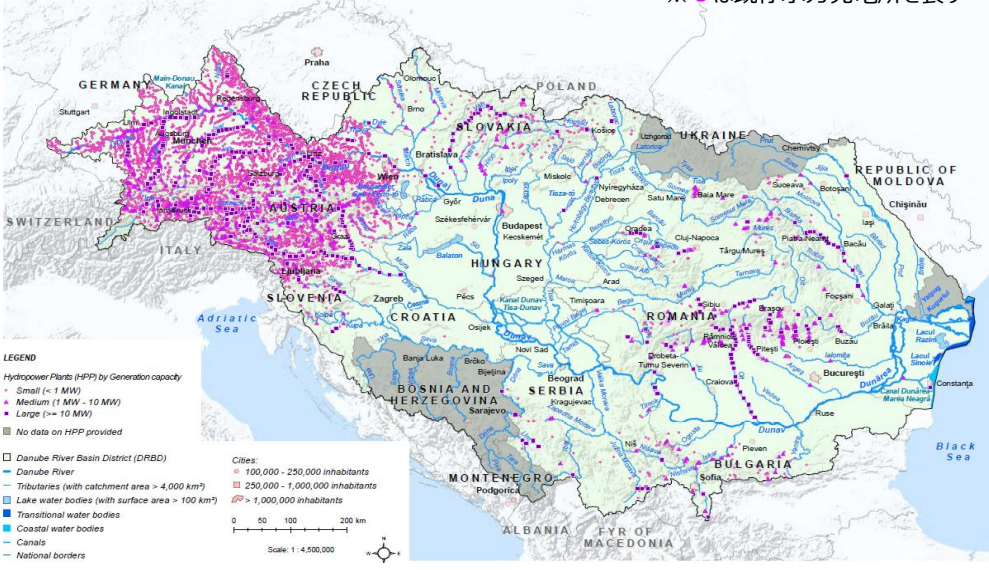


図 ドナウ川流域の水力発電開発状況

表 ドナウ川流域の水力発電運用状況

	MW (2010)	GWh/年 (2010)	GWh 比率(%)
オーストリア(2008)	12,469	37,958	56.8
ボスニア・ヘルツェゴビナ	90	1,667	18
ブルガリア	3,108	5,523	11.9
クロアチア	339	1,495	31.8
チェコ	2,203	2,790	3.2
ドイツ(2009)	4,050	19,059	3.3
ハンガリー(2013)	58	213	0.7
ルーマニア	6,453	19,857	33.2
セルビア(2009)	2,859	10,636	24.2
スロバキア(2012-13)	2,515	5,125	18.4
スロベニア(2011)	1,188	4,198	29.6
ウクライナ	36	0	0

図表出典：ドナウ川流域管理計画（ドナウ川保全国際委員会、2015）よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(2) オーストリアの取組調査：e5プログラムによる自治体の再エネ政策支援

- オーストリアでは自治体を対象としたエネルギー政策認証制度「e5」プログラムにより、240の自治体がエネルギー効率化と再エネ導入を進めている。
- 欧州のエネルギー政策認証制度と連携し、オーストリアの27の自治体が認証の最高位を獲得している。
- オーストリアでは認証制度参加自治体の人口比率を、現在の19.2%から2025年には50%まで拡大する目標を設定している。

■ 明らかとなった事項

【e5プログラムによる自治体の再エネ政策支援】

オーストリアでは気候変動対策の一環として、**自治体を対象にした政策支援プログラム「e5」が実施**されている。240の自治体と7州が参加し、対象となる自治体人口は全体の19.2%となっている。

「e5」プログラムは自治体の**気候変動対策とエネルギー政策の達成度により、5段階認証**に分けられ、評価は独立機関により最長3年以内に改定される。評価対象となる政策は6種類に大別される。

1. 自治体の空間的開発計画
2. 建築分野
3. エネルギー供給・水道事業・廃棄物処理
4. 交通分野
5. 組織構成
6. 普及啓発・コミュニケーション

「e5」プログラムはEUのエネルギー政策認証制度「欧州エネルギー賞」と連携しており、**エネルギー効率化、再エネ導入、気候変動対策の定められた政策の50%を実行した自治体が認証**を受けることができる。実施率が75%に達するとゴールド認証となり、**2020年にはオーストリアで27の自治体が最高位の認証を獲得**している。オーストリアでは、2025年までに上記の認証制度への参加自治体を、全人口の50%まで拡大することを目標としている。

表 最高位認証取得済み自治体と政策実施率

Virgen	87.8%	Trebesing	80.2%
Eisenkappel-Vellach	84.5%	St. Johann im Pongau	80.1%
Großschönau	84.1%	Arnoldstein	80.0%
Mäder	84.1%	Götzis	79.5%
Zwischenwasser	84.1%	Dornbirn	79.2%
Wolfurt	83.7%	Assling	78.7%
Kötschach-Mauthen	82.3%	Villach	78.7%
Langenegg	82.1%	Weißensee	78.7%
Judenburg	81.8%	Grödig	78.1%
Weiz	81.8%	Baden	77.9%
Weißbach bei Lofer	81.8%	Großes Walsertal	77.6%
Feldkirch	81.6%	Velden am Wörthersee	77.1%
Wörgl	80.8%	Volders	76.0%
Hiitisau	80.7%		

出典：e5-gemeinden.atより作成

4. 系統制約関連業務

【a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(2) オーストリアの取組調査：民間主導のエネルギー自治の取組

- ケルンテン州ケットシャツハ＝マウテン村では、2020年時点で小水力を中心とする再エネ比率100%による電力供給を達成している。
- 州内では電力供給の他、熱供給（2025年目標）、交通分野（2035年目標）の再エネ比率100%達成を目指している。
- 同村の中心的エネルギー事業者AAE社では自社の揚水発電を運用し、独自の管制システムによる出力予測と需給調整を行っている。

■ 明らかとなった事項

【ケルンテン州ケットシャツハ＝マウテン村とAAE社の取り組み】
ケルンテン州では2020年時点で再エネ100%による電力供給を達成しており、熱供給の再エネ比率を現在の70%から2025年に100%にする目標を掲げている。交通分野の再エネ比率は12%に留まるが、2035年までに再エネ比率100%を目指している。
 ケルンテン州のケットシャツハ＝マウテン村（人口3500人）は「e5」認証の五つ星を獲得しており、同村の中心的なエネルギー事業者AAE社は、小水力を中心とする地域密着型の再エネ事業を展開し、再エネ100%による地域のエネルギー自給を実現している。
 AAE社が8割の電力を供給するケットシャツハ＝マウテン村では、農家や製材業者も再エネ事業に進出しており、村全体で多数の再エネ設備が運用されている。AAE社では独自の電力管制システムによりVRE出力・電力需要を15分間隔で予測し、自社保有の揚水発電による需給調整を行っている。

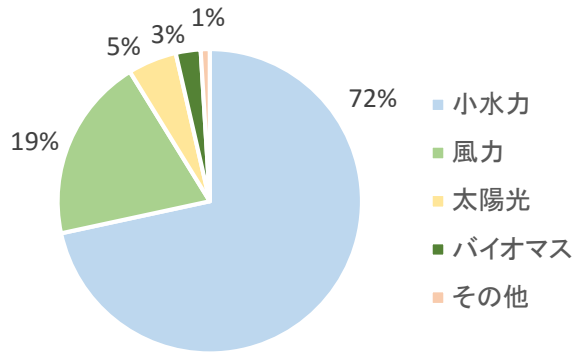


図 AAE社の電力供給内訳
 出典：AAE社HPより作成

表 ケットシャツハ＝マウテン村の発電設備

発電設備	定格出力	蓄電容量
小水力発電	9MW	
風力発電	500kW	
バイオガス・コジェネ	熱500kW 電気1500kW	
太陽光発電	20kW*	
揚水発電	5.75MW	19GWh

*太陽光発電は表中のAAE社保有の他、多数が存在
 出典：100%再生可能へ！欧州のエネルギー自立地域（滝川、2012）、
 klimabuendnisHPよりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(2) オーストリアの取組調査：自治体の水力発電開発計画

- チロル州では2050年の再エネ100%によるエネルギー自給計画を策定し、水力発電は2036年までに2,800GWhの増加目標を掲げている。
- 中小の水力発電事業者を対象に、改修による出力増加を目的とした国家レベル・州レベルによる経済的・技術的な支援が実施されている。

■ 既存資料の調査結果

【オーストリア西部チロル州の再エネ導入の取組】

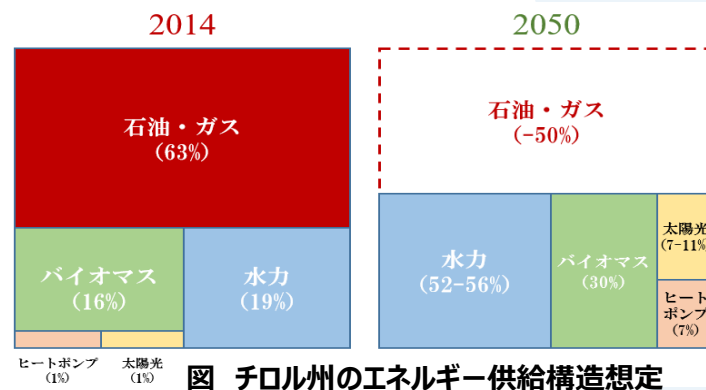
オーストリア自治体の水力発電開発の事例として、水力発電事業が特に活発な西部チロル州の取組を調査した。

チロル州では、2050年に再エネ100%によるエネルギー自給計画を策定し、エネルギー消費の50%削減と再エネによる発電電力量を30%増加させる目標を掲げている。水力発電はその中心に位置づけられ、2011-2036年に2,800GWhの増加目標を掲げており、その内、10MW未満の小水力発電による増分は800GWhとなっている。

【オーストリア政府とチロル州の小水力発電支援】

オーストリア政府は中小の水力発電に対し、設備容量に応じた支援制度を整備している。2MW以下の小水力はFIT対象となる他、0.5-20MWの中小水力発電の改修には、投資額の15-35%の補助金が交付される。また、系統未接続の分散型電源を対象に、1万ユーロ以上の小水力・蓄電設備への投資には投資額30%の補助金を交付している。

チロル州では、州独自の施策として、10MW未満の小水力発電を対象に、改修予定の発電所の出力増加見込みの検討や、河川管理を含む技術的支援を行い、経費の85%以上を補助金で負担している。



チロル州の概要と水力発電整備状況

人口 (2021)	760,161
電力需要 (2019)	6,123 (GWh)
水力発電所数 (2020)	887基
水力発電設備容量 (2020)	3,270 (MW)

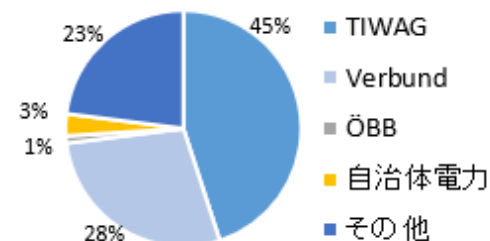


図 チロル州の水力発電事業者各社の設備保有比率

4. 系統制約関連業務

【 a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(2) オーストリアの取組調査：カウナータル揚水発電開発計画

- チロル州の大手発電事業者TIWAG社のカウナータル揚水発電所増設計画は、欧州全体の系統柔軟性確保の取組として、PCIに認定されている。
- 一次、二次、三次全ての周波数調整、電圧調整、無効電力供給、ブラックスタート機能を具備し、多国間でベースロードの余剰吸収や、ピーク需要の供給を担っている。

■ 既存資料の調査結果

【チロル州の揚水発電による多国間の柔軟性供給の取組】

チロル州の大手発電事業者TIWAG社では、州の水力発電の増設目標を受け、揚水発電を含む6カ所の水力開発計画を進めている。チロル州では、隣国ドイツ電力市場の再エネ比率が2050年までに80%に達する想定に対し、追加的な蓄電容量整備による柔軟性確保が進められてきた。2012年にはドイツ、オーストリア、スイス三国間合意によるカウナータル（Kaunertal）揚水発電所の増設計画が開始され、欧州全体の系統柔軟性確保の取組として、PCI（Project of Common Interest）に認定されている。

【カウナータル発電所増設計画概要と環境への懸念】

既存のカウナータル揚水発電所は設備容量392MW、貯水量1億3,800万m³であり、系統柔軟性の供給機能に優れ、一次、二次、三次全ての周波数調整、電圧調整、無効電力供給、ブラックスタート機能を具備し、多国間でベースロードの余剰吸収や、ピーク需要の供給を担っている。計画では設備容量900MWの新規発電所と貯水量4,200万m³の貯水池が増設される予定だが、開発による自然保護区「Natura 2000」への影響が懸念されている。

.....
PCI：欧州委員会により主導される、EUの環境・経済・安定性の社会的便益の為、欧州規模で貢献するインフラ開発プロジェクト。エネルギー分野では、広域エネルギー網の構築や柔軟性拡大が含まれる。
.....

4. 系統制約関連業務

【 a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(2) オーストリアの取組調査：自治体電力の取組に関する調査結果

➤ オーストリアの自治体電力の取組について、各社HP、文献、報道記事等の資料で確認が可能な情報を整理した。

【オーストリア自治体電力の取組 調査結果概要】

調査事項	調査結果
水力発電による収益状況	・ケットシャッハ＝マウテン村における水力発電事業広報では、事業による経済効果、エネルギー自給率向上、地域住民の生活水準の向上、自治体のイメージ向上、観光振興等、様々な貢献を例示している。
揚水・水力とVREの統合運用	・ロイテ自治体電力（Elektrizitätswerke Reutte）では、12基の水力発電、1基の揚水発電、4基の太陽光発電、2基のコンバインドサイクルと3基の燃料電池を運用し、ベースロードとピーク供給力を確保している。 ・チロル州では、国内外のVRE大量導入計画に対し、多国間の柔軟性供給の取組として、大規模揚水開発計画がPCIに認定され進められている。
小水力発電に対する経済的・技術的支援について	・オーストリア政府より小水力発電事業者を対象に、設備更新や立地の最適化、河川環境改善（河川連続性、環境流量の確保）等の技術的支援が行われている。2MW以下の小水力発電はFIT対象となる他、0.5-20MWの中小水力発電の回収には、投資額の15-35%の補助金が交付される。系統未接続の分散型電源への助成として、1万ユーロ以上の小水力・蓄電設備への投資に、投資額30%の補助金を交付している。水力の新規開発に対しては、水資源管理省より2012年に支援制度が制定されている。 ・オーバーエスターライヒ州では、243件の発電所が技術面・環境面の支援を受け、発電電力量は平均30%増加している。 ・チロル州では、州独自の施策として、10MW未満の小水力発電を対象に、改修予定の発電所の出力増加見込みの検討や、河川管理を含む技術的支援を行い、経費の85%以上を補助金で負担している。
地域住民による再エネ事業への受容性	・2050年を目標にしたチロル州のエネルギー自給構想では、水力、バイオマス、太陽光、ヒートポンプが主体となるが、風力開発には標高1,800m以上の高地開発が伴い、地元住民の風力発電への支持は少ない。また、大規模揚水開発計画に対し、自然保護区「Natura 2000」への影響が懸念されている。
ドイツとの電力市場分離の影響	・大手発電事業者Verbund社は、国内の大手各社と連名で電力市場分離への反対を表明している。市場分離はTenneT（ドイツTSO）による電力市場の支配的地位の濫用であり、ドイツ国内の系統混雑に起因する問題を、ドイツ・オーストリア市場間の境界に転嫁するものとしている。市場分離後の電力価格の上昇により、オーストリアの産業需要家と一般家庭が被る経済的負担は、それぞれ年間1億8,000万ユーロ、6,000万ユーロに相当すると主張している。

出典: VERBUNDO社HP、Sustainable Hydropower Development in Austria (Ministry of Agriculture, Forestry, Environment and Water Management – Division National and International Water Management, 2012)、<https://www.klimabuendnis.at/energieautark-koetschach-mauthen>、ロイテ自治体電力HP、“Windkraft „in Tirol gute Ergänzung“” (Tiroler Tageszeitung紙報道記事、2019年4月11日) よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【 a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(3) 各国の託送料金制度の調査：各国の制度の比較

➤ 欧州各国の託送料金制度は多様であり、発電側・小売側の負担配分、時間帯ごとの料金変動による電力需給調整、地域別の料金設定による発電設備の調整などが図られている。

欧州各国の託送料金制度は多様であり、発電事業者と小売事業者の負担配分、時間別の料金設定による電力需要調整、地域別の料金設定による発電設備・需要立地の調整などが図られている。英国、オーストリア、スペイン、ポルトガルを対象に、託送料金制度の概要、揚水動力への課金状況等を整理した。

表 各国の託送料金制度の特徴・課題等

国	託送料金制度の特徴	揚水動力への課金状況
英国	TSOによる系統増設費用を抑制するため、 地域の電力需要に応じた価格 を発電・小売側に課している。(発電27区域、小売14区域)	揚水運転・発電運転への課金 がされている。水力適地と電力需要地に距離があることも相まって揚水発電への阻害要因となっているとの主張もある。
オーストリア	地域別・季節ごとの電力需要に応じた価格設定 （電圧階級に応じた地域ごとに夏期・冬期の高需要・低需要）がなされている。	揚水運転・発電運転への課金 がされている。経済負担により、水力発電による 系統柔軟性確保の阻害要因 となっているとの主張もある。
スペイン	電力需要の時間帯変動に応じた弾力的な価格設計 （月・曜日ごとの時間帯別）がなされている。	揚水発電の設備利用率低下 を受け、揚水運転に対する課金は2020年に 廃止 されている。
ポルトガル	電力需要の時間帯変動に応じた弾力的な価格設計 （夏季・冬季の時間帯別）がなされている。	揚水運転は非課金 とされている。
日本	昼夜・平日／休日の価格差は多少存在 している。需要地近接性評価割引制度※がある。	揚水運転（損失分） への課金がされている。

表 各国の託送料金制度の設計と内訳

	課金配分(%)		時間別	所在地別	送電ロス	需給調整
	発電側	小売側				
英国	16.1	83.9		○		○
オーストリア	8	92	○	○	○	○
デンマーク	4.3	95.7			○	○
フランス	3	97	○		○	○
ドイツ	0	100			○	○
アイルランド	25	75		○		○
北アイルランド	25	75	○	○		
イタリア	0	100			○	○
オランダ	0	100			○	○
ノルウェー	29	71	○	○	○	○
スペイン	10	90	○			
ポルトガル	9.1	90.9	○			
スウェーデン	38	62		○	○	○
スイス	0	100				

出典：ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019 (ENTSO-E, 2019) よりPCKK作成

※日本：小売側100%で、発電側基本料金が議論されている。

※需要地近接性評価割引制度：需要の多い地域に立地する発電設備から電力の供給を受ける場合などを対象に託送料金を割引く制度

出典：各種資料よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【 a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

（3）各国の託送料金制度の調査：揚水動力を含む蓄電技術への託送課金状況

➤ 揚水動力・蓄電池に対する託送課金は国によって異なり、英国・オーストリアで課金対象となっているが、スペイン・ポルトガルでは非課金となっている。

【諸外国の揚水動力・蓄電池への託送課金状況】

	揚水動力への 小売側課金	概要
英国	有	揚水動力・蓄電池は共に小売側託送料金（需給調整費用（BSUoS）及び系統利用料金（TNUoS））の課金対象となっているが、部分的な減免措置として、蓄電時の需給調整費用（BSUoS）が2021年4月1日から非課金となり、また、系統利用料金（TNUoS）の更なる減免措置が検討中となっている。
オーストリア	有	E-Control規定により、揚水動力は小売側託送料金の課金対象とされ、従量料金0.233 ¢ €/kWh、容量料金100.00 ¢ €/kWが課金される。その他、送電ロス等も負担の対象となる。国家気候エネルギー統合計画の中で、再エネ導入政策との整合性を図るため、揚水動力・蓄電池に対する課金撤廃の提言がなされている。
スペイン	無	2011年のいわゆる太陽光FITバブルによる託送収入の減少により、揚水動力・蓄電池に対する小売側課金が導入されたが、揚水稼働率の減少等を受け、2019年に公正取引委員会（CNMC）より制度改正が提起され、2020年1月より再度廃止されている。
ポルトガル	無	エネルギー規制庁（ERSE）規定により、揚水動力は託送料金非課金とされている。
日本	有	揚水動力・蓄電池は共に託送料金課金対象である。（電力自由化において、従来から課金対象の蓄電ロスに合わせ、揚水ロスも新たに課金対象に追加された。（参考：H26年第11回制度設計WG））

出典: Connection and Use of System Code (CUSC) CMP281: Removal of BSUoS Charges From Energy Taken From the National Grid System by Storage Facilities (ofgem, 14 May 2020), CUSC Modification Proposal Form CMP280: Creation of a New Generator TNUoS Demand Tariff which Removes Liability for TNUoS Demand Residual Charges from Generation and Storage Users (Scottish Power, 22 June 2017), BOE-A-2020-1066 (CNMC, 24 Jan 2020), Diretiva n.º 4/2020 (ERSE, 20 March 2020), Electricity System Charges Ordinance 2018 (E-Control, 2018)、Hindernisse und Erfordernisse für Pumpspeicher in Österreich (store-project, 2013)、第11回制度設計WG 小売全面自由化に係る詳細制度設計について（制度設計WG事務局、平成26年12月24日）よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【 a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

（3）各国の託送料金制度の調査：英国の託送料金制度

- 英国の託送料金は接続料金、系統利用料金、需給調整費用で構成され、系統利用料金は発電側と小売側の共同負担となっており、毎年、負担割合が変動する（おおよそ2：8（発電：小売）の割合で推移）。
- 系統利用料金は区域別に設定されているが、英国では北部山岳部に水力発電適地、南部都市部に電力需要が集中する構造となっており、電力ロスや揚水運転への託送料金への課金により、揚水発電整備の阻害要因となっているとの主張も見られる。

【英国の託送料金制度の概要（地域別価格設定）】

英国の託送料金制度は、系統利用料金、接続料金、需給調整費用からなり、ここでは系統利用料金について述べる。発電側と需要側の共同負担となっており、負担割合は毎年算出され、負担比率は2：8（発電：小売）程度で推移している。発電側課金には2.5ユーロ/MWhの上限が設けられている（欧州委員会規則838/2010）。系統利用料金は区域別に料金が設定され、発電事業者は27区域、小売事業者は14区域ごとに料金が設定されている。

英国では北部に電源、南部に需要が集中し、北から南への潮流による電圧降下や電力ロスの増大という課題を抱えている。潮流安定化に必要な系統増強にはコストがかかるため、発電側と需要側の双方に対し、系統利用料金を区域ごとに設定し、電源を南部に誘致、需要を北部に振り向けるような価格シグナルが採用されている。

なお、英国の水力発電適地は北部の山岳地帯に集中し、尚且つ揚水運転への託送料金が課金されることから、事業者の投資予見性確保が困難であり、英国の託送料金制度は揚水発電整備に対し阻害要因となっているとの主張も見られる（Brod et al., 2018; 揚水開発事業者ILIグループ調査、2019）。

4. 系統制約関連業務

【 a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(3) 各国の託送料金制度の調査：英国の託送料金制度（系統利用料金）

- ▶ 発電側の系統利用料金は発電適地である北部で高く、需要地である南部ではマイナス料金が設定されている。VREに対する課金は比較的低い。
- ▶ 小売側の系統利用料金は北部では安く、南部の需要地では高いが、南部では分散型電源導入を促すよう支払い価格が高く設定されている。

【小売側課金内訳と料金設定】

小売事業者用の系統利用料金は、(1)産業用需要家料金（30分スマートメーター管理）、(2)家庭用・零細企業料金（メーター無し）、(3)分散型電源支払の3種類に分けられる。(3)は、配電系統に接続済みの分散型電源により、小売事業者は送電系統に支払う系統利用料金を減らせるため、その分の差額を分散型電源に支払う仕組みとなっている。小売側の系統利用料金は北部では安く、南部の需要地では高いが、南部では分散型電源導入を促すよう支払い価格が高く設定されている。

表 小売事業者の系統利用料金区割（14区域）

区割	産業需要家料金 (£/kW)	家庭用料金 (p/kW)	分散型電源支払 (£/kW)
1	Northern Scotland	21.126849	2.742642
2	Southern Scotland	28.760295	3.528995
3	Northern	40.022002	4.768367
4	North West	46.674676	5.735191
5	Yorkshire	47.834680	5.645414
6	N Wales & Mersey	48.904955	5.811644
7	East Midlands	51.387929	6.281123
8	Midlands	52.648445	6.525494
9	Eastern	53.488450	6.994220
10	South Wales	50.613794	5.594905
11	South East	56.501849	7.511337
12	London	59.267002	5.828242
13	Southern	57.772417	7.136303
14	South Western	57.020402	7.608806

【発電側課金内訳と料金設定】

発電側の系統利用料金は発電適地の北部で高く、需要地の南部ではマイナス料金が設定されている。また、電源の種類ごとに価格設定が異なり、VREに対する課金は比較的低い。

表 発電事業者の27区域の系統利用料金（£/kW）電源別概算

区割	化石燃料	低炭素電源	VRE
1	N. Scotland	26.619468	29.622230
2	E. Aberdeenshire	22.710569	25.713331
3	Western Highlands	24.702272	27.665928
4	Skye and Lochalsh	18.292988	21.239874
5	Eastern Grampian and Tayside	23.832192	26.688798
6	Central Grampian	23.624199	26.405233
7	Argyll	29.023388	33.822751
8	The Trossachs	19.724644	22.179494
9	Stirlingshire and Fife	15.975685	18.266766
10	SW. Scotlands	16.978384	19.303483
11	Lothian and Broders	13.631868	14.838249
12	Solway and Cheviot	8.209692	9.495786
13	NE. England	7.156004	8.007850
14	N. Lancashire and The Lakes	2.448012	2.622236
15	S. Lancashire, Yorkshire & Humber	1.031415	1.058120
16	N. Midlands and N. Wales	-1.199383	-1.199383
17	S. Lincolnshire and N. Norfolk	-2.777867	-2.777867
18	Mid Wales and The Midlands	-2.993760	-2.993760
19	Anglesey and Snowdon	-0.051525	-0.051525
20	Pembrokeshire	0.411985	0.411985
21	S. Wales & Gloucester	-2.957486	-2.957486
22	Cotswold	-6.290867	-7.867996
23	Central London	-14.011179	-15.439154
24	Essex and Kent	-6.334062	-6.334062
25	Oxfordshire, Surrey and Sussex	-7.675801	-7.675801
26	Somerset and Wessex	-9.218972	-9.218972
27	W. Devon and Cornwall	-9.738041	-9.738041

出典：Final TNUoS Tariffs for 2020/21 (National Grid, 2020)、海外諸国の電気事業（海外電力調査会、2019）よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【 a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(3) 各国の託送料金制度の調査：オーストリアの託送料金制度

- オーストリアの託送料金は電圧階級による7段階のネットワークレベルに分類され、ネットワークレベルに応じた地域（3～14分類）、4つの時間帯（夏・冬期の高需要・低需要）ごとに料金設定がされている。
- 託送料金の内訳は8項目に分類され、発電側と需要側で負担が異なる。（負担比率は1：9（発電：需要）程度）

【オーストリアの託送料金制度の概要（時間帯別・地域別価格設定）】

オーストリアの託送料金は電圧階級による7段階のネットワークレベルに分類されており、ネットワークレベルにより3～14種類、4つの時間帯（夏期・冬期の高需要・低需要）ごとに料金設定がされている。

託送料金の内訳は8項目に分類され、発電側と小売側で負担が異なる。発電側は需給調整費用、小売側は系統維持費用を負担し、送電口は双方の負担となる。負担比率は1：9（発電：需要）程度となっている。

【オーストリアの水力発電に対する制度上の課題】

オーストリアの水力発電・揚水発電運用に対する制度上の課題として、EU指令等の多岐にわたる政策上の運用制限が挙げられ、アルプス地域の水力発電運用状況の分析では、託送料金の発電側・小売側課金が含まれる。揚水発電の発電運用・揚水運用両方への課金は事業者の経済的負担となっており、水力発電の系統柔軟性確保に対する活用の阻害要因となっていることが言及されている。

国家気候エネルギー統合政策「#mission2030」において、政策目標である電力供給の再エネ100%達成と整合性を図るため、揚水動力・蓄電池に対する託送料金の小売側課金撤廃と、更なる政策支援が提言されている。

表 オーストリアのネットワークレベル（上）と託送料金内訳（下）

ネットワークレベル	管轄	電圧
1 特別高圧	TSO	380kV～
2 特別高圧～高圧の変圧		220kV
3 高圧		110kV
4 高圧～中圧の変圧		
5 中圧	DSO	36kV～
6 中圧～低圧の変圧		1kV
7 低圧		1kV以下

項目	負担	概要
系統利用料金	小売側	系統整備・維持・運用費用
送電口費用	小/発	※5MW以下の発電事業者は対象外
系統接続料金	小/発	系統接続時・接続容量拡張時に一括請求
接続供給費用	小売側	接続供給に必要な設備維持・更新費用
需給調整費用	発電側	二次調整力供給に係るインバランス清算不足分
電力量清算料金	小/発	電力メーター運営費用
補助的サービス料金	小/発	延滞請求費用、メーター交換費用等
国際連系統利用料金	発電側	送電容量10%未満の利用は対象外

出典：Electricity Act 2010、#mission2030よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【 a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(3) 各国の託送料金制度の調査：オーストリアの揚水発電に掛かる託送料金

- オーストリアでは揚水発電に掛かる送電線利用料金として、従量料金0.233セント/kWh、容量料金100.00セント/kWが設定されている。
- オーストリアの揚水発電所はケルンテン、ザルツブルク、チロル、フォーアールベルクの4州に集中している。
- ケルンテンを除く3州で高圧託送料金は全国平均より低く設定されている。

【オーストリアの託送料金と揚水発電への課金】

オーストリアでは揚水発電に掛かる送電線利用料金として、従量料金0.233セント/kWh、容量料金100.00セント/kWが設定されている。

オーストリアの揚水発電所はアルプス山岳地域に位置するケルンテン州、ザルツブルク州、チロル州、フォーアールベルク州に集中している。分析の便宜上、高圧相当のネットワークレベル3（110kV）の州ごとの託送料金を比較すると、ケルンテン州を除く3州において全国平均より低く設定されている。

表 オーストリアの揚水発電所リスト

発電所名	事業者	地域	発電 (MW)	揚水 (MW)
Koralpe-Soboth	KELAG	ケルンテン	50	35
Feldsee I	KELAG		70	70
Feldsee II	KELAG		70	70
KW Gruppe Fragant	KELAG		336	100
Malta-Oberstufe	VHP		120	116
Malta-Hauptstufe	VHP		730	290
Hintermuhr	Salzburg AG		ザルツブルク	104
Kaprun-Oberstufe	VHP	112		130
Limberg II	VHP	480		480
Kühtai	TIWAG	チロル	289	250
Roßhag	VHP		231	230
Häusling	VHP		360	360
Rodundwerk I	Illwerke AG	フォーアールベルク	198	41
Rodundwerk II	Illwerke AG		295	286
Kopswerk II	Illwerke AG		525	480
Lünerseewerk	Illwerke AG		280	224

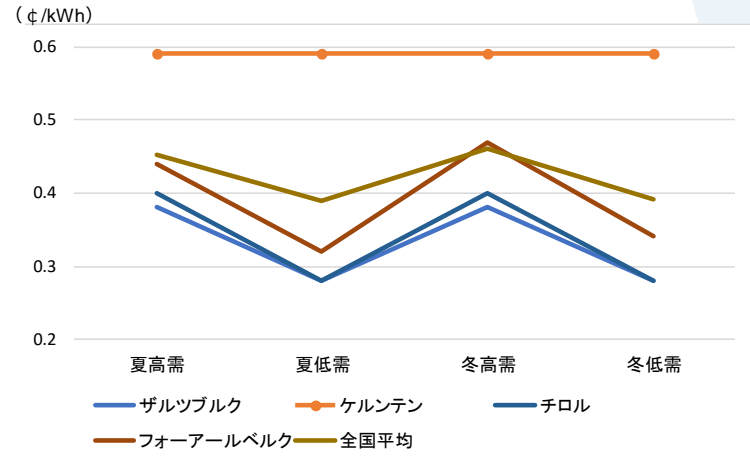
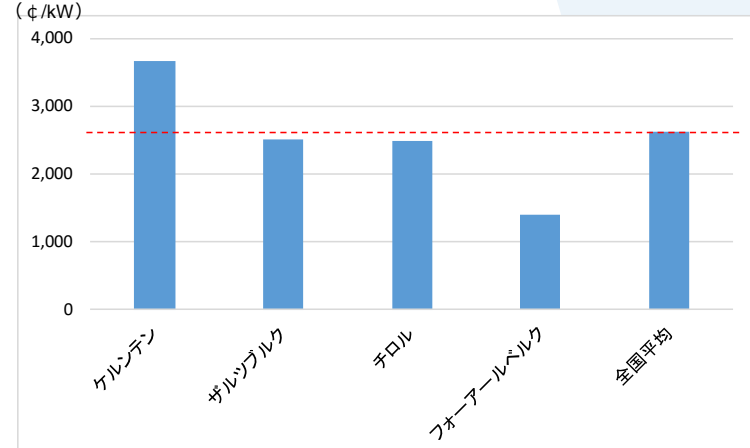


図 高圧 (110V) の容量料金 (上) と従量料金 (下)

出典：オーストリア水力発電事業者HP資料、Electricity System Charges Ordinance 2018 (E-Control, 2018) よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【 a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

(3) 各国の託送料金制度の調査：スペイン・ポルトガルの託送料金制度

- スペイン・ポルトガルの託送料金は、主に需要家が利用する電気に課金されている。
- スペインでは月・曜日ごとの時間帯、ポルトガルでは夏・冬ごとの時間帯別に料金が設定されるなど、細かな料金設定がされている。
- 両国ともに、揚水運転の託送料金は非課金となっている。

【スペインの託送料金制度の概要（時間帯別価格設定）】

スペインの託送料金は主に需要家が利用する電気に課金される。電圧階級ごとに固定費（€/kW）である容量料金と、電力量（€/kWh）による従量料金に分けられ、**月・曜日ごとの時間帯に料金が細分化**されている。

地域別に電力の重負荷期を特定し、電力需要の高い時間帯の託送料金を高く設定している。需要に応じた価格シグナルにより、需要家に電力利用の平準化を促し、ピーク需要の緩和、系統混雑の解消が図られている。**料金は基本的に一日の需要変動パターンに沿って価格設定がなされており、朝方・夕方のピーク時間帯は高く、休日は全ての時間帯で低く設定**されている。

揚水運転の託送料金については2011年にFIT賦課金の赤字により導入されたが、その後**揚水発電の設備利用率は低迷し、公正取引委員会（CNMC）の提言を受け、2020年に再度廃止**されている。

【ポルトガルの託送料金制度の概要（時間帯別価格設定）】

ポルトガルの託送料金もスペインと同じ制度設計になっているが、料金設定はスペインよりも細かく、**夏・冬ごとの時間帯に料金が細分化**されている。ポルトガルにおいては、従前より**揚水運転は託送料金非課金**である。

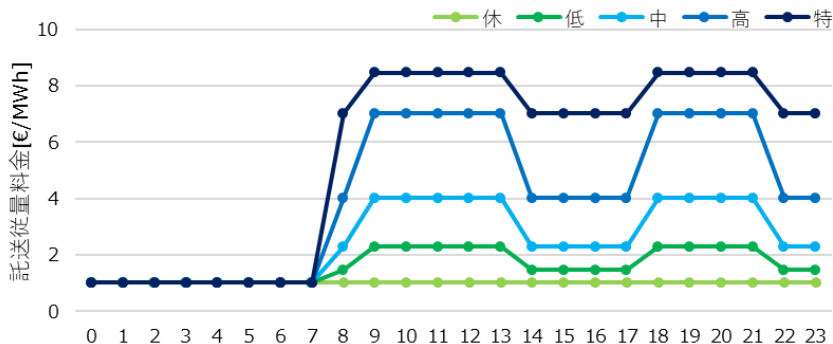


図 スペインの高圧（145kV）託送従量料金

出典：Informe de Precios Energéticos Regulados (IDAE, 2020)

表 スペインの地域別託送料金の年間変動

	スペイン本土	カナリア諸島	バレアレス諸島	セウタ (アフリカ)	メリヤ (アフリカ)
1月	特	中	中	特	特
2月	特	中	中	特	高
3月	高	中	低	中	低
4月	低	低	低	低	低
5月	低	低	高	低	低
6月	中	低	特	低	中
7月	特	特	特	高	特
8月	中	特	特	特	特
9月	中	特	特	特	特
10月	低	特	高	高	中
11月	高	高	低	中	中
12月	特	高	中	中	高

出典：Circular 3/2020 de 15 de enero de la CNMC (CNMC, 2020)よりPCKK作成

例：九州地域の託送料金制度

九州地域では、昼間・夜間の2種類の時間帯別の料金設定と平日・休日の料金設定に限定されている。

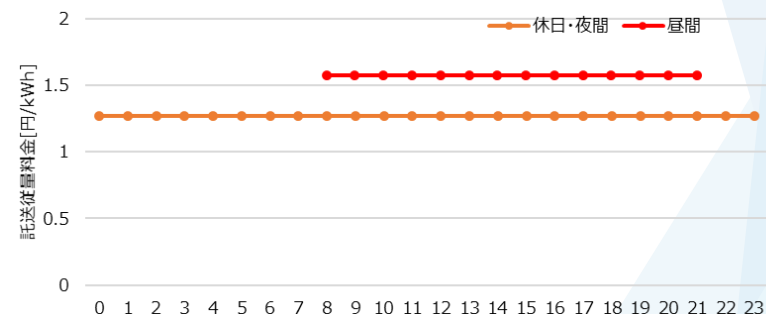


図 九州地域の託送料金（特別高圧の場合）

出典：九州電力送配電株式会社「託送供給等約款」（2020年4月1日実施）よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

<今年度のまとめと課題>

【 a. 国外の柔軟性資源としての水力発電の活用状況に関する調査】

■ 検討結果

(1) HYDRO2020参加による情報収集

- ▶ EUが実施する「XFLEXプログラム」では、可変速揚水発電やショートサーキット運用による既存水力発電の柔軟性向上の実証事業が行われている。
- ▶ ポルトガルやマリ共和国の事例では、既存の水力発電所の近傍に太陽光発電や風力発電を設置し組み合わせて運用することにより、電力系統の柔軟性向上につながる事が議論された。

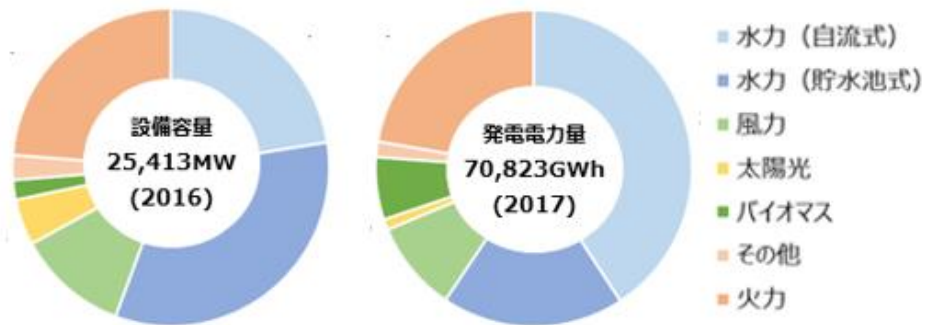
(2) 託送料金制度の比較

- ▶ 揚水動力に掛かる託送料金制度は各国で多様な違いがある。
- ▶ スペインとポルトガルでは揚水発電が託送料金非課金とされ、調整力としての活用が進められている。
- ▶ 英国やオーストリアでは揚水発電への課金が事業者の負担となっているという主張も確認された。

	託送料金	概要
英国	有	揚水動力・蓄電池は共に小売側託送料金の課金対象だが、減免措置が検討中
オーストリア	有	揚水動力は小売側託送料金の課金対象
スペイン	無	揚水稼働率の減少等を受け、2020年1月より託送料金は廃止
ポルトガル	無	揚水動力は託送料金非課金
日本	有	揚水動力・蓄電池共に託送料金課金対象

(3) オーストリアの自治体の取組

- ▶ オーストリアでは水力発電が主力電源として活用されており、電力共有・設備容量共に50%以上を占める。
- ▶ 国内には100以上の自治体出資の事業者が存在しており、系統未接続の小水力発電所も2,000基以上設置されている。



- ▶ 小水力事業者に対する国からの支援制度 (e5) も整備されており、この支援制度により、再エネ100%による電力供給を達成している自治体も確認される。
- ▶ 例えば、ケットシャツハ＝マウテン村では、地域のエネルギー事業者が小水力を中心とする地域密着型の再エネ事業を展開しており、再エネ100%によるエネルギー供給を達成している。
- ▶ 同村の情報では、地域密着型の水力発電事業はエネルギー自給率向上に加え、地域住民の生活水準の向上や自治体のイメージ向上、観光振興等、様々な効果があるとしている。

■ 今後の課題

- ▶ EUでは既存水力発電所の柔軟性の評価や柔軟性向上に関わる実証事業が行われており、最新動向を継続して把握することは有用である。
- ▶ 託送料金が揚水発電の運用や稼働率等の阻害要因になり得るのか調査することは我が国の今後の検討でも参考となり得る。
- ▶ オーストリアの水力発電を中心とした地域での再エネ100%の具体的な取り組み内容を調査することは我が国でも参考になると考えられる。

4. 系統制約関連業務

【b.系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査】

【調査内容】

国内における全系的な系統制約に関して、「令和元年度既存インフラを活用した再エネ普及加速化事業委託業務」の調査結果及び最新状況を踏まえ、調査対象地域を選定し、有識者又は当該地域の事業者等へのヒアリングを行い、系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性について調査した。

■ 実施方針

昨年度は、再生可能エネルギー大量導入に対する全系的な系統制約として、「需給調整（下げ代）面」の系統制約に焦点を当て、九州電力及び発電事業者へヒアリングを行い、現在の需給管理や水力発電の活用状況、将来想定される課題等を取りまとめた。

今年度は、全系的な系統制約のうち、もう一つの側面である「周波数調整面」に焦点を当て、調査対象地域における水力発電の最大限活用による再生可能エネルギーの導入拡大可能性やその実現に求められる方策を整理した。

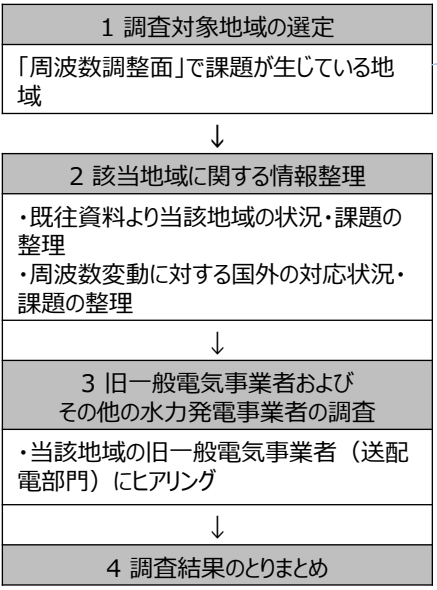


図 調査フロー

■ 実施内容

「北海道地域」を調査対象とする。北海道地域は、系統規模が限られている一方、太陽光発電や風力発電の連系量が増加しており、再エネ電源の出力変動によって発生する周波数変動を基準内に調整する必要性が近年増している。

- 関連報告資料等（経産省系統WG等）から、北海道地域の周波数変動に関する検討状況や課題、不明点を整理する。
- VRE導入が進み、連系線容量が限定的な諸外国（アイルランド）における周波数変動に伴う課題への対応状況について、既存資料やa)のヒアリングで整理する。
- 北海道地域の旧一般電気事業者（発電部門・送配電部門）に以下についてヒアリング調査を行う。
 - 関連報告資料等の整理結果の不明点
 - 水力発電の活用による周波数安定化における課題
 - 今後の対応方針 等

4. 系統制約関連業務

【b. 系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査】

（1）北海道とアイルランドの比較調査：再エネ導入状況の現状比較

➤ 北海道とアイルランドは系統規模において類似し、連系線容量の限定的な島嶼部孤立システムであり、共に風力発電適地とされている。
 ➤ アイルランドの年間発電電力量に占めるVRE比率は北海道の3.1倍、風力発電の発電電力量は8.3倍、設備容量は8.6倍となっている。

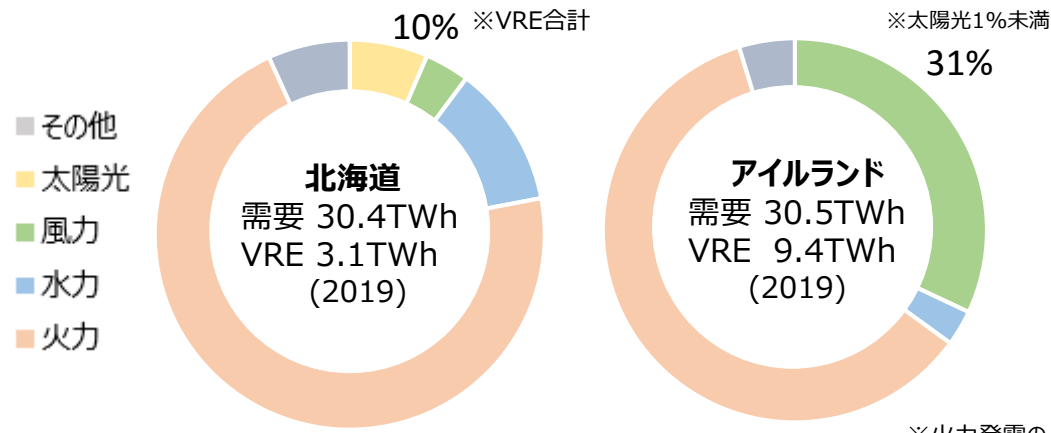


図 北海道とアイルランドの系統規模とVRE比率

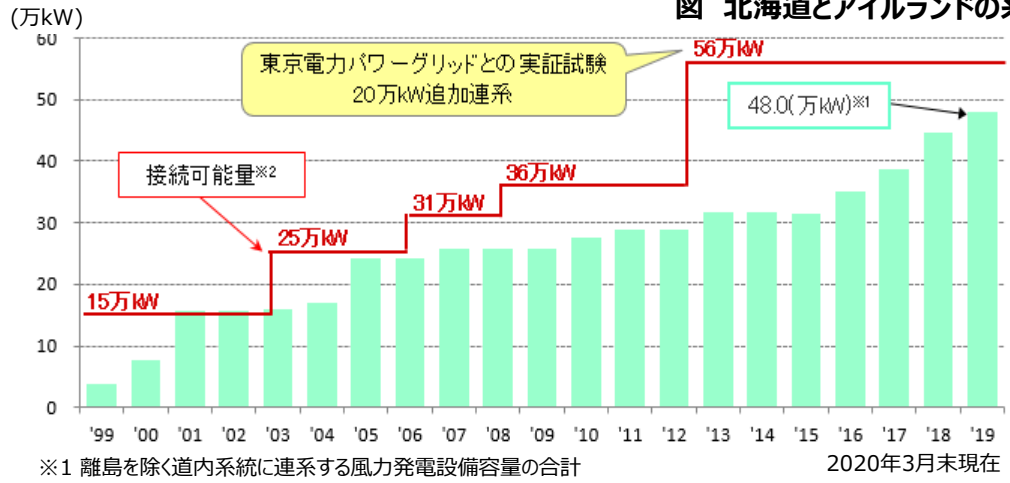


図 北海道の風力発電導入量推移

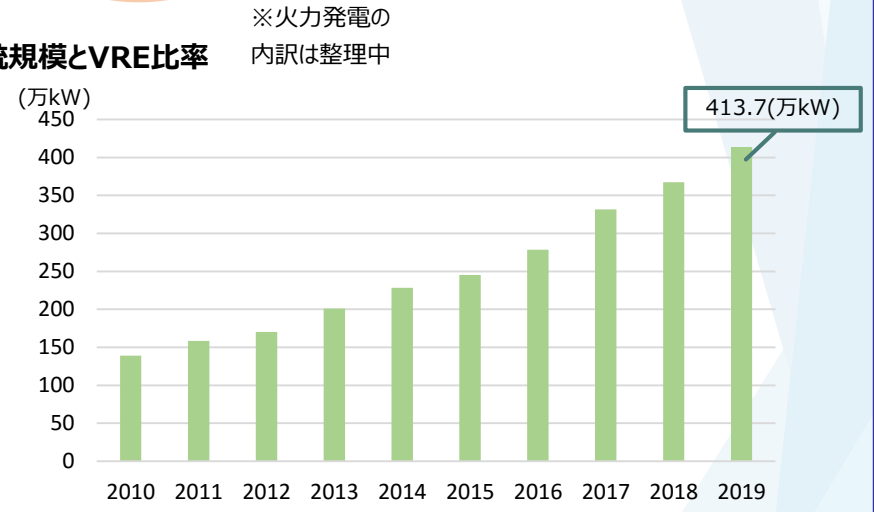


図 アイルランドの風力発電導入量推移

出典：2019年度需給実績（北海道電力ネットワーク,2020）、Renewable Energy in Ireland 2020 Update (SEAI, 2020)、All-Island Generation Capacity Statement 2020-2029 (EirGrid and SONI)よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【b.系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査】

(2) アイルランドの再エネ導入の取組：再エネに対応した系統運用の基礎研究と管理指標SNSPの導入

- アイルランドでは2020年の再エネ比率40%を目指した検討の中で、技術的に導入可能な非同期電源の実潮流比率上限を75%と算定した。
- アイルランドでは段階的な系統制約解消の取組の結果、2020年には風力発電のピーク出力が3,337MWを記録し、実潮流の73%に達している。

■ 明らかとなった事項

【アイルランドのVRE大量導入に向けた系統運用の検討】

アイルランドでは、2010年から2011年にかけて、VRE大量導入を前提とした系統運用の基礎となる検討結果the Facilitation of Renewables (FoR)を公表した。シミュレーションでは2020年の風力発電導入量を最大7,550MWと想定し、調整電源として292MWの揚水発電、3,800MWのガス火力（出力変化速度11-12MW/分）と1,000MWのHVDC連系線の活用が検討された。

2011年にはアイルランドTSO2社の協力により、2020年の再エネ比率40%達成に向けた数か年の実行計画Delivering a Secure, Sustainable Electricity System (DS3)が開始され、実潮流の非同期電源比率上限を安定的な系統運用の技術的上限とされる75%に段階的に引き上げていく為、実現に向けた技術的課題の検討が行われた。

【アイルランドの風力発電導入実績】

アイルランドの風力発電連系量は安定的に増加し、2008-2017年の新規連系量は年平均258MWであった。2019年には461MWが追加され、風力発電の系統連系量は4,137MWに達した。2020年2月21日に風力発電のピーク出力は3,337MWを記録し、実潮流の73%を占めるに至っている。なお、実潮流の75%以上を超える風力出力は出力抑制の対象となる。

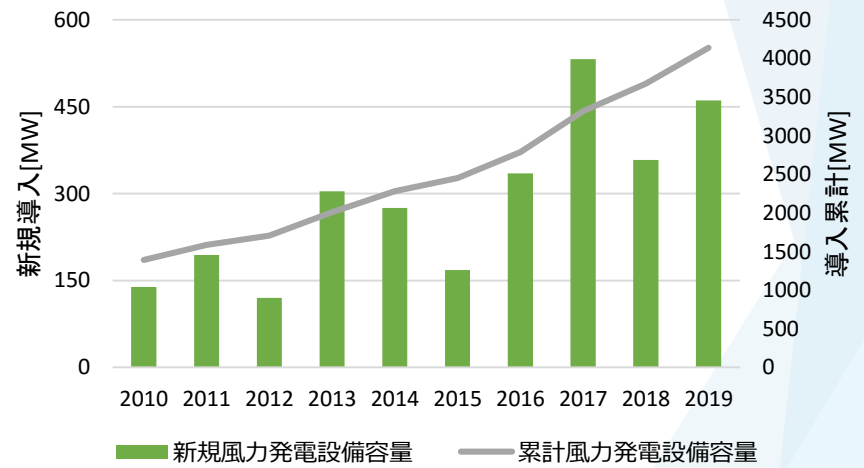


図 アイルランドの風力発電導入推移

出典：All Island TSO Facilitation of Renewables Studies (EirGrid, 2010); Renewable Energy in Ireland 2020 Update (SEAI, 2020)よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【b.系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査】

(2) アイルランドの再エネ導入の取組：実行計画DS3の策定と系統安定化の取組

- アイルランドでは旧式火力の順次廃止により同期電源比率が低下し、慣性力の低下による周波数変動対策が課題となった。
- 調整力の種類は7から14に拡張され、慣性応答を含む幅広い予備力が運用されている。

■ 明らかとなった事項

【DS3プログラムについて】

アイルランドでは系統非同期電源比率（SNSP: System Non-Synchronous Penetration）を段階的に75%に引き上げるため、技術要件と市場整備が並行して行われた。2014年に基本方針が固められ、50±0.2Hzの周波数と慣性力維持に必要な周波数変化率耐量（RoCoF）が1Hz/秒（0.5秒以内）と算定されたほか、調整力の年間調達上限額が6,000万ユーロから2020年まで段階的に2億3,500万ユーロに増額され、調整力の種類も7から14に拡張された。2015年には297MWのDRが運用されている。

【風力発電大量導入に伴う慣性応答への取組】

アイルランドでは旧式火力発電の順次廃止により同期電源比率が低下し、慣性力の低下による周波数変動対策が課題となった。これに対応する為、慣性応答を含む調整力の拡張が行われ、慣性応答予備力、無効電力供給による電圧調整予備力、電圧降下時の有効電力回復予備力等が整備された。アイルランドの水力発電はVRE大量導入時の慣性応答に対応する同期電源と位置付けられている。

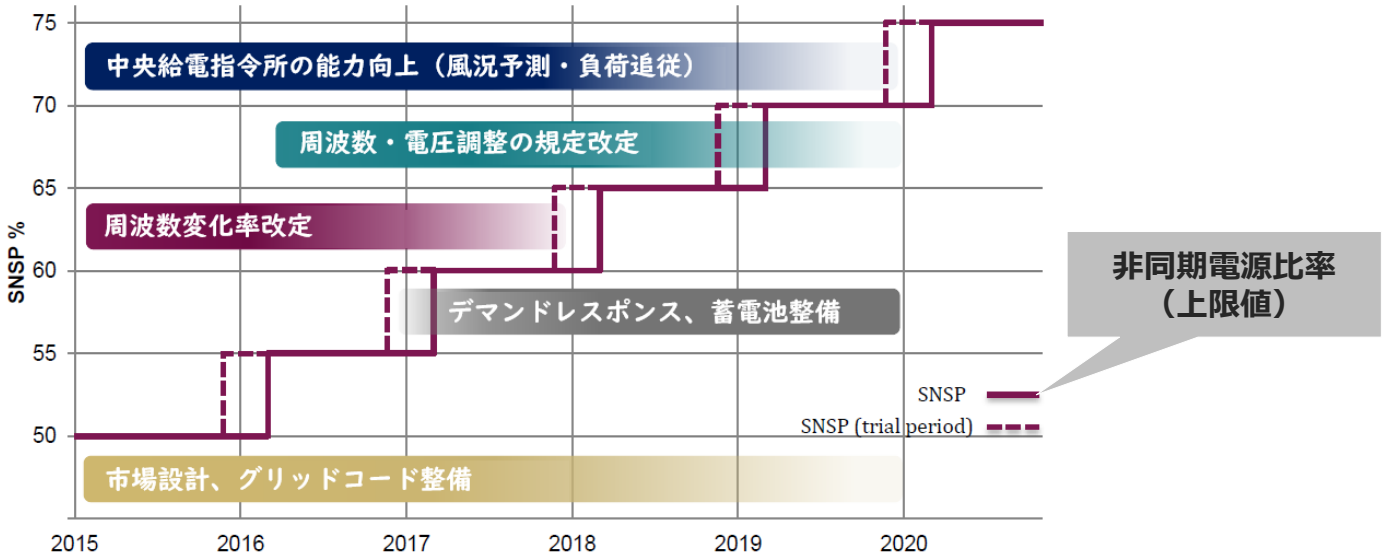


図 アイルランドの系統運用効率化の取組

出典：DS3 Programme Operational Capability Outlook 2016 (EirGrid, 2016)よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【b.系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査】

(2) アイルランドの再エネ導入の取組：再エネに対応した調整力の拡張

調整力の種類	略称	概要	(€/h)	単位	
周波数調整	慣性応答予備力	SIR	慣性力* (SIR係数15)	0.005	MWs ² h
	高速周波数応答	FFR	MW供給 (2~5秒間)	2.16	MWh
	一次予備力	POR	MW供給 (5~15秒間)	3.24	MWh
	二次予備力	SOR	MW供給 (15~90秒間)	1.96	MWh
	三次予備力①	TOR1	MW供給 (90秒~5分間)	1.55	MWh
	三次予備力②	TOR2	MW供給 (5~20分間)	1.24	MWh
	偏差管理 (同期電源)	RRS	MW供給 (20分~1時間)	0.56	MWh
	偏差管理 (非同期電源)	RRD	MW供給 (20分~1時間)	0.25	MWh
	負荷追従 1	RM1	指定時間内のMW上げ調整	0.12	MWh
	負荷追従 2	RM3		0.18	MWh
	負荷追従 3	RM8		0.16	MWh
電圧調整	有効電力回復予備力	FPFAPR	電圧降下直後、電圧90%回復後の0.25秒間に90%の有効電力を回復	0.15	MWh
	無効電力供給	SSRP	MVAr供給能力* (MVAr供給可能な容量の%)	0.23	MVArh
	電圧降下時無効電力供給	DRR	30%以上の電圧降下時のMVAr供給能力	0.04	MWh

出典：Reconciling high renewable electricity ambitions with market economics and system operation: Lessons from Ireland's power system (Gaffney et al., 2019)よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【b.系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査】

(2) アイルランドの再エネ導入の取組：DS3による電源別調整力算定内訳

- 2014-2023年の調達期間に向け、2014年にDS3により算定された電源別調整力の調達計画では、水力発電と揚水発電が幅広い調整力として運用される想定となっている。水力発電・揚水発電は同期電源として慣性応答予備力を供給するほか、三次調整力や負荷追従能力の供給で一定の役割を果たすことが見込まれている。
- 水力発電は三次予備力②（TOR2）や偏差管理（PRS・PRD）、負荷追従（RM1・RM2・RM3）で多く使われ、揚水発電は2次予備力（SOR）などの早い応答にも使われる想定となっている。
- アイルランドはスコットランドとウェールズと直流連系線（500MW）で接続されており、各種調整力の調達に使われる想定となっている。
- 火力発電を見ると、二次予備力（SOR）や高速周波数調整（FFR）などにも活用されているが、設備容量に対しての割合は多くないと言える。

表 アイルランドの電源別調整力算定内訳

	SIR (MW _s ²)	FFR (MW)	POR (MW)	SOR (MW)	TOR1 (MW)	TOR2 (MW)	RRS (MW)	RRD (MW)	RM1 (MW)	RM3 (MW)	RM8 (MW)	SSRP (Mvar)	DRR (MW)	FPFAPR (MW)
CCGT	24,876	60	119	170	224	275	836	0	0	0	471	1,050	2,055	2,055
CCGT改良型	146,822	173	289	347	385	385	1,208	0	0	0	2,232	1,593	2,232	2,232
コジェネ	0	4	8	8	18	60	169	9	9	171	171	76	171	171
DR	0	50	100	100	100	100	314	314	364	214	64	0	0	0
水力	3,466	3	5	24	51	99	193	148	176	178	178	177	216	216
連系線	0	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	350	0	500
同期調相機	60,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,400	700	0
OCGT	37,186	80	161	216	236	236	772	310	756	756	756	662	773	773
OCGT改良型	0	31	52	52	60	124	324	324	324	324	324	201	324	324
OCGT新型	3,081	25	41	41	57	200	200	200	200	200	200	200	200	200
揚水	55,620	40	80	272	272	292	292	292	292	292	292	309	292	292
火力	149,262	98	195	248	269	291	952	0	0	18	126	1,963	3,055	3,055
風力	0	600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,336	1,100	1,100
	480,312	2,038	1,800	2,229	2,422	2,813	6,010	2,347	2,871	2,903	5,564	9,317	11,118	10,918

出典：平成30年度 新興国におけるエネルギー使用合理化等に資する事業（海外における再生可能エネルギー等動向調査）調査報告書（公表用）（東京海上日動リスクコンサルティング、2019）、DS3 System Services: Portfolio Capability Analysis (EirGrid and SONI, 2014)よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【b.系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査】

(3) 北海道地域の現状整理：北海道・アイランドの設備容量と北海道の調整力確保量

- 北海道とアイランドの電源別の設備容量を見ると、火力発電がほぼ同じ設備容量であることが確認できる。水力発電・揚水発電の設備容量はアイランドの方が小さいが、前述のように、水力発電・揚水発電が幅広い調整力として活用されることとなっている。
- 北海道では、2020年8月におけるエリア供給力の内訳では、約3,400MWが調整力として確保されているが、電源構成は非公表となっている。

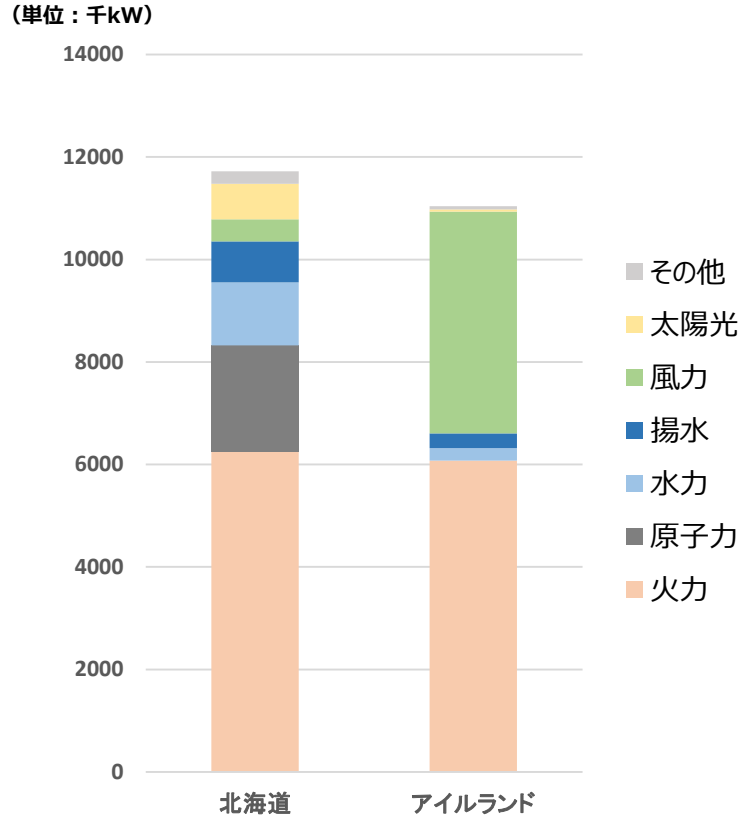


図 北海道地域とアイランドの設備容量

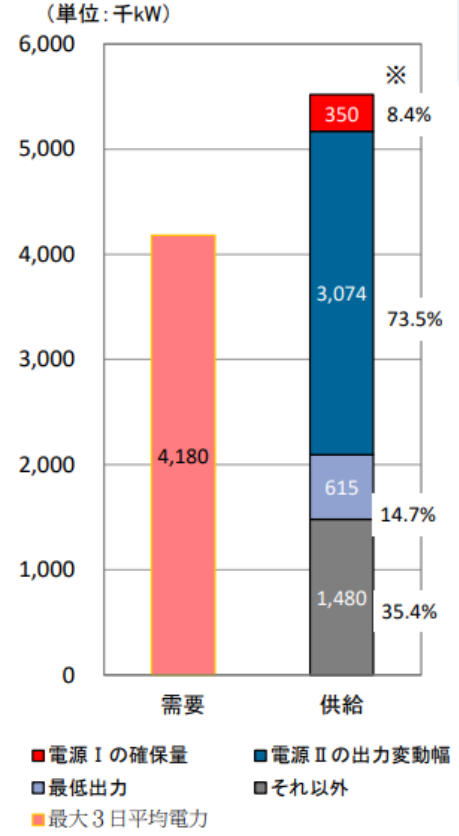


図 北海道の調整力確保量 (2020)

※%値は2020年度供給計画第1年度8月の最大3日平均電力（離島除く）に対する値

出典：2020年度調整力の確保に関する計画の取りまとめについて（報告）（電力広域的運営推進機関、2020年6月）、電力調査統計（資源エネルギー庁、2020）、All-Island Generation Capacity Statement 2020-2029 (EirGrid and SONI,)よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【b.系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査】

(3) 北海道地域の現状整理：既存ダム式水力発電所の状況

➢ 北海道地域のダム式水力発電の設備容量合計は1GW以上存在していることが確認できる。
 ➢ これらの水力発電については、旧一般電気事業者により既に調整力としての活用がされていると考えられるが、若干の追加的な柔軟性の可能性として、北海道企業局の水力発電の活用可能性を検討する。

電力広域的運営推進機関の資料によると、水力発電は火力機より優れた調整能力を持つことが確認されている（下図）。北海道電力の資料によると、「水力発電設備に占める周波数制御機能を有する発電所の比率」は78.937%とされている。（「調整力コストについて」北海道電力株式会社H27年10月）北海道地域の貯水池式水力発電の設備容量合計は1GW以上存在していることが確認できる。（右表）

これらの水力発電については、旧一般電気事業者により既に調整力としての活用がされていると考えられるが、北海道企業局の有する水力発電も活用されることで、若干の追加的な柔軟性の確保が可能になると思われる。

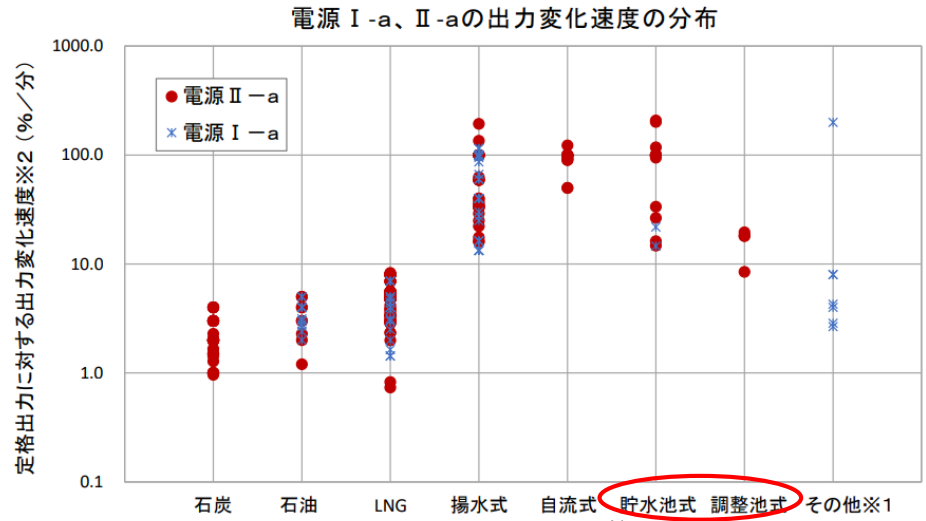


図 電源別出力変化速度の分布

出典：2020年度調整力の確保に関する計画の取りまとめについて（報告）（電力広域的運営推進機関、2020年6月）よりPCKK作成

表 北海道のダム式水力発電の設備容量（kW）

北海道電力		電源開発		北海道企業局	
湧別川	690	磯谷川第一	2400	熊牛	15400
瀬戸瀬	25000	相沼内	2000	糠平	42000
富村	41300	ピリカ	4000	芽登第一	27400
上岩松	30400	滝里	57000	幌加	10000
岩松	12600	大雪	20000	札内川	8000
十勝	40000	層雲峡	25400	本別	25000
然別第一	13500	上川	12000	足寄	40000
然別第二	7100	芦別	10000	芽登第二	28100
静内	46700	金山	25000	桂沢	15000
双川	7300	野花南	30000	熊追	4900
東の沢	20000	藻岩	12600	くったり	470
春別	27000	豊平峡	51900		
奥新冠	44000	砥山	10000		
下新冠	20000	小樽内	7000		
石清水	15000	雨竜	51000		
岩知志	13500	ホヤ石川	170		
奥沙流	15000	鷺泊	170		
右左府	25000	清川	75		
七飯	10000	新岩松	16000		

表 北海道のダム式水力発電の設備容量（事業者別、kW）

北海道電力	電源開発	北海道企業局	ほくでんエコエナジー	合計
737,865	216,270	65,770	20,000	1,039,905
72%	21%	6%	1%	100%

出典：ダム年鑑2019（日本ダム協会、2019）よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【b.系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査】

(3) 北海道地域の現状整理：揚水発電所の活用状況と今後の見通しについて

- 北海道では再エネ導入拡大に伴い、揚水発電の運転が増加し、北本及び京極揚水発電所を最大限活用していく方針となっている。
- 京極揚水発電所の稼働率（時間）は平成28年に20%程度で推移し、平成30年胆振東部地震後に急激に増加している。
- 将来の需給状況では京極揚水発電所を含む揚水発電の平均稼働率（時間）は60%程度となることが想定されている。

■ 既存資料の調査結果

・再エネ大量導入のためには、需給調整（下げ代）、周波数調整、系統安定化（慣性力、同期化力）の面から揚水発電が果たす役割が大きい。

・北海道でも、再エネ導入拡大に伴い揚水発電の運転が増加している。再エネが導入拡大した場合、北本及び京極揚水発電所を最大限活用していくとされている。

- 平成28年に京極揚水発電所の稼働率（時間）は20%程度で推移し、平成30年胆振東部地震後に急激に増加している。具体的には年間揚水運転時間は、900時間（平成28年度）から、2,700時間（平成30年度）、1,900時間（令和元年度）に増加した（日本経済新聞、2020年10月31日）。
- 再エネ導入拡大時には、京極揚水発電所は下げ代対策も考慮して揚水運転とし、出力調整幅±15MWを活用するとされている。
- 「接続可能量(2016年度算定値)」の算定における将来の需給状況では北海道地域の揚水発電の平均稼働率（時間）は端境期（10月）には62%程度と想定されている。

表 北海道地域の揚水発電所概要

	認可出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	揚水可能量 (万kWh)
新冠	20.0	20.0	76
高見	20.0	24.0	87
京極	60.0	69.0	400

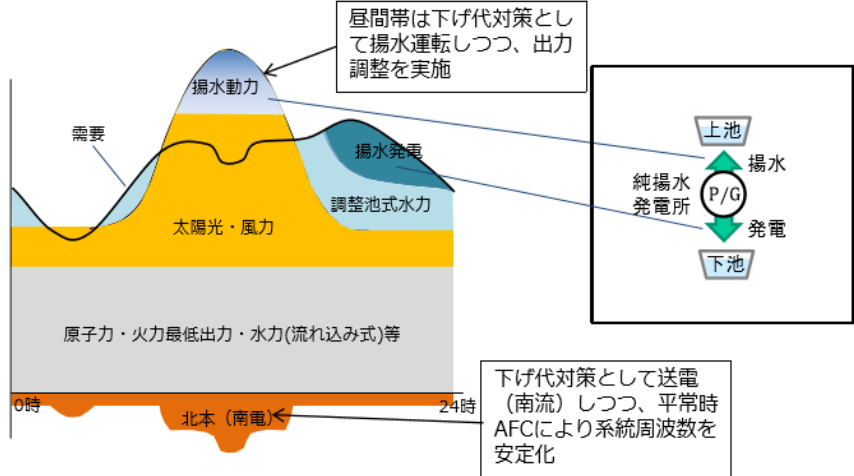


図 京極揚水発電所の活用の見通し

■ 既存資料調査結果の不明点

- ・ 電力自由化後、揚水発電所の運転計画は、誰がどのように立てられているのか。
- ・ 整備後、一定の年数が経過している揚水発電所もあるが、今後の更新予定等はどうになっているのか。

出典「揚水発電、再エネで脚光」（日本経済新聞、2020年10月31日）、風力発電のさらなる連系に向けた対応方策について（北海道電力株式会社、平成28年11月25日）、太陽光発電の接続可能量算定結果について（北海道電力株式会社、平成26年12月16日）よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【b.系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査】

（3）北海道地域の現状整理：周波数調整面からの水力発電所の活用拡大可能性について

- 北海道地域では風力発電の出力変動に対応可能な調整力が不足し、風力発電を持つ発電事業者は出力変動緩和対策を求められている。
- 北海道ではGF・EDCを火力発電、AFCを水力発電で確保しているが、電源内訳は非公表であり、水力発電の調整力活用状況は不明である。
- 北海道の実潮流ベースの系統運用試算では、風力発電1,950MW、太陽光発電1,855MWの導入が可能とされている。

■ 既存資料の調査結果

- ・調整力公募を通じて必要容量は確保されているが、一方で、「従来、北海道エリアでは、風力発電の出力変動に対応可能な火力発電等の調整力が不足しているため、風力発電事業者（出力20kW以上）は、（サイト蓄電池等を通じて）短周期及び長周期の出力変動緩和対策を講じることが必要」（第13回系統WG、第22回系統WG資料でも同様）とあり、調整力が不足しているとされる。
- ・北海道では、ガバナフリー（GF）は主に火力発電で確保し、出力変化速度の速い揚水発電を含む水力発電は、主に短周期変動に対する調整力（AFC）として活用されている（GF・AFC容量は系統容量の2%を確保）。
- ・長周期周波数変動について、過去の風力連系量可能量の算定（ESCJ、H24年）では、水力発電の調整力は見込まないと整理されている。また、北海道電力の資料では経済負荷配分制御（EDC）の対象は火力発電と記載されている（調整力公募電源内訳は非公表）。
- ・アイルランドでは、揚水発電を含む水力発電が、同期電源として慣性応答等の短周期から、負荷追従等の長周期周波数調整まで、幅広く活用されている。
- ・北海道の275kV送電線を対象にしたシミュレーション（IGES、2020）では、実潮流ベースの送電線運用と火力発電・水力発電の調整力活用を前提に、風力発電1,950MW（2018年度比4.3倍）、太陽光発電1,855MW（2018年度比1.2倍）の導入が可能であり、VREの発電電力量は2018年度の8%から、30%程度に増加するという研究結果もある。

■ 既存資料調査結果の不明点

- ・既存水力の活用によるAFC確保量の増大を通じた短周期周波数調整力の向上可能性はあるのか。
- ・長周期周波数調整力として揚水発電・水力発電はどの程度運用されているか。

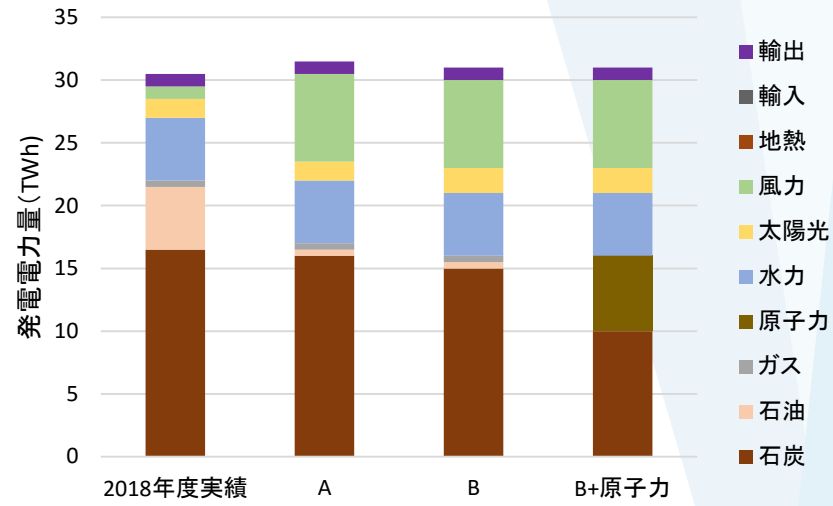


図 一般水力発電の調整力活用シナリオによる再エネ導入試算

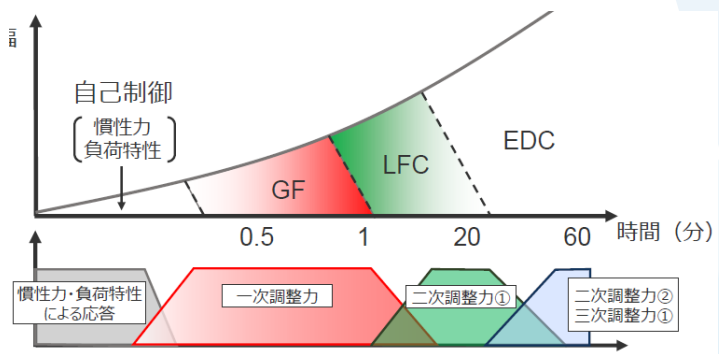


図 負荷周波数制御の概要

出典：平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会最終報告（同検証委員会、2018年12月19日）、風力発電連系可能量確認ワーキンググループとりまとめ報告書（電力系統利用協議会、平成24年10月）、実潮流に基づく送電線運用による北海道地域の再生可能エネルギー導入量推計（栗山昭久ら、2020）、GFおよびLFC運用の現状について（一般送配電事業者（10社）、2020年9月29日）、系統WG資料よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【b.系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査】

（3）北海道地域の現状整理：非同期電源比率の拡大について

- 「再エネ主力電源化」に向けた検討が電力広域的運営推進機関により検討中で、今後の同期電源減少に伴う技術的な課題の整理が進んでいる。
- 北海道地域の非同期電源比率SNSPは2030年に52%と想定され、対策の一環として同期発電機（揚水発電機）の維持が挙げられている。

■ 既存資料の調査結果

・日本では、「再エネ主力電源化」に向けた技術的課題及びその対応策の検討について、広域機関において系統安定化を対象とした検討が開始されている。今後、同期電源減少に伴う技術的な課題の整理、技術的な課題を整理する指標（非同期電源比率：SNSPなど）、技術的な課題の対応策の抽出、対応策に応じた調達方法の検討、対応策を可能とする環境整備の検討（グリッドコード検討会と連携）、対応策に関する費用対効果の確認の技術検討が進められることになっている。

・SNSP増加に伴い、慣性力・周波数・電圧維持の為、高度な調整力確保と系統運用が必要となることが確認されている。2030年の北海道のSNSPは最大52%と想定され、対策の一環として同期発電機（揚水発電機）の維持が挙げられている。

・アイルランドの再エネ大量導入を前提とした系統運用の基礎研究では、SNSP比率の段階的向上が計画されており、2014～2020年を第一段階的に75%まで

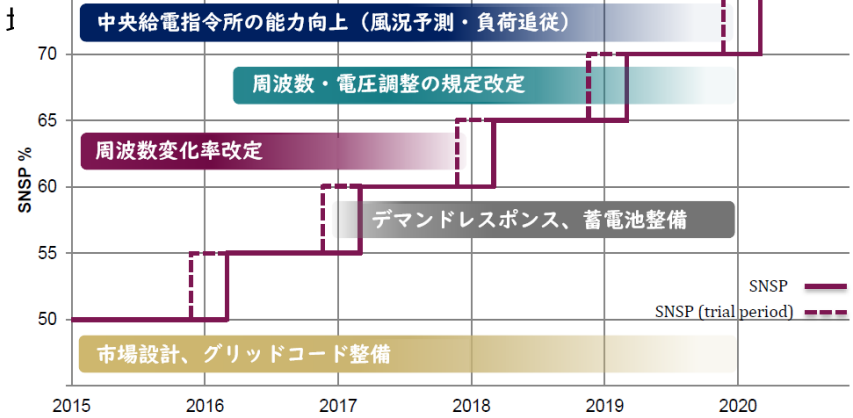


図 アイルランドの段階的SNSP向上の取組 (再掲)

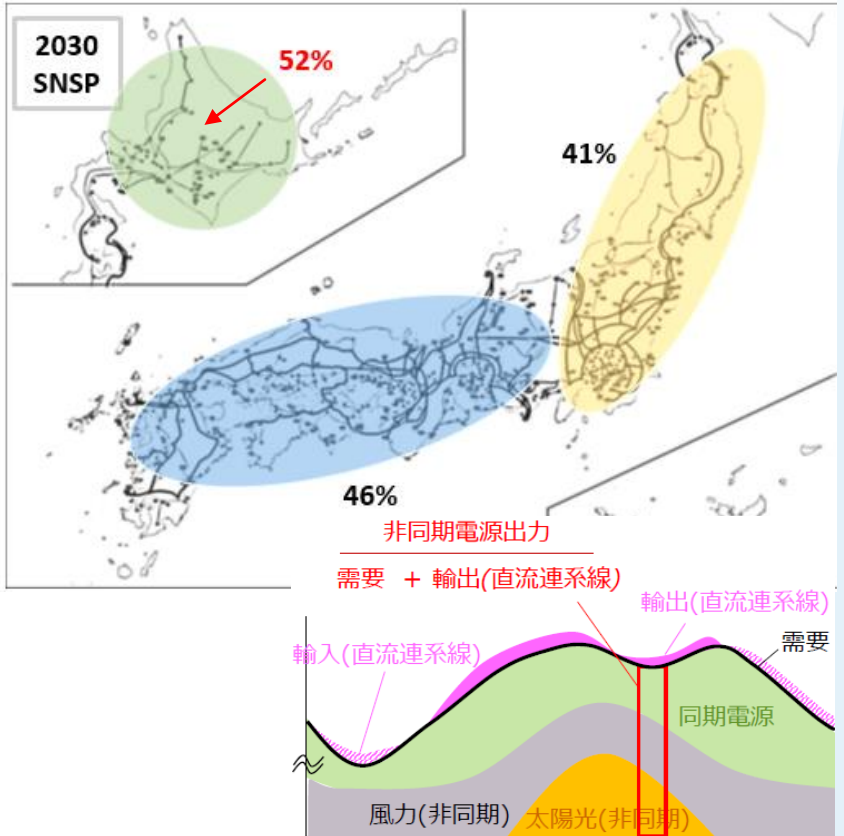


図 全国最大のSNSP想定値(上)とSNSP模式図(下)

■ 既存資料調査結果の不明点
 ・2030年の北海道の非同期電源比率試算値が、系統安定上の支障が生じる水準であるとして評価されているのか。

出典: 実潮流に基づく送電線運用による北海道地域の再生可能エネルギー導入量推計 (栗山昭久ら、2020)、「再エネ主力電源化」に向けた技術的課題及びその対応策の検討について (調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局、2020年10月27日)、系統WG資料、DS3 Programme Operational Capability Outlook (EirGrid, 2016)よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【b.系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査】

(3) 北海道地域の現状整理：需給調整市場開設後の調整力確保想定

➤ 需給調整市場開設後の北海道地域の調整力確保量想定では、需要実績を基に、各調整力の複合約定による調達が検討されている。

■ 既存資料の調査結果

需給調整市場開設後の北海道地域の調整力確保量は、需要実績を基に以下のように試算されている。

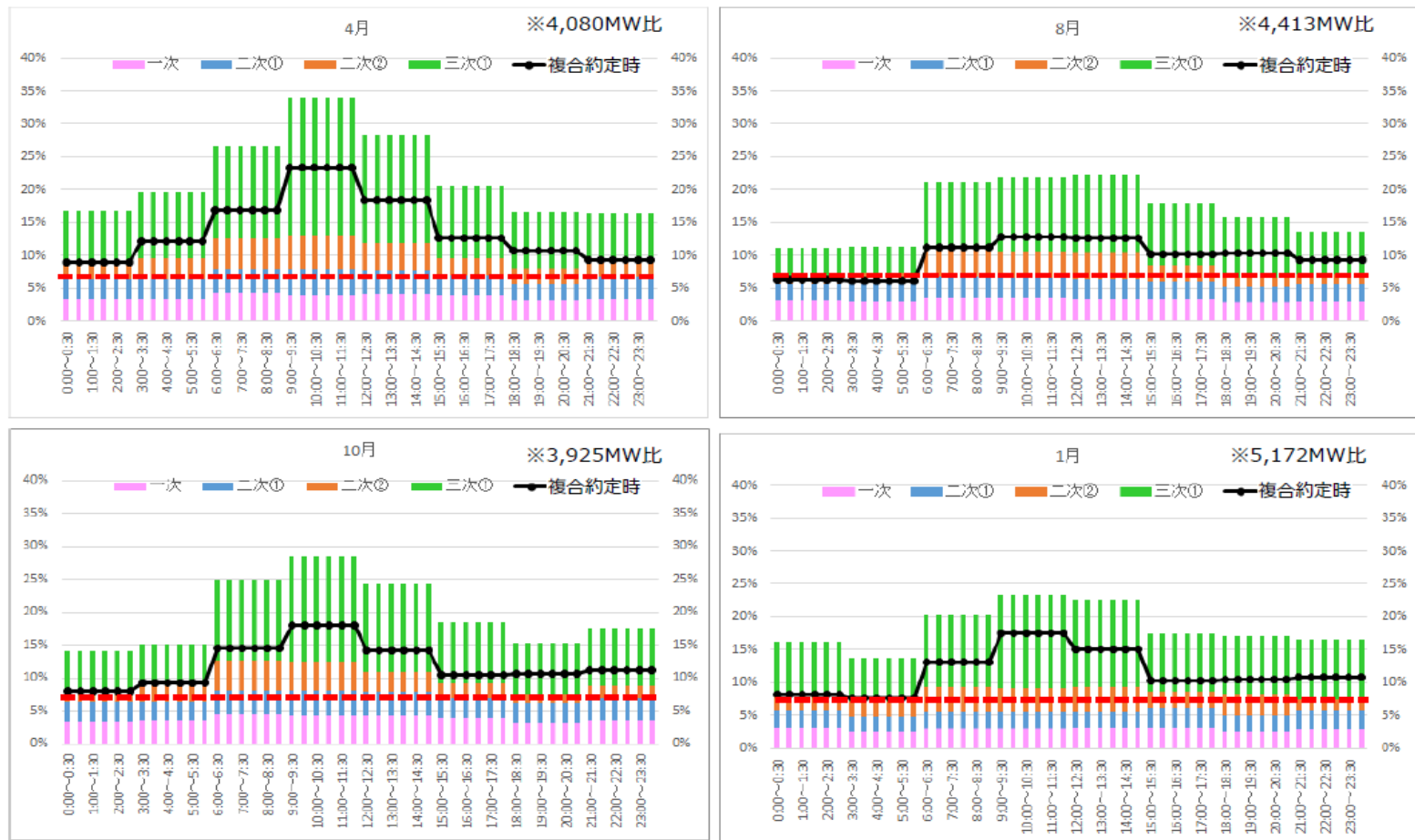


図 北海道エリアの試算結果 ----- 7%ライン グラフ右上「※」: 各月H3需要実績比

出典: 一次調整力から三次調整力①の必要量の考え方について (需給調整市場検討小委員会、2019年11月5日)

4. 系統制約関連業務

【 b.系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査】

(4) 旧一般電気事業者に対するヒアリング調査：北海道電力（発電・送配電部門）ヒアリング事項

➤ 既往資料の調査内容の不明点に関する質問事項を設定し、北海道電力（発電部門）と北海道電力ネットワーク（送配電部門）に送付した。両社からの回答は書面によりいただいた。

■ 北海道電力（発電部門）と北海道電力ネットワーク（送配電部門）への質問事項

1. 揚水発電の活用状況と今後の見通しについて

- ① 将来的な揚水発電の位置付けや、設備維持・更新に係る見通しをどうお考えでしょうか。
- ② 今後、揚水発電の稼働率はさらに上昇すると見込まれていますか。それによって、揚水発電所の収益は拡大すると見込まれていますか。
- ③ 将来、託送料金の制度が改定され、揚水動力の託送料金が減免された場合、揚水発電の稼働率はどの程度増加すると見込まれていますか。
- ④ 比較的近い将来に大規模な更新が必要と見込まれる揚水発電所がありますか。
- ⑤ 現在、電源Iあるいは電源IIとして、運転計画はTSO/BGいずれで立案されているのでしょうか。
- ⑥ 現在の揚水発電の主な収支は、どのようなものでしょうか。なお、優先給電ルールに基づく揚水運転時の揚水原資は、誰が負担するのでしょうか（0円/kWh + 託送料金？）。
- ⑦ 優先給電ルールに基づく揚水ロスについては、託送料金/FIT賦課金は請求されないという理解でよろしいでしょうか。

北海道電力
（発電部門）
ヒアリング事項

2. 周波数調整面からの水力発電所の活用拡大可能性について

- ① AFC調整力として2%よりも大きな水準を確保されれば、短周期の出力変動に対する系統側の対応可能性は拡大するのでしょうか。また、現在の道内の水力・揚水発電所（水力発電設備の78.937%が周波数制御機能を有するとされています。）では、2%を超えた確保は物理的・技術的に困難でしょうか。
- ② 創設が予定されている需給調整市場の二次調整力①の試算（（元データ10分周期成分 - 元データ30分周期成分）の3σ相当値 + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値）では3%程度となる時間帯も多いように見受けられます。このことは、現状よりもLFC調整力が増えることを単純に意味するのでしょうか。
- ③ 長周期周波数変動では、実際の運用でも、揚水・一般水力は活用されていないのでしょうか。軽負荷期には困難ということでしょうか。
- ④ 現在は、出力調整幅が±5000kW未満の電源は、調整力公募・需給調整市場（一次～三次①）の要件を満たしません。一方、今後、仮にアグリゲーションが認められた場合に、出力調整幅が±5000kW未満の貯水池式・調整池式水力発電が調整力として活用される上で、±5000kW以上の出力調整幅を有する水力発電と比較して、特段の制約等が考えられますか。

北海道電力
ネットワーク
（送配電部門）
ヒアリング事項

3. 非同期電源比率の拡大について

- ① 北海道において50%程度の非同期電源比率は、系統安定上の支障が生じる水準として評価されていますか。どの程度の比率まで可能と見込まれていますか。
- ② 京極可変速揚水は、慣性力・同期化力の面で、他の揚水と同様の機能を果たすと想定されているのでしょうか。

4. 系統制約関連業務

【b.系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査】

（4）旧一般電気事業者に対するヒアリング調査：北海道電力（発電部門）ヒアリング回答

- 揚水発電所は主にピーク供給力として活用されており、加えて電力の貯蔵や電力系統の調整機能を担っている。
- 再エネ増加や揚水動力の託送料金減免により、揚水発電の稼働率が上昇することは考えられるが、収益拡大にどの程度寄与するかは各種市場等の状況、減免水準や需給状況の影響を受けると考えられる。

■ 北海道電力（発電部門）へのヒアリング結果のまとめ

北海道電力（発電部門）に揚水発電の活用状況と今後の見通しについて回答をいただいた。

ヒアリング事項	北海道電力（発電部門）ヒアリング回答
揚水発電の位置付け （設問1-①）	<ul style="list-style-type: none">・現在、揚水発電所は主にピーク供給力として活用しており、加えて電力の貯蔵や電力系統の調整機能を担っている。・需給調整市場検討小委員会では、再エネ導入拡大への対応として、調整力を確保する仕組みの構築が検討されており、当社の揚水発電所についても、再エネ導入拡大時の調整力として更なる活用が期待できると考えている。・設備の状態は、巡視・点検等により把握しており、異常や異常の兆候がみられた場合には、適切な時期に設備補修や設備更新を実施するよう計画しているため、現時点で将来的な見通しは示せない。
揚水発電の稼働率 （設問1-②）	<ul style="list-style-type: none">・再生可能エネルギーの増加などにより、揚水発電の稼働率の上昇が見込まれるが、収益の拡大にどの程度寄与するかについては各種市場等の状況を注視していく必要があると考えている。
託送料金減免の揚水稼働率への影響 （設問1-③）	<ul style="list-style-type: none">・揚水動力の託送料金減免により、揚水発電の稼働率が上昇することは考えられるが、減免水準や、需給状況にもよるものであり、見通しは持ち合わせていない。
揚水発電の大規模更新の予定 （設問1-④）	<ul style="list-style-type: none">・現段階では至近年に大規模な更新は計画していない。
揚水発電の運転計画 （設問1-⑤）	<ul style="list-style-type: none">・発電BGで運転計画を立案しているが、最終的な運転計画は、TSOにより立案されているものと認識している。
揚水発電の収益や、運転コストの負担 （設問1-⑥、1-⑦）	<ul style="list-style-type: none">・発電収入や調整力契約に基づく収入となる。・優先給電ルールに基づく揚水の原資については、TSO側で負担されているものと認識している。・揚水ロスについては、小売需要扱いと整理されておりFIT賦課金の対象となるが、自己託送扱いも可能であり、自己託送により供給しているのでFIT賦課金は発生していない。

4. 系統制約関連業務

【b.系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査】

（4）旧一般電気事業者に対するヒアリング調査：北海道電力ネットワーク（送配電部門）ヒアリング回答

- 優先給電ルール発動時は、TSOは余剰となる電気を原資として揚水運転をしている。
- AFC調整力が増加すれば短周期出力調整への対応は拡大可能だが、現状では水力により2%以上を恒常的に確保することは難しい。
- 長周期周波数調整に関し、実運用では揚水・一般水力は調整力として活用しているが、軽負荷期に出力抑制または停止する場合がある。

■ 北海道電力ネットワーク（送配電部門）へのヒアリング結果のまとめ

北海道電力ネットワーク（送配電部門）に揚水発電の活用状況、水力発電の周波数調整面での活用拡大可能性、将来的な非同期電源比率の拡大対応に関するヒアリングを実施した。

ヒアリング事項	北海道電力ネットワーク（送配電部門）ヒアリング回答
揚水発電の運転計画 （設問1-⑤）	・各発電BGが立案した運転計画をもとに、TSOでエリア全体の運転計画を立案している。
揚水発電の収益や、運転コストの負担（設問1-⑥）	・優先給電ルール発動時は、余剰となる電気を原資として揚水することになる。余剰となる電気が発生する要因は、発電BGの需要想定誤差や再エネ出力増等、様々なケースがあり、負担は余剰発生要因によって異なる。
周波数調整（短周期）への水力発電の活用（設問2-①）	・AFC調整力として2%よりも大きな水準を確保できれば、短周期の出力変動の対応可能性は拡大されるが、水力発電所によるAFC確保量は出水状況や上流・下流への影響による制約を受けるため、現状の設備では2%以上を恒常的に確保することは難しい状況である。
需給調整市場によるLFC量の確保想定（設問2-②）	・現在、国や広域機関と、一次調整力から三次調整力①までの調整力必要量を複合的に求めることを検討しているところであり、単純に現状よりもLFC調整力が増えるということではない。
周波数調整（長周期）への水力発電の活用（設問2-③）	・実際の運用では揚水発電・一般水力発電は調整力として活用しているが、軽負荷期には、需給バランスや水量の制約から、出力抑制または停止する場合がある。
小水力発電の調整力活用（設問2-④）	・アグリゲーションが認められた場合についても、調整力公募・需給調整市場の要件（例えば、一次調整力～二次調整力②でのオンライン制御等）を満足することが必須となる。
非同期電源比率の拡大（設問3-①）	・（系統安定上の支障が生じる非同期電源比率の水準について）現在検討中となっている。
可変速揚水発電の慣性力・同期化力（設問3-②）	・可変速揚水発電は回転機が系統と同期していないと認識しており、他の固定速揚水発電と同様の機能は果たせないものと考えている。

4. 系統制約関連業務

<今年度のまとめと課題>

[b. 系統運用における既存水力発電の活用の拡大可能性調査]

■ 検討結果
(1) 北海道とアイルランドの比較検討

- ▶ 北海道と同規模系統のアイルランドでは、再エネ導入が進み、高度な系統運用と調整力確保がなされている。
- ▶ アイルランドの揚水発電を含む水力発電は同期電源として慣性維持等の調整力として幅広く活用されている。

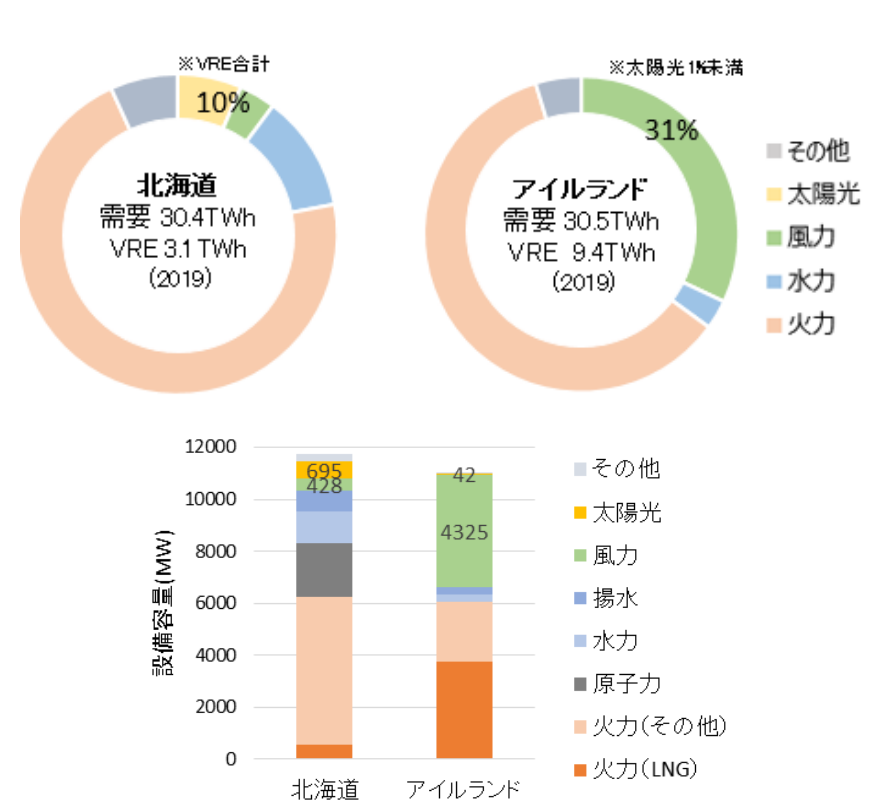


図 北海道とアイルランドの系統規模とVRE比率

■ 検討結果
(2) 北海道地域の取組・今後の見通しのヒアリング結果

- ▶ 北海道電力ネットワーク及び北海道電力に「1. 揚水発電の活用状況と今後の見通し」「2.周波数調整面からの水力発電所の活用拡大可能性」「3. 非同期電源比率の拡大」に関するヒアリングを行った。

ヒアリング事項	ヒアリング結果
1.揚水発電の活用状況と今後の見通し	<ul style="list-style-type: none"> ・現在、揚水発電所は主にピーク供給力として活用しており、加えて電力の貯蔵や電力系統の調整機能を担っている。 ・再エネ増加や揚水動力の託送料金減免により、揚水発電の稼働率が上昇することは考えられるが、収益拡大にどの程度寄与するかは各種市場等の状況、減免水準や需給状況の影響を受けると考えられる。
2.周波数調整面からの水力発電所の活用拡大可能性	<ul style="list-style-type: none"> ・（短周期面）AFC調整力として2%よりも大きな水準を確保されれば、短周期の出力変動の対応可能性は拡大されるが、出水状況や上流・下流への影響による制約を受けるため、現状の設備では2%以上を恒常的に確保することは難しい。 ・（長周期面）実際の運用では揚水発電・一般水力発電は長周期調整力として活用しているが、軽負荷期には、需給バランスや水量の制約から、出力抑制または停止する場合がある。
3.非同期電源比率の拡大	<ul style="list-style-type: none"> ・（系統安定上の支障が生じる非同期電源比率の水準について）現在検討中となっている。

■ 今後の課題

- ▶ 揚水発電を含む一般水力発電の周波数調整面での活用拡大に関する課題整理と解決策の検討が必要だと考えられる。

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象にした地域経済効果分析】

【調査内容】

所有する水力発電所の売電先を公募により決定している公営電気事業者を対象に売電に係る情報（売電先や売電価格等）を整理した。また、2件の公営電気事業者を対象に、調整力としての水力発電の活用も考慮しながら、地域経済効果分析を行い、所有する水力発電所で発電した電気を地域新電力に販売する場合とそれ以外の電力事業者に販売する場合それぞれの地域経済効果を算出するとともに、それぞれのメリット及びデメリットを整理した。

■ 実施方針（地域経済効果分析）

- ① 調査対象地域の選定
公営電気事業者を2団体選定した。
- ② 地域経済効果分析
地域経済付加価値分析を用いた。
 - a：現状分析
公営電気事業者にヒアリングを実施した。
 - b：調整力としての活用を考慮
公営電気事業者が保有する水力発電の柔軟な運転による価値の向上を考慮した。
 - c：シナリオ分析
公営電気事業者の電気の販売について以下の2つの場合を設定し、地域区分の設定、契約期間、販売単価を検討したうえで、比較分析を実施し、売電先の変化による価値を特定・明示した。
 - ・ 地域新電力に販売する場合
 - ・ それ以外の電力事業者に販売する場合

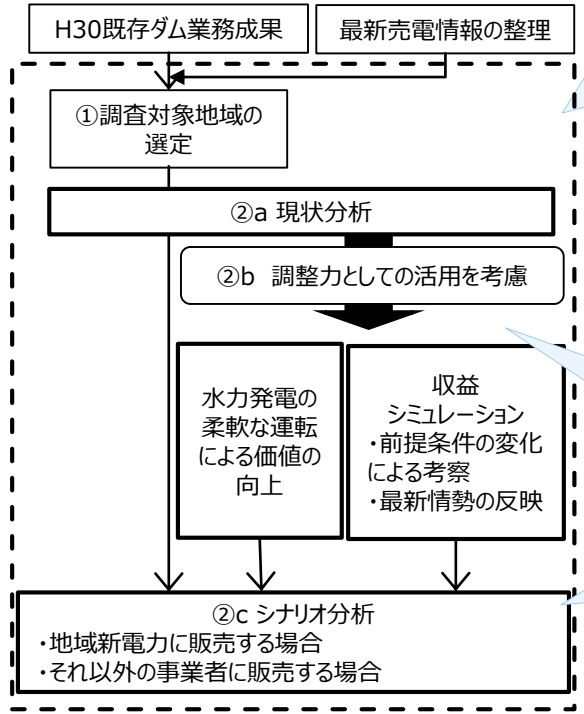


図 調査フロー

■ 実施内容

- ① 調査対象地域の選定
以下の地域を調査対象地域として選定する。（ゼロカーボン宣言自治体、区域内に地域新電力が存在、これまでの長期随意契約からの電力契約方式の切替）
 - 北海道： R2・R3年度は非FIT水力6発電所のうち5つの売電を一般競争入札（価格競争）で新電力が落札し、他の発電所は旧一般電気事業者との長期売電契約している。
 - 長野県： R2年度はFIT及び非FITの水力17発電所の売電をそれぞれプロポーザルで公募し、旧一般電気事業者と新電力2社のコンソーシアムが選定され、1年間の売電契約をしている。
- ②b 調整力としての活用を考慮
 - ・ 神奈川県：新電力（大手、地域1社ずつ）にヒアリングを実施し、揚水発電の活用可能性や県への要望について整理する。
- ②c 地域経済効果分析
長野県（複数の地域新電力が立地）では公営水力の電力を地域新電力が全量調達、北海道では一部を調達するシナリオ設定して定量評価する。

4. 系統制約関連業務

[c. 公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析] 売電先を公募で決定している公営電気事業者の売電情報

- 公募により売電先を決定している地方公営企業の水力発電所のFIT認定状況を追加し、公募方式と売却先との関係を整理した。
- プロポーザル案件においては、非FIT電源の多くは旧一電に売却され（県内枠を除く）、FIT電源は地域の新電力に売却されている傾向が見られる。

表 売電先を公募により決定している地方公営企業 赤：非FITプロポーザル、青：非FIT一般競争入札

電力会社管内	自治体	施設名	FIT/非FIT	公募方式	2020年度				
					販売電力量 (MWh)	販売金額 (円、税抜)	売電単価 (円/kWh、税抜)	売却期間	売却先
北海道電力	北海道	鷹泊、川端、岩尾内、ポンテシオ、滝下	非FIT	一般競争入札	189,347	2,016,545,550	10.65	2020/4/1～2022/3/31	エネット
東北電力	岩手県	胆沢第二など13か所	非FIT	プロポーザル					東北電力
		早池峰							参加者なし
		滝							久慈地域エネルギー
	秋田県	鎧畑など12か所	非FIT	プロポーザル	405,516			2020/4/1～2023/3/31	東北電力（一般事業者枠）
		早口、荻方	FIT		32,708				ローカルでんき（県内事業者枠）
	山形県	白川など9か所（朝日川第一、温海川はFIT適用後に除外）	非FIT	プロポーザル	253,732			2020/4/1～2022/3/31	東北電力（一般枠）
			鶴子			非FIT			
		新野川第一、野川第二、横川	FIT				2020/4/1～2022/3/31	地球クラブ（FIT枠）	
	新潟県	三面、猿田、奥三面	非FIT	一般競争入札	339,332	3,946,431,160	11.63	2019/4/1～2021/3/31	丸紅新電力
		胎内第一など7か所			181,754	2,091,988,540	11.51	2019/4/1～2021/3/31	東京瓦斯
中部電力	長野県	美和など13発電所	非FIT	プロポーザル	329,612	非公表	非公表	2020/4/1～2021/3/31	共同企業体（中部電力、丸紅、みんな電力）
		高遠、大鹿第二、奥裾花第二、小渋第三（小渋第三はFIT適用後に除外）	FIT		9,577	非公表	非公表	2020/4/1～2021/3/31	共同企業体（中部電力、丸紅、みんな電力）
関西電力	京都府	大野発電所	非FIT	一般競争入札	40,000	1,269,290,000	11.0	2020/4/1～2023/3/31	ゼロワットパワー

※新潟県の三面など3か所は2022年度からの2年間も一般競争入札により売却先を募集中である。秋田県と山形県は一般枠と県内枠をそれぞれ設定している。
 出典：各道府県HP及び全国市民オンブズマン連絡会議HP、平成30年度既存ダム及び既存砂防堰堤における水力発電普及加速化事業委託業務アンケート結果よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析】北海道／長野県企業局ヒアリング結果

■ 北海道（企業局、環境部局、経済部局）／長野県企業局へのヒアリング事項・ヒアリング結果

分析対象とする北海道及び長野県に、取組状況や地域経済効果分析に対する要望についてヒアリングを行った。

ヒアリング事項		北海道（企業局、環境部局、経済部局）	長野県企業局
取組状況	域内の地域新電力の状況	<ul style="list-style-type: none"> ・道内の地域新電力の全体像は把握していない。自治体出資の新電力Karchはエネルギーの地産地消に向けて積極的な取組を行っており、注目している。 ・道内の地域新電力から、道の水力発電による電気の調達について現状では問い合わせはないが、道の発電電力量が大きいと、地域新電力で使おうとした場合、大都市でなければ消費できない懸念がある。 	<p>自治体出資の地域新電力県内にわずかながらある。県の環境部局が気候変動対策（気候変動危機突破プロジェクト）を進める中で、県内の地域新電力の数を把握したり、開発の支援等をしている。</p>
売電契約の状況・予定		<ul style="list-style-type: none"> ・北海道企業局では令和元年10月に<u>非FIT発電所5か所の電力について一般競争入札</u>を行った。（域外の新電力が落札）一般競争入札は今後も継続予定である。 ・入札の要件として、<u>企業局の電力量を北海道に全量供給</u>できる小売電気事業者としている。 	<ul style="list-style-type: none"> ・令和2年度は<u>プロポーザル形式でFITと非FITで売電先の事業者選定</u>を行った。 ・長野県の<u>電力を大都市にブランド価値をつけて販売すること、地域内の地産地消という視点</u>を重視している。
エネルギーの地産地消		<ul style="list-style-type: none"> ・地域循環共生圏の事業にいくつか採択されており、地域新電力を地元で立ち上げることを見据えた検討もある。GHG排出ゼロ達成のためには、道内の再エネを道内で使うのは大前提と考えられる。 ・一方で、北海道のエネルギー資源を、北海道だけでなく、北本連系線を通じて日本全国で使用するという流れもある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・<u>エネルギー自立地域を作る構想</u>が長野県の大きな目標としてある。 ・自立地域を作るときに、電力に係るお金の流れをできるだけ地産地消したいと考えており、地域の電力を地域で販売し、地域で消費することを柱にしようとしている。
地域経済効果分析に対する要望等		<p><u>分析対象とする地域の範囲</u>について、北海道全域を対象とすると地域として大きすぎて実態とは異なってしまう懸念があるため、地域範囲の設定方法については今後協議の上決定したい。</p>	<p>付加価値をつけて電力を販売することで、県の収益が増えるような、長野県の地域付加価値を増やすシナリオの設定について、協議の上決定したい。</p>

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象にした地域経済効果分析】分析の範囲

- 地域付加価値とは、地域の主体に分配される付加価値（税、事業者の純利益、被雇用者の所得）を指し、すなわち、購買能力の上昇分ということもでき、関係主体（公営電気事業者、地域新電力、企業）が受ける恩恵にかなり近い。
- 地域付加価値分析では、現状分析はすべてを対象とし、シナリオ分析は売電先の変更により変わる箇所を取扱う。

■ 実施内容

②地域経済効果分析（a：地域付加価値分析）

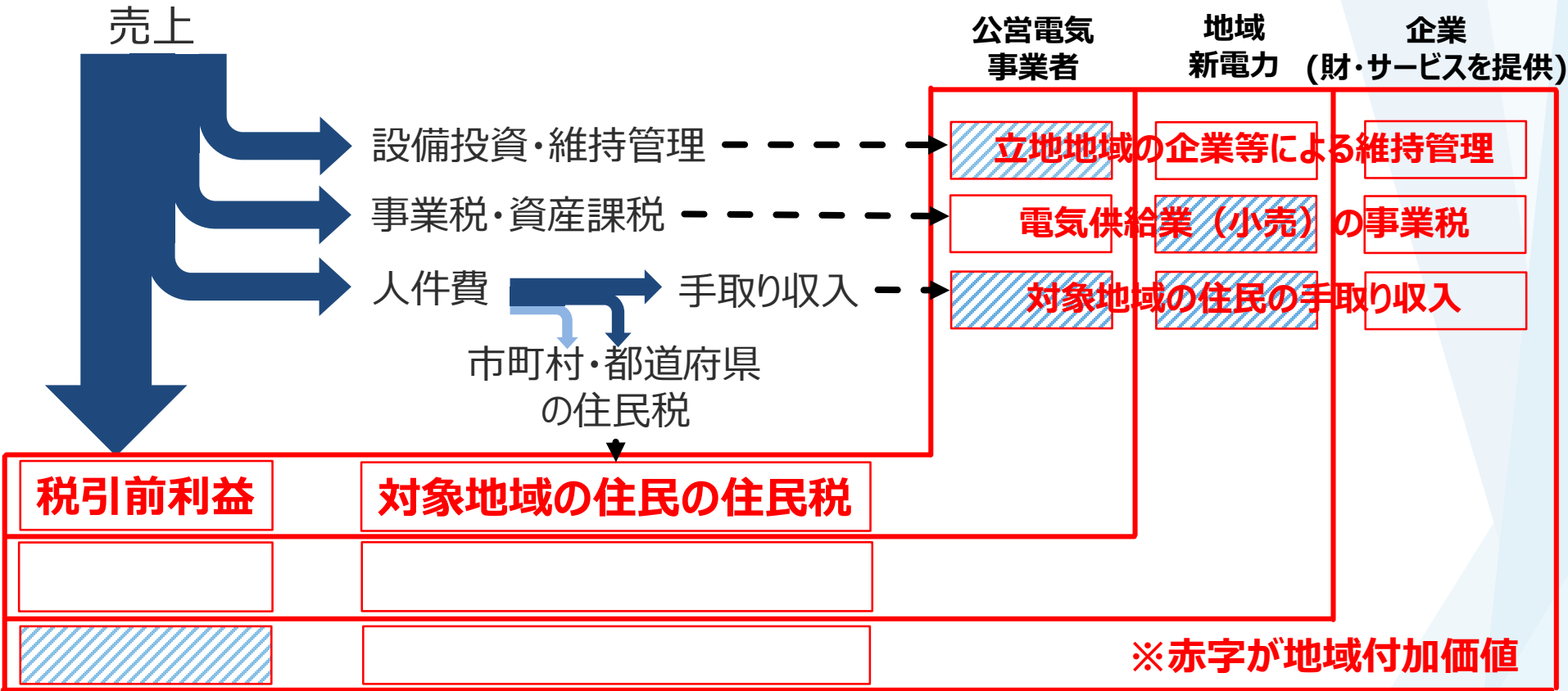


図 お金の流れと付加価値

※公営電気事業者は、法人税と法人住民税支払わず、一般会計への繰り出しや地域振興事業を考慮しない。

出典：入門地域付加価値創造分析（諸富,2019）を参考

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象にした地域経済効果分析】地域新電力に販売する場合のシナリオオプション

- 地域付加価値の構成要素は事業者の純利益、従業員の可処分所得、納税される地方税で、経常利益や地域内への支払い増によって増加する。
- 売電先の切り替えや価格の変化だけでは地域付加価値の総額は変化せず、切り替えを契機とした既存事業拡大や新規事業の創出が必要。

■ 地域付加価値の構成要素

■ 公営電気事業者による水力発電事業

- ① 公営電気事業者の経常利益
- ② 公営電気事業で雇用されている従業員の可処分所得
- ③ 公営電気事業者から発注を受ける企業の純利益、従業員可処分所得、納税する地方税

■ 地域新電力による小売電気事業

- ④ 地域新電力の純利益と納税する地方税
- ⑤ 地域新電力で雇用されている従業員の可処分所得
- ⑥ 地域新電力から発注を受ける企業の純利益、従業員可処分所得、納税する地方税

■ 企業（需要家）による事業

- ⑦ 企業（需要家）の純利益と納税する地方税
- ⑧ 企業（需要家）で雇用されている従業員の可処分所得
- ⑨ 企業（需要家）から発注を受ける企業の純利益、従業員可処分所得、納税する地方税

■ 売電先の切り替えによる地域付加価値への影響に関する考え方

- 売電先の切り替えによって①～⑨に変化があるかどうか
- 売上（収入）が同じ金額であれば売り先が変わっても地域付加価値は同じ
- 公営→地域新電力、ないし地域新電力→企業の売電単価の変化は地域付加価値の配分を変えるのみ、地域付加価値の総額には影響しない（右図）
- 公営電気事業者が売電先を切り替えたことにより、地域新電力ないし企業（需要家）が、新しい財・サービスを提供する、ないし既存事業が拡大すると想定される場合、地域付加価値の総額が拡大する

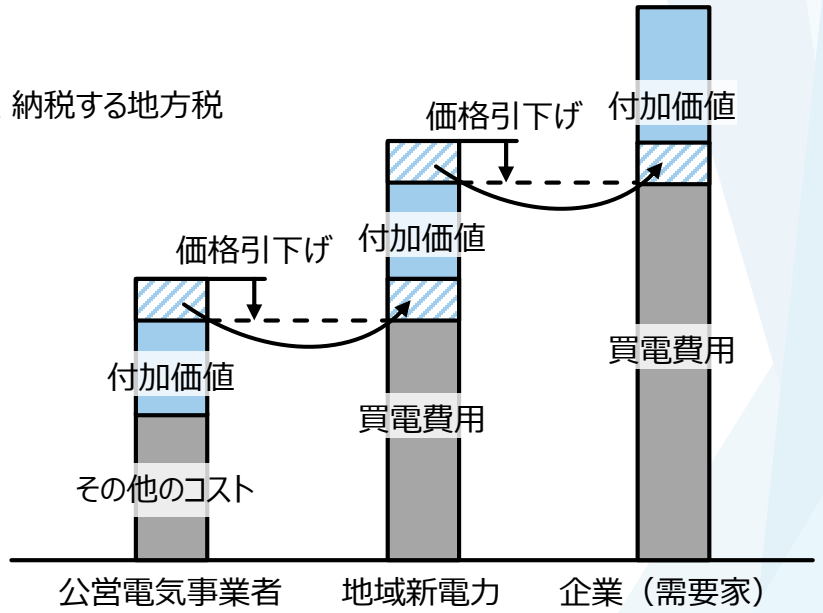


図 売電／買電価格の引下げによる付加価値配分の変化

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象にした地域経済効果分析】地域新電力に販売する場合のシナリオオプション

- 現状と仮想的なシナリオについて地域付加価値分析を実施し、それぞれの結果を比較する。
- 短期的に実現しうるシナリオA、または、将来的な地域新電力の拡大を想定したシナリオBをベースに、地域の状況に応じてカスタマイズする。

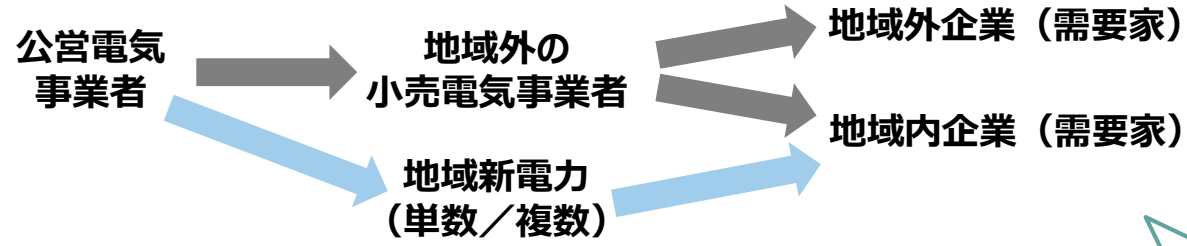
■ 分析対象とするシナリオ（案）

① 現状



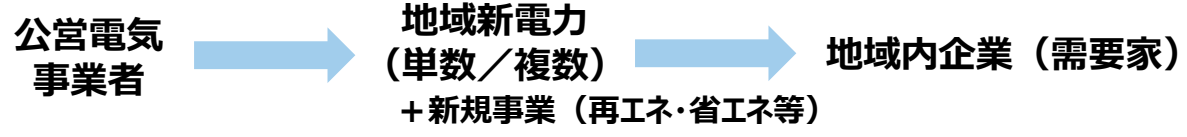
- 地域の範囲については原則として都道府県域を想定
- 分析する事例に応じ、地域の範囲は調整可能

② シナリオA（小規模な地域新電力が一部売電を切り替え）



- 現時点では分析対象地域において公営電気事業者の発電電力量を全量引き受けられる地域新電力は存在しない
- 地域外の小売電気事業者と、**単数ないし複数の**地域新電力が連携しての買電を想定
- 地域新電力の買電費用の圧縮、安定化による経営状況の改善や雇用増を想定
- **再エネ電力の域外企業へのプレミアム付き販売と、域内企業への通常価格での販売について、付加価値配分の差異や域内企業への影響についても評価**

③ シナリオB（地域新電力が公営水力による電力を全量買取）



- 将来的に、地域新電力の事業規模が拡大し、公営電気事業者の発電電力量を全量引き受けられるようになった状態を想定
- 地域新電力の買電費用の圧縮、安定化により、地域新電力が小売電気事業以外にも域内での再エネ拡大や省エネに積極的に取り組めるようになると想定
- 新規事業として実施する再エネ・省エネ等の事業については、収支（見込み）に関するデータが得られれば分析可能

4. 系統制約関連業務

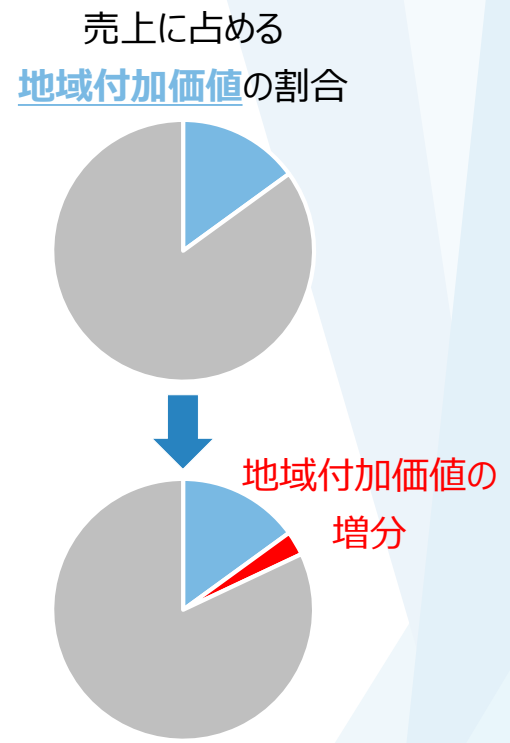
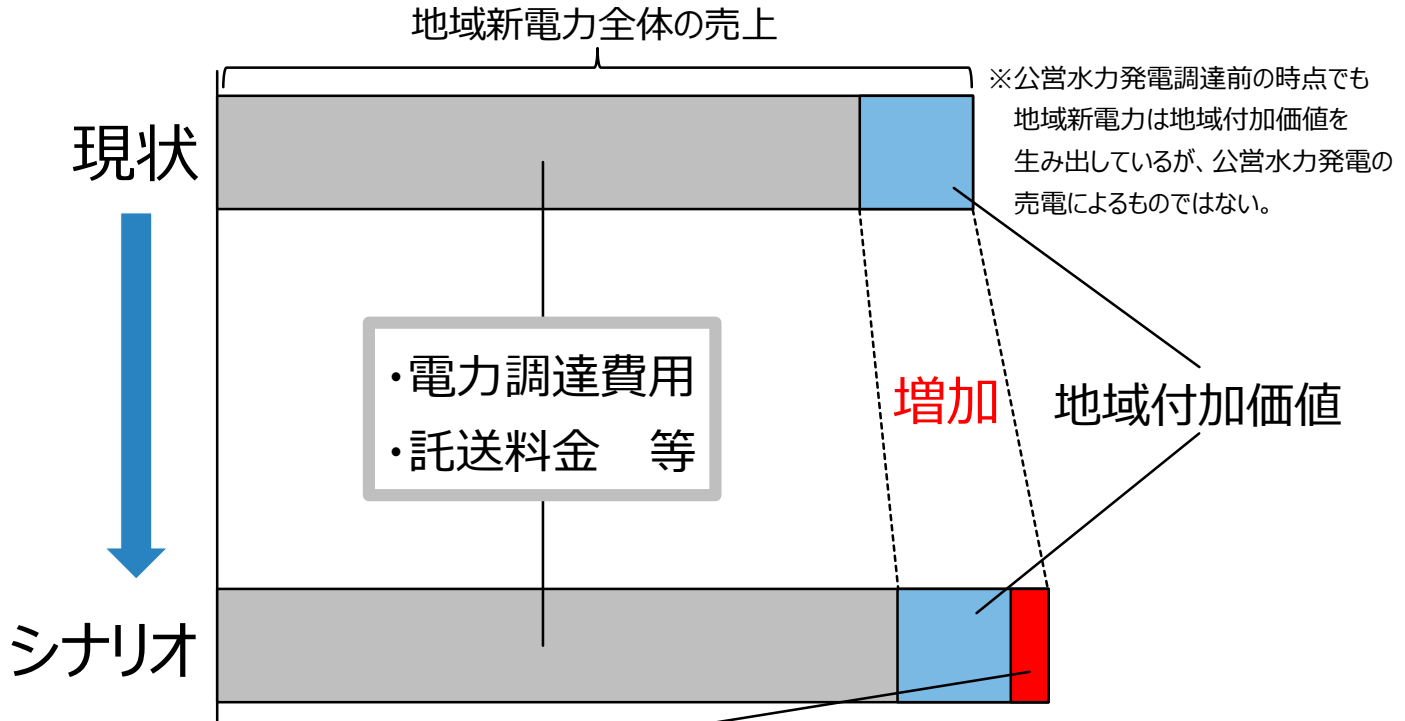
【c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析】シナリオ分析によるアウトプットイメージ

- シナリオ分析により、公営水力発電の調達前と調達後で地域新電力による地域付加価値がどう変化するかを分析する。
- 地域新電力は公営水力発電の調達により売上を伸ばし、地域付加価値の総額も増加することが見込まれる。

■ 長野県・北海道を対象とした公営水力発電の売電先切り替えに関するシナリオ分析の概要

現状：公営水力発電による電力の全量を地域外の小売電気事業者に売電

シナリオ：公営水力発電による電力の全量または一部を地域内の小売電気事業者（地域新電力）に売電



公営水力発電調達による地域付加価値の増分
 ≡ 地域外の小売電気事業者から地域内の地域新電力に切り替えたときの地域付加価値の増分

図 現状とシナリオにおける地域新電力の売上の変化のイメージ

※公営水力からの調達販売による地域新電力による供給電力量の増加は仮定の割合である。

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析】設定したシナリオ

- 公営電気事業による電力の売電先を地域新電力に切り替えた場合、地域（県ないし道単位）への経済効果にどのような変化が生じるかを分析する。
- 地域新電力が公営水力発電による電力を販売する場合について、地産電源・再エネ電源による差別化で供給先を拡大することを見込む。

■ 公営水力発電の売電先切り替えに関するシナリオ分析の概要

現状：公営水力発電による電力の全量を地域外の小売電気事業者に売電

シナリオ：公営水力発電による電力の全量または一部を地域内の小売電気事業者（地域新電力）に売電

地域経済効果の評価		長野県	北海道
地方公営企業の水 力発電事業	現状	<ul style="list-style-type: none"> ・2019年度「収益費用明細書」データ（長野県提供データ）を基に地域付加価値を分析した。 ・上記データに県内調達比率も含まれる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・2018年度「損益計算書」データを基に地域付加価値を分析（費用構造は長野県と同様と想定）した。 ・地域内調達比率は長野県データと同様と想定。
	シナリオ	<ul style="list-style-type: none"> ・費用構造は現状と同一と想定した。 →地域付加価値も現状と同一 	
公営水力発電を 調達している 小売電気事業者	現状	<ul style="list-style-type: none"> ・地域新電力（4社）で年間450GWhを地域内に供給 	<ul style="list-style-type: none"> ・地域新電力（1社）で年間50GWhを地域内に供給
	シナリオ	<ul style="list-style-type: none"> ・地域新電力（4社）が連携し、公営水力発電による電力を全量購入 ・公営水力からの調達分は、調達以前の地域新電力供給電力量の80%相当と想定（公営水力からの調達分≒360GWh） ・公営水力からの調達・販売により、地域新電力の供給電力量が10%増加（450GWh→495GWh） 	<ul style="list-style-type: none"> ・地域新電力（1社）が、公営水力発電による電力を15%購入 ・公営水力からの調達分は、調達以前の地域新電力供給電力量の100%相当と想定（公営水力からの調達分≒50GWh） ・公営水力からの調達・販売により、地域新電力の供給電力量が10%増加（50GWh→55GWh）
小売事業者を介して 公営水力発電の電 力を購入する需要家	シナリオ	<ul style="list-style-type: none"> ・電力の購入価格は変化せず、再エネ100%の電力購入が可能に（定性的な評価） 	

※公営水力からの調達販売による地域新電力による供給電力量の増加は仮定の割合である。

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析】シナリオ分析（地方公営企業）

▶ 公営電気事業を通じて生じる地域経済効果について、地域付加価値分析の手法を用いて分析した。
 ▶ 長野県・北海道いずれにおいても収入の50%以上が付加価値として地域に帰属していることが明らかとなった。

■ 長野県・北海道を対象とした公営水力発電事業（単年）の地域付加価値分析結果の概要

長野県：収入の約55%が地域付加価値として実現。企業局の利益以外では、企業局の従業員に配分される付加価値が最大（付加価値合計の約16%）
 北海道：収入の約69%が地域付加価値として実現。企業局の利益以外では、企業局の従業員に配分される付加価値が最大（付加価値合計の約8%）

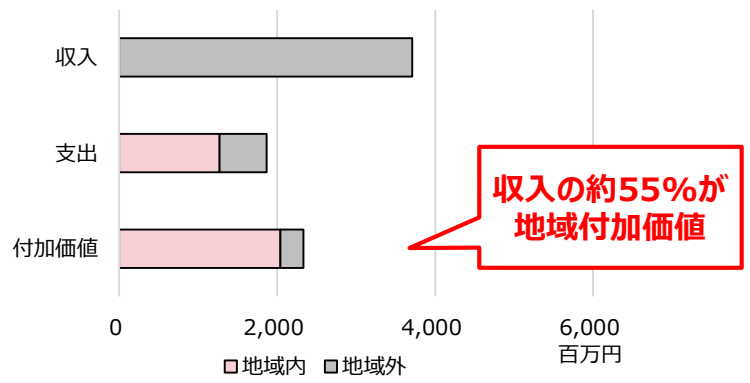


図 長野県（2019年度）の分析結果

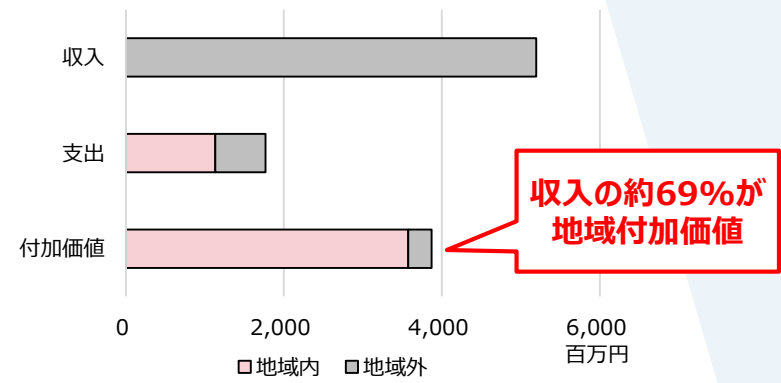


図 北海道（2018年度）の分析結果

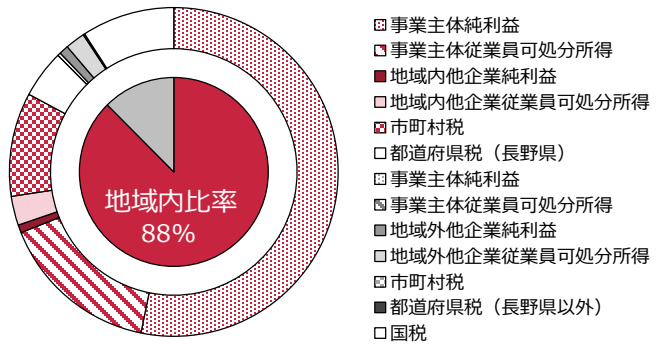


図 付加価値配分

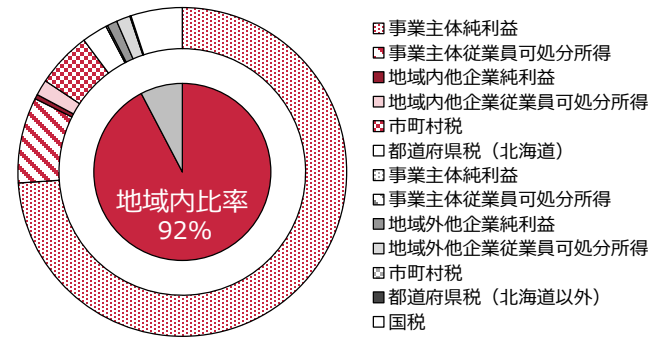


図 付加価値配分

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析】シナリオ分析（地域新電力）

- 地域新電力の収支見込みに関連する数値について公表データ等を用いて想定値を作成した。
- 特に電力の調達単価が長野県（中部電力エリア）と北海道（北海道電力エリア）で大きく異なる。

■ 長野県・北海道を対象とした地域新電力（単年）の収支見込みに関連する数値データ

項目	単位	長野県	北海道	出所等	備考
高圧電力販売単価（平均）	円/kWh	14.17	17.52	新電力ネット（2019.11-2020.10平均）	
低圧電灯販売単価（平均）	円/kWh	21.32	24.78	新電力ネット（2019.11-2020.10平均）	
電力需要比（高圧／低圧）	%	128.2%	103.9%	電力調査統計（2019年度）	販売電力の内訳を算定する際に使用
高圧電力託送料金（基本）	円/kW	396.00	627.00	中部電力／北海道電力	
高圧電力託送料金（従量）	円/kWh	2.53	2.52	中部電力／北海道電力	
低圧電力託送料金（基本）	円/kW	198.00	231.00	中部電力／北海道電力	
低圧電力託送料金（従量）	円/kWh	8.09	7.98	中部電力／北海道電力	
高圧電力損失率	%	3.4%	4.0%	中部電力／北海道電力	
低圧電力損失率	%	7.1%	7.2%	中部電力／北海道電力	
高圧契約負荷率	%	18%	18%	地域新電力実現可能性調査等に基づく想定	販売電力から契約容量を算定する際に使用
低圧契約負荷率	%	15%	15%	地域新電力実現可能性調査等	販売電力から契約容量を算定する際に使用
電力調達単価	円/kWh	8.78	13.48	JEPX前日市場各エリアプライス・買い入札量による重み付け平均価格（'16年8月～'19年12月）	現状ケースでは地域新電力の電源調達を100%地域外と仮定 公営水力の調達価格もこれと同様と想定 '20年1月以降は新型コロナウイルスの影響のため考慮しないこととした。
インバランス予備費等	電力調達費に対する%	1.0%	1.0%	地域新電力実現可能性調査等に基づく想定	
人件費	千円／社	30,000	30,000	地域新電力実現可能性調査等に基づく想定	全従業員が地域内に居住していると想定 現状・シナリオで変化なし
家賃	千円／社	600	600	地域新電力実現可能性調査等に基づく想定	支払先は100%地域内と想定、現状・シナリオで変化なし
通信費	千円／社	500	500	地域新電力実現可能性調査等に基づく想定	支払先は100%地域外と想定、現状・シナリオで変化なし
広告費	千円／社	500	500	地域新電力実現可能性調査等に基づく想定	支払先は80%地域内と想定、現状・シナリオで変化なし
備品費	千円／社	500	500	地域新電力実現可能性調査等に基づく想定	支払先は50%地域内と想定、現状・シナリオで変化なし
交通費	千円／社	500	500	地域新電力実現可能性調査等に基づく想定	支払先は50%地域内と想定、現状・シナリオで変化なし
電気事業税 収入割税率	%	0.75%	0.75%	長野県／北海道	
電気事業税 所得割税率	%	1.85%	1.85%	長野県／北海道	

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析】現状分析（地域新電力）

➤ 地域新電力を通じて生じる地域経済効果（現状ケース）について、地域付加価値分析の手法を用いて分析した。
 ➤ 長野県では収入の約13%が、北海道では収入の約5%が、それぞれ付加価値として地域に帰属している結果となった。

■ 長野県・北海道を対象とした地域新電力（現状ケース）の地域付加価値分析結果の概要

長野県：契約容量約310MW（4社計）。収入の約13%が地域付加価値として実現。付加価値全体のうち約47%が地域新電力の利益。
 北海道：契約容量約35MW。収入の約5%が地域付加価値として実現。調達単価が長野県と比較して高いため、利益率が低いことが影響。

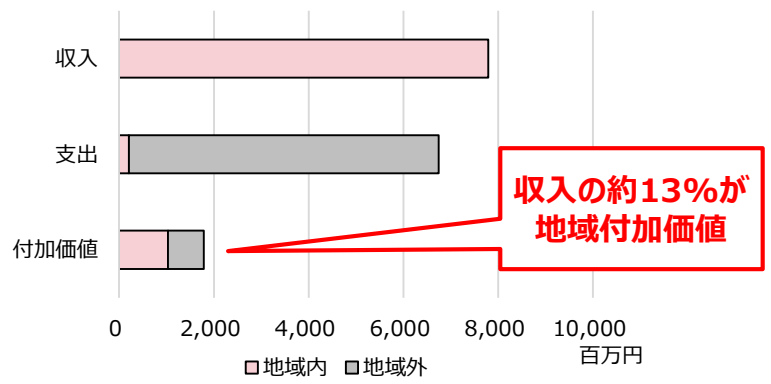


図 長野県（地域新電力4社）の分析結果

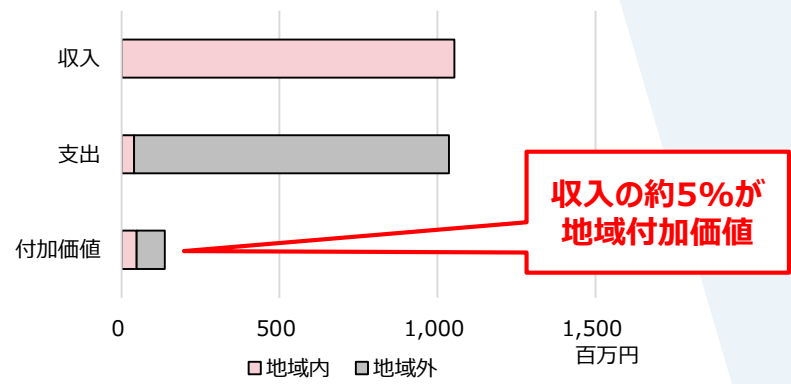


図 北海道（地域新電力1社）の分析結果

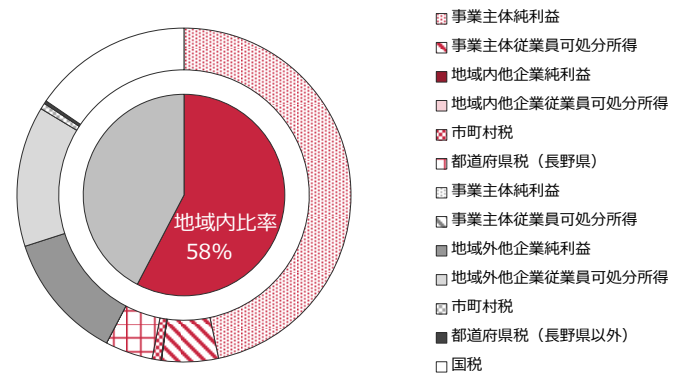


図 付加価値配分

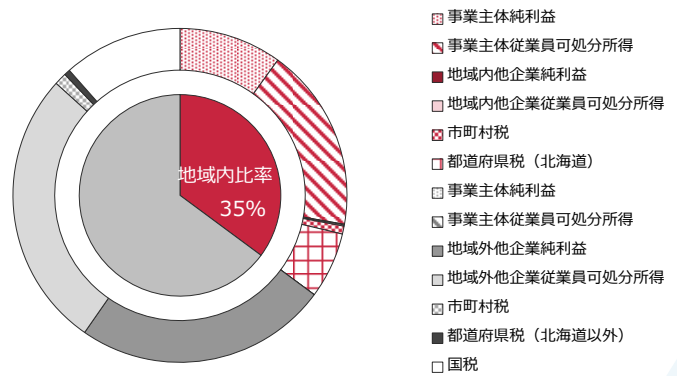


図 付加価値配分

4. 系統制約関連業務

[c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析]シナリオ分析（地域新電力）

➤ 地域新電力を通じて生じる地域経済効果（シナリオ）について、地域付加価値分析の手法を用いて分析した。
 ➤ 地域新電力に由来する付加価値のうち地域に配分される比率が、長野県では約10%が、北海道では約23%、現状ケースより向上する結果となった。

■ 長野県・北海道を対象とした地域新電力（シナリオ）の地域付加価値分析結果の概要

長野県：契約容量約340MW（4社計）。収入の約13%が地域付加価値として実現。付加価値全体のうち約56%が地域新電力の利益。
 北海道：契約容量約38MW。収入の約5%が地域付加価値として実現。調達単価が長野県と比較して高いため、利益率が低いことが影響。

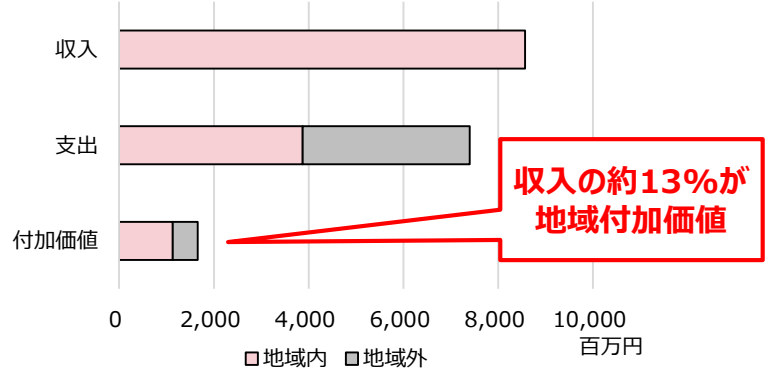


図 長野県（地域新電力4社）の分析結果

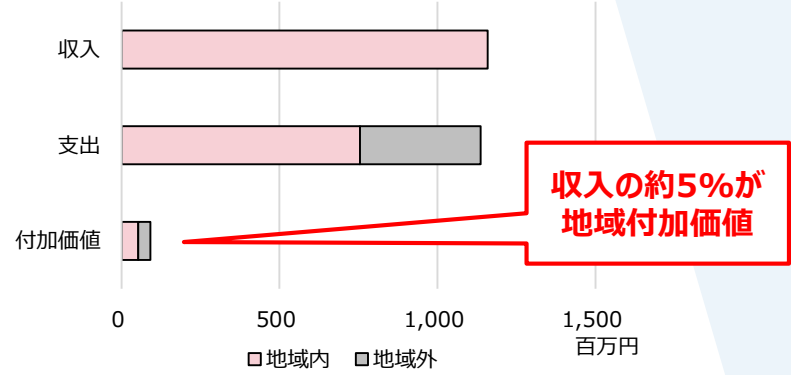


図 北海道（地域新電力1社）の分析結果

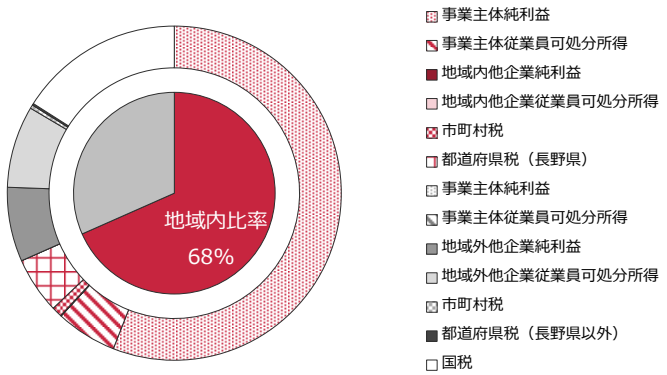


図 付加価値配分

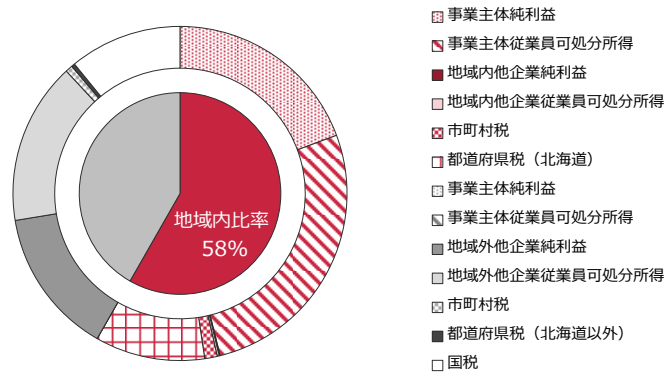


図 付加価値配分

4. 系統制約関連業務

[c. 公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析] 現状分析とシナリオ分析の比較 (地域新電力)

- 地域新電力を通じて生じる地域経済効果について、現状ケースとシナリオとを比較した。
- 公営水力の売電先切替により売上が増加すれば、増加した売上のうち5～13%が付加価値として地域（県内・道内）に帰属する。

■ 長野県・北海道を対象とした地域新電力の現状ケースとシナリオの地域付加価値分析結果の比較

● 売電先の切り替えを契機に売上が増加する。また電源調達による地域外への支出が企業局への支払いに置き換わることにより、地域外への付加価値の流出も減少。

長野県：売上が約7.8億円増加、そのうち約13%（約1億円）が地域付加価値として実現…売電先切り替えによる地域付加価値の増分
 北海道：売上が約1.1億円増加、そのうち約5%（約500万円）が地域付加価値として実現…売電先切り替えによる地域付加価値の増分

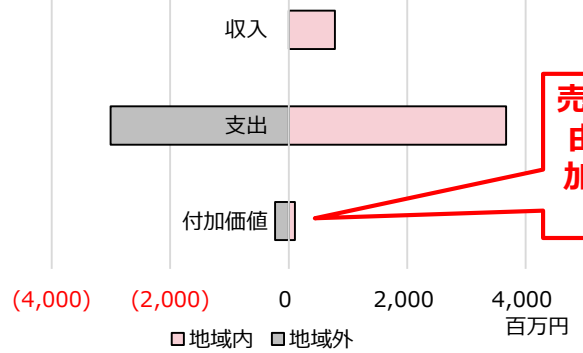


図 長野県 (地域新電力4社) の分析結果

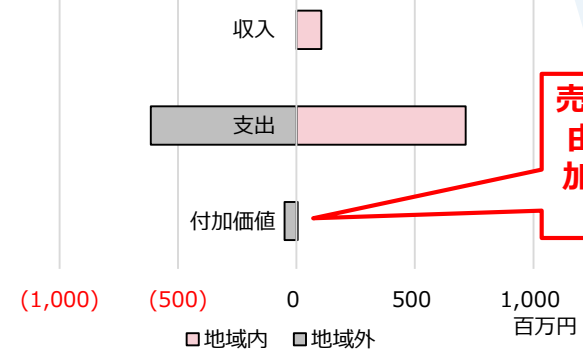


図 北海道 (地域新電力1社) の分析結果

- ・本分析の現状ケースとシナリオでは、地域新電力の固定費（人件費、家賃等の販売管理費）が売上増によって変化しないと想定しており、増加する地域付加価値は地域新電力の営業利益増に由来する。
- ・地域新電力が売上を増加させるにあたり、大規模な資本投下等は必要と想定されず、**地域付加価値を高める観点では再エネ事業等と比較して高い費用対効果を実現しうる。**

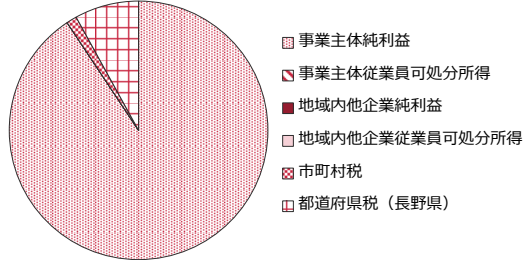


図 地域付加価値 (現状からの増分) の配分

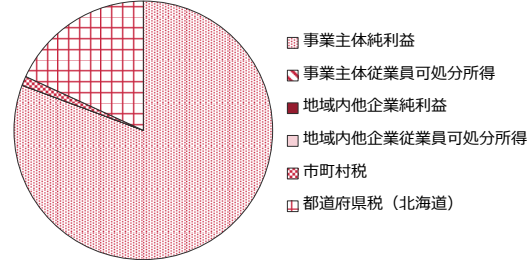


図 地域付加価値 (現状からの増分) の配分

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析】長野県の新電力ヒアリング結果のまとめ

- 地域新電力は現時点では需要規模が小さく、短期的には公営水力発電による電力を調達できる状況にない。
- 将来的に規模が拡大していけば、地域新電力が公営水力発電による電力を調達し、事業を展開する可能性がある。

■ 地域新電力へのヒアリング事項・ヒアリング結果

地域新電力による公営水力発電に対するニーズを把握するため、長野県内の地域新電力3社にヒアリングを実施した。

ヒアリング事項	地域新電力①	地域新電力②
小売電気事業の概要	<ul style="list-style-type: none"> ・需要規模：約5MW ・供給先：公共施設が中心 ・電源構成：FIT電源（20-30%）+市場調達 	<ul style="list-style-type: none"> ・需要規模：約1.5MW ・供給先：民間企業・一般家庭が中心 ・電源構成：FIT電源（約30%）+市場調達等
事業方針	<ul style="list-style-type: none"> ・容量市場等、電力システムについて大きな制度変更が予見されるため、供給先拡大については慎重な姿勢である。 	<ul style="list-style-type: none"> ・高圧施設への供給を中心に、供給先の拡大を指向して営業活動（電話ヒアリングや訪問）を実施している。 ・自治体が関与する脱炭素化事業にも積極的に協力している。
需要家のニーズについて	<ul style="list-style-type: none"> ・現時点で市内企業からの問合せ等はない。 ・2名体制で小売電気事業を実施しており、短期的な供給先拡大は難しい。 	<ul style="list-style-type: none"> ・再エネや地産電源の価値を理解する顧客が少なく、現状では強く訴求できるポイントにはなりにくい。消費者の多くは価格を優先する。 ・当社ではできていないが、再エネ電力であることを上手くアピールして顧客獲得している他社もある。 ・県内の市町村の公共施設に供給できている場合もある。
公営水力からの電力調達について	<ul style="list-style-type: none"> ・地産電源として活用しうる。 ・調達による経営面でのメリットがあれば調達したい。 	<ul style="list-style-type: none"> ・電源所在地を特定可能であり、地産電源としてアピールできるメリットがあるため、調達したい。 ・公営水力の発電量に対し需要が追いついていないことと、買取単価が課題（市場連動価格または市場連動相当の価格であることが望ましい）。

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析】長野県の新電力ヒアリング結果のまとめ

- 地域新電力は現時点では需要規模が小さく、短期的には公営水力発電による電力を調達できる状況にない。
- 将来的に規模が拡大していけば、地域新電力が公営水力発電による電力を調達し、事業を展開する可能性がある。

■ 地域新電力へのヒアリング事項・ヒアリング結果

地域新電力による公営水力発電に対するニーズを把握するため、長野県内の地域新電力3社にヒアリングを実施した。

ヒアリング事項	地域新電力③
小売電気事業の概要	<ul style="list-style-type: none">・需要規模：約5.5MW・供給先：家庭・事業所・公共施設等・電源構成：FIT電源（太陽光）（30%）卒FIT太陽光（10%）JEPX（40%）常時バックアップ（20%）
事業方針	<ul style="list-style-type: none">・まちづくり活動にも注力する。：子育て応援割引、学校への環境学習講座の提供等・地域内経済循環を促進し、地域を元気にする。・水力、風力等、太陽光以外の再エネ調達を進める。
需要家のニーズについて	<ul style="list-style-type: none">・自然エネルギーかつ地元の電気を調達したい顧客が6割程度、自然エネルギーを調達したい顧客が1割程度、地元の電源を調達したい顧客が3割程度である。・自然志向の強い需要家や、アウトドア活動に親しんでいる需要家からの引き合いが多い。
公営水力からの電力調達について	<ul style="list-style-type: none">・可能であれば調達したい。・夜間の再エネ比率が高められるため、電源構成における再エネ比率をさらに高められるのではないか。・CO2排出係数を低減できる。・地域内（+県内）産かつCO2排出ゼロのプランを打ち出すなど、より環境面を重視したPRが可能になる。

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析】長野県の売電先ヒアリング結果のまとめ

- ゼロ・カーボン等、環境関連の目標達成を動機として再エネ電力の調達を実施している。
- 再エネの調達単価が高いため、企業全体の電力消費量のうち一部のみ再エネ電力に切り替えている。

■ 売電先へのヒアリング事項・ヒアリング結果

小売電気事業者による再エネ電源へのニーズを把握するため、長野県の公営水力から再エネ電力を調達・販売している小売電気事業者3社にヒアリングを実施した。長野県では、ヒアリングを行った3社連携で再エネ電力を調達・販売する取り組みが行われている。

ヒアリング事項	A社・B社・C社
再エネ電力調達の動機	<ul style="list-style-type: none">・RE100やSDGsなど、環境に対する顧客の関心の高まりがある。・再エネ電源としての価値や電源の立地場所を電力の付加価値として訴求することができる。
3社での入札に関する経緯	<ul style="list-style-type: none">・地域新電力への共同出資など、3社間で以前から関係性があった。・各社にとって水力発電は魅力的な電源であり、また再エネ電力に対するニーズの高まりをそれぞれ感じていた。・地域新電力が共同調達に加わることを希望する場合、その事業目的等を勘案して判断する。
再エネ電力調達・販売のメリット	<ul style="list-style-type: none">・価格に関しては様々な要因で決定するため、再エネ電力であっても価格に必ずプレミアムがつくわけではない。・全ての電力メニューで再エネを提供している小売電気事業者（C社）では、公営水力の調達を進めたいと考えているが、事業規模と比較して規模が大きい場合が多く、単独での調達は難しいと感じている。
再エネ電力メニューの販売実績等	<ul style="list-style-type: none">・A社では2020年秋ごろから家庭向けにも再エネ電力メニューの販売を開始している。・B社では出資先の地域新電力に再エネ電力を卸販売し、地域新電力が自治体に供給している。・C社では長野県の公営水力の電力を選択できるメニューを提供している。発電所のオンラインツアー等も実施している。

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析】長野県・北海道の需要家ヒアリング結果のまとめ

- ゼロ・カーボン等、環境関連の目標達成を動機として再エネ電力の調達を実施している。
- 再エネの調達単価が高く、企業全体の電力消費量のうち一部のみ再エネ電力に切り替えている。

■ 需要家へのヒアリング事項・ヒアリング結果

電力の需要家による再エネ電源に対するニーズを把握するため、再エネ電力を調達している北海道・長野県内の需要家4社にヒアリングを実施した。

ヒアリング事項	需要家①（長野県（金融機関））	需要家②（長野県（電気機器メーカー））
電力消費の状況	<ul style="list-style-type: none"> ・県内事業所での電力消費量は18GWh／年、電力料金は4.5億円／年 ・再エネ電力は通常より4.4円/kWhのコストアップ 	<ul style="list-style-type: none"> ・事業所全体での電力消費量は463kWh／年、電力料金は70億円（再エネ電力への切替前） ・海外と比較して再エネ単価が高い。
再エネ電力購入の動機	<ul style="list-style-type: none"> ・県が2050年ゼロ・カーボンを宣言したため、地域の企業として率先して取組を進める。 ・PR効果の高い事業所や、CO2フリーとなるオール電化の事業所、新しく電力消費量が小さい事業所の計6店舗について再エネ電力に切り替えた。 	<ul style="list-style-type: none"> ・環境に対応した先進企業となる全社方針である。 ・SDGsやパリ協定を受け、グローバルな視点での環境関連の取組の遅れを痛感している。
再エネ電力調達のメリット	<ul style="list-style-type: none"> ・行政や地域に対するPR効果がある。 ・CO2削減目標の達成への貢献できる。 ・地産電源としての価値がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・インターナルカーボンプライシングを通じ、CO2の価値が社員に意識付けされるようになった。 ・地域への経済循環につながる。
再エネ電力に関するステークホルダーとのコミュニケーション等	<ul style="list-style-type: none"> ・海外の投資家から気候変動への取組について問われることがある。 ・主な取引先である中小企業は省エネの余地があり、再エネ電力の調達まで関心が及んでいない。 ・再エネ電力の調達はコスト負担が大きい、炭素税の導入等により意志決定が変化する可能性。 ・県内で発電した電力により県内の経済循環が促進されるとよい。 	<ul style="list-style-type: none"> ・直近1,2年ではアナリストから環境関連の取組について問われることが増えてきた。 ・顧客からもCDPにおけるサプライチェーンのエンゲージメントについて質問書が来るケースがある。 ・サプライヤーに再エネ電力調達について報告を要請する。 ・電力の調達先には経営面での安定性を求めており、電源構成や契約内容も検討して選定する。地域新電力も経営面で安定してくれば検討する。

4. 系統制約関連業務

[c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析]長野県・北海道の需要家ヒアリング結果のまとめ

- ゼロ・カーボン等、環境関連の目標達成を動機として再エネ電力の調達を実施している。
- 再エネ電力への切替前の電力料金が高い場合には、再エネ電力の購入を契機に電力料金が低減するケースもある。

■ 需要家へのヒアリング事項・ヒアリング結果

電力の需要家による再エネ電源に対するニーズを把握するため、長野県・北海道内の需要家4社にヒアリングを実施した。

ヒアリング事項	需要家③（長野県（電気機器メーカー））	需要家④（北海道（食品、外食産業））
電力消費の状況	<ul style="list-style-type: none"> ・事業所全体での電力消費量は1,477GWh ・旧一般電気事業者から電力を調達しており、一部再エネ電源である。 ・再エネ電力の調達は環境価値コストが積み増しされるデメリットがある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・事業所全体での電力消費量は40GWh／年 ・2019年5月より全国の事業所で再エネ電力（調整後排出係数がゼロ）への切替を進めており、2021年5月で全事業所の切替が完了する。
再エネ電力購入の動機	<ul style="list-style-type: none"> ・GHG排出削減およびRE100達成のため、コストとRE100の基準に適合していることを基準に調達先を選定している。 	<ul style="list-style-type: none"> ・2030年、2050年を目標年度とするCO2排出量削減目標を掲げている。 ・エネルギー使用量に占める電力の割合が75%と高く、排出削減のため再エネ電力調達が必要なため。
再エネ電力調達のメリット	<ul style="list-style-type: none"> ・GHG排出量を削減できる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・2014年以降、買電先を変更しておらず、単価の高いメニューでの契約を続けていたため、再エネ電力への切替に伴って電力料金も低減できる。
再エネ電力に関するステークホルダーとのコミュニケーション等	<ul style="list-style-type: none"> ・欧米系の企業からは再エネ電力の活用を求められることがある。 ・取引先に対しては省エネによるCO2排出削減を求めているが、再エネ電力の活用までは要請していない。 	<ul style="list-style-type: none"> ・電力の調達先を頻繁に変えない経営方針である。 ・自社での再エネ電源への投資も検討中だが、投資回収に長期間かかるため実現には至っていない。 ・2021年度からスコープ3の排出量算定を実施予定である。 ・まずは自社で排出削減を進め、その上でサプライヤーにも排出削減を求めていく方針である。 ・現在の再エネ電力調達は追加性がない点が課題である。

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析】まとめ

- ヒアリング結果とシナリオ分析から、公営水力発電の売電先を地域新電力に切り替えることによるメリットとデメリット・課題を整理した。
- メリットとして、地方公営企業にとっては地域内のCO2排出削減につながる可能性があり、地域新電力にとっては地域性や環境性の点で新規顧客獲得を期待できるほか、市場価格の変動リスクを低減できる。
- デメリットとして、地方公営企業自身の売電価格が安価になる可能性が挙げられる。対応策として、電力を調達する地域新電力が電力小売だけでなく、相対での卸供給や市場での売電も含め、多様な手段を活用して電力販売の収入を最大化し、地方公営企業からの調達を維持することが考えられる。

■ 公営水力発電による電力の売電先を地域新電力に切り替えることによるメリットとデメリット・課題およびその対応策

主体	メリット	デメリット・課題	対応策
企業局	<ul style="list-style-type: none"> ・県・道産の電源を県内に供給することで県・道内のCO2排出削減に繋がる。 ・売電先の切り替えにより地域新電力の売上が増加すれば、県・道内に帰属する付加価値が増加する。 	<ul style="list-style-type: none"> ・売電先が多数になる場合、契約等の手続きが煩雑となる。 ・地域外の、より規模が大きい小売電気事業者に売電する場合と比較すると、売電価格が安価となる可能性がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・県等が保有・管理する施設で地域新電力から買電する、買電先をPRする等により地域新電力の供給規模拡大を支援する。 ・売電価格が安価になったとしても、地域新電力への売電で地域に帰属する付加価値が増加すること、地域新電力が展開する事業が地域の脱炭素化に繋がっていることを局内・関係者等に説明する。 ・県・道内の地域新電力で連携し、共同で売電先の公募に参加する。 ・企業局との契約は代表1社が行い、連携する地域新電力は代表社から卸供給を受ける。 ・代表社は電力小売の他、相対での卸供給や市場での売電も含め、多様な手段で電力販売の収入を最大化。 ・地域新電力自体を意義と共に周知して、地域内に還元できる価値を訴求していく。
地域新電力	<ul style="list-style-type: none"> ・県・道産の電源を供給することで地域性をPRできる。 ・CO2排出係数が低減する。 ・地域性・環境性を訴求することで新規顧客獲得に繋がる可能性がある。 ・（固定的な価格で買電する場合）電源ポートフォリオにおいて、市場価格から一定程度独立した価格の電源を持つことができる（市場価格の変動リスクを低減）。 	<ul style="list-style-type: none"> ・現状では1社あたりの供給規模が小さく、公営水力発電の発電電力量に見合わない。 ・企業局との契約が単年度等の短期間の場合、メニューの継続性が担保しにくい。 ・（固定的な価格で買電する場合）市場価格が低い状態で推移すると、相対的に調達費用が高くなる可能性がある。 ・電源の調達価格が大部分固定化されてしまう（特に公営水力からの調達が電源構成に占める割合が大きい場合）。 	
需要家	<ul style="list-style-type: none"> ・地域内で発電した電力を地域内で消費することにより、経済循環につながる。 ・再エネ電気の調達により、アナリストからの気候変動への取組等についての問合せにPRできる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・公営水力であるかどうかによらず、再エネ電源からの電気の調達には、コストがかかる。 ・調達する小売電気事業者が経営的に安定している必要がある。 	

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析】神奈川県企業庁ヒアリング結果のまとめ

- 一般水力及び揚水発電の売電契約終了が近く、新電力が揚水発電を扱う可能性が出てくる。
- そこで、地域新電力や大手新電力に対して、サウンディング調査を実施し、揚水発電を含む水力発電の活用への関心や可能性、課題を調査する。

■ 神奈川県企業庁へのヒアリング事項・ヒアリング結果

揚水発電による電力の地域新電力の活用という点で、揚水発電を所有する公営電気事業者である神奈川県企業庁にヒアリングを行った。

ヒアリング事項	回答
売電契約の状況	保有する揚水発電所を含め、令和5年度に現在の売電契約が終了する。令和6年度以降の契約については検討中。
地域経済効果分析へのご関心等	<ul style="list-style-type: none">・神奈川県企業庁は、再エネ電源（水力発電）を主な電源として活用し、揚水発電も運用しているが、脱炭素化の流れがある中でポンプアップ動力を非化石電源で確保していきたい思いのほか、揚水発電所においても地域において活用したい思いがある。しかしながら、これらを組み合わせて、非化石電源によらず地域の電源だけでポンプアップ動力を調達することは難しいのではないかと考えている。・例えば地域新電力が揚水発電を使うことで、地域に貢献するかなどの方策があれば、売電契約終了後の新たな売電方法の選択肢の一つになると考えられる。・揚水発電のニーズについて、新電力にお伺いして整理できるとよいのではないかと考えている。

⇒ヒアリング結果を踏まえて、
神奈川県内の新電力（大手新電力1社、地域新電力1社）に対するサウンディング調査を実施した。

- 調査事項
 - ・神奈川県企業庁が保有する揚水発電・水力発電を活用することへの興味関心
 - ・活用に向けての新電力としての課題
 - ・事業スキームの実現可能性
 - ・（大手新電力に対して）地域新電力に売電するなど、何らかの地域貢献についての検討

4. 系統制約関連業務

【c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析】神奈川県の水力発電の活用可能性等について（新電力ヒアリング結果まとめ）

- 大手新電力としては、揚水発電について居抜き蓄電池として活用できることに関心がある。一方で、揚水発電の維持管理費（固定費）は把握できていないといった課題がある。地域貢献については、現状より頻繁に活用することにより県の収益が増加する考えである。
- 地域新電力としては、インバランス対策に活用できるという点で興味があるものの、調達には高額なコストがかかることを懸念している。

■ 大手新電力と地域新電力へのヒアリング事項・ヒアリング結果

大手新電力1社と地域新電力1社に対して、神奈川県が所有する揚水発電・一般水力発電の活用への興味関心、活用に向けた課題、及び活用による地域貢献への可能性についてヒアリングを行った。

ヒアリング事項	大手新電力	地域新電力
活用に向ける興味関心	<ul style="list-style-type: none"> ・揚水発電所を活用することは、居抜きの蓄電池を使えるという点で蓄電池の導入やEVの集積と比較して、環境価値も含めて優位であり、興味がある。 ・小規模な小売電気事業者が県保有の大規模な揚水発電所を需給調整することは、実務的にもコスト的にも難しいのではないかと考えられるため、大規模な小売電気事業者がアグリゲータとなり、卒FIT電源やFIP電源が発生させるインバランスを調整することになるのではないか。 ・そのため、地産地消を実現するには、地産の電気を一度アグリゲータに預けて地域に還元することが、能力と規模の点で現実的ではないか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・揚水発電所の活用の事業スキームは興味深いと思われる。 ・今後、再エネのニーズが高まると考えられ、揚水発電で昼間の時間帯に発電しピークカットできればビジネスチャンスになると思われる。ただし、規模が大きいため共同で活用する形になると思われる。
活用に向けての新電力としての課題	<ul style="list-style-type: none"> ・地方公営企業年鑑では、揚水発電と一般水力発電の売電収入はそれぞれ把握できるが、揚水発電所の維持管理費（固定費）を把握できていない。 ・県内に既に地域に紐づいている水力発電を購入できないことは仕方ないが、一括して引き受けとめる意欲はある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・揚水発電の調達費用は、一般水力発電とセットになっており、想像できていない。調達に高額なコストが発生するイメージがあり、そのコストを無視できない。 ・小売電気事業者としてインバランス対策に有用であると考えているが、調達する場合は、社内で揚水発電の運用を実施できる体制を整える必要がある。 ・神奈川県が一般水力発電と揚水発電を分けて公募すると、地域新電力は一般水力発電を購入しやすくなる。
地域貢献の可能性	<ul style="list-style-type: none"> ・揚水発電所を運用することにより、需給調整に活用するため現在と比べて頻繁に稼働することが予想されるので、神奈川県の収益は増加するのではないか。 	<ul style="list-style-type: none"> ・地産地消と地域内経済循環を掲げて事業を行っており、公営水力という再エネで脱炭素化社会の構築に貢献していくことに共鳴して購入する需要家もある。

4. 系統制約関連業務

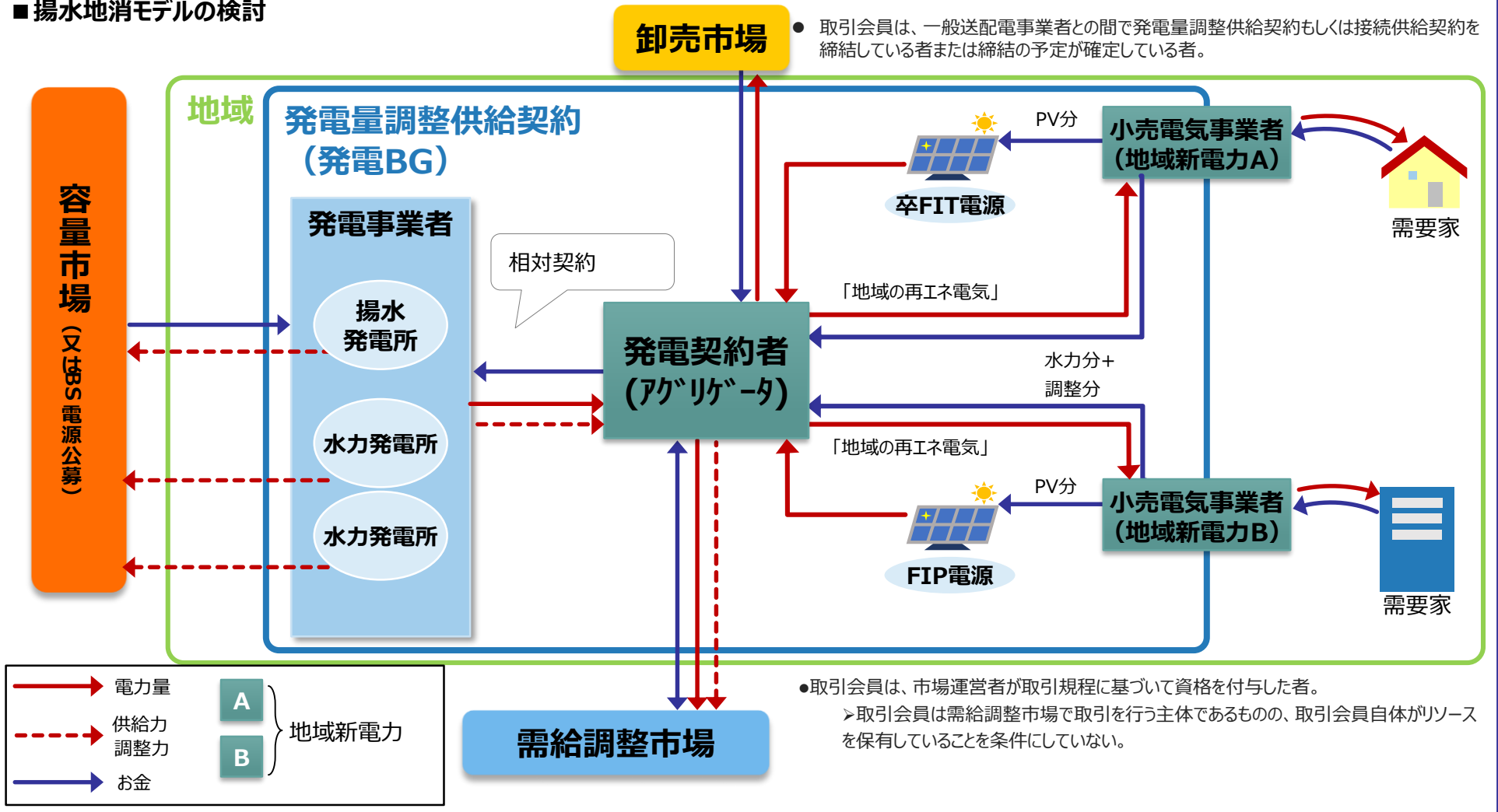
**【注意】本モデルは現在の制度設計上の実現可能性を精査した
ものではなく、昨年度業務で事務局が仮想したものである。**

【c.公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析】神奈川県の水力発電の活用可能性等について（新電力ヒアリング結果まとめ）

- 昨年度検討した揚水発電の地消モデルは、下図の通りである。ヒアリングした大手新電力も同様のスキームを想定していた。
- FIP電源や卒FIT電源は発電事業者が環境価値を所有するが、同時に、売電額の変動リスクやインバランスリスクを取るようになる。
- 小売電気事業者がそのようなリスクを取る代わりに環境価値を獲得することも考えられる。

※ヒアリング内容を参考

■揚水地消モデルの検討



4. 系統制約関連業務

<今年度のまとめと課題>

[c. 公営電気事業者を対象とした地域経済効果分析]

■ 検討結果

(1) シナリオの設定・定量評価の実施

➢ 長野県（複数の地域新電力が立地）では公営水力の電力を地域新電力が全量調達、北海道では一部を調達するシナリオを設定し、地域経済効果の定量評価を行った。

表 設定したシナリオの概要

	長野県	北海道
現状	・地域外の小売事業者が公営水力発電による電力を全量購入しており、地域新電力は地域外から電源を調達。	
シナリオ	・地域新電力（4社）が、公営水力発電による電力を全量購入	・地域新電力（1社）が、公営水力発電による電力を15%購入

➢ 調査の過程では、ニーズ把握のため地域新電力にヒアリング調査を行い、現状では需要規模が小さく、公営水力発電所による電力の全量調達は難しいが、将来的には可能性があることを確認した。

■ 今後の課題

- 付加価値を増加させるには、新電力が規模の大きい公営水力を調達できるような仕組み（売電方法）が期待される。
- 付加価値比率の高い地方公営企業の売上が地域付加価値の増加につながるため、水力発電の売電や運用方策の検討が今後も必要である。

■ 検討結果

(2) 分析結果

- 公営水力が売電先を地域新電力に切り替えることで、地域新電力の売上が増加し、地域外への付加価値の流出が減少し、県・道内に帰属する付加価値が増加する。
- 算定結果は以下のとおりである。
 - ・長野県：売上が約7.8億円増加、うち約13%（約1億円）が地域付加価値
 - ・北海道：売上が約1.1億円増加、そのうち約5%（約500万円）が地域付加価値

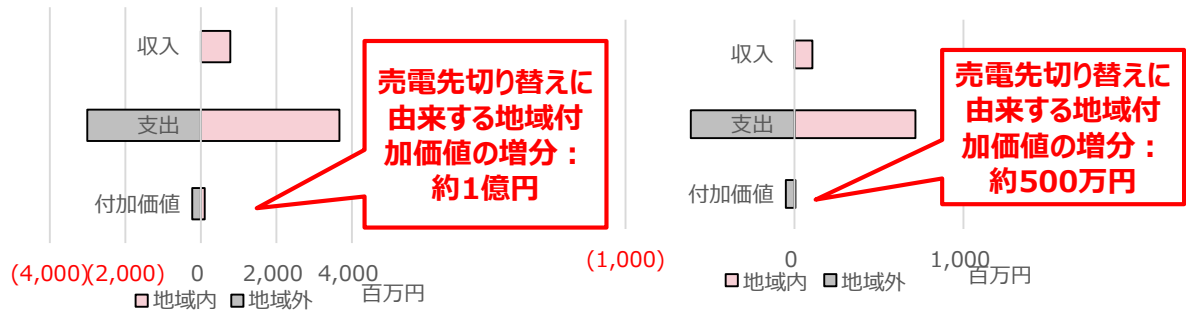


図 長野県（地域新電力4社）の分析結果 図 北海道（地域新電力1社）の分析結果

- 売電先が切り替わることで、公営水力にとっては地域付加価値が増加し、地域新電力にとっては地域の電源を供給することでPRにつながり、新規顧客獲得に繋がる可能性がある。
- 一方、大きい小売電気事業者に売電する場合と比べ、売電価格が安価となる可能性がある。

4. 系統制約関連業務

【d.水力発電設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量拡大に必要な方策の調査】

【調査内容】
 地方公共団体が有する既存水力発電の発電電力量等の経年変化を整理し、既存研究も参考にしながら2030年を推計対象年次として含む将来見通しを試算した。また、水力発電所の更新事例を調査し、地方公共団体が有する水力の発電電力量の維持拡大に必要な投資額を試算した上で、一部の地方公営企業へのヒアリング調査を実施し、今後の見通しや維持拡大に必要な方策について調査した。

■ 実施方針

① 経年変化の整理、将来見通しの試算
 設備利用率の経年変化の影響と発電電力量の研究である「一般水力発電所の発電量の経年変化と将来見通しに関する分析」(永富・山本,2016)を参考に、地方公共団体の一般水力発電設備の経年変化の影響及び将来の発電電力量を試算した。

② 今後の見通しや維持拡大に必要な方策の調査
 水力発電所の更新事例を調査し、地方公共団体が有する水力の発電電力量の維持拡大に必要な投資額を試算した。
 その際、環境省の既往調査(環境省委託「平成30年度温室効果ガスインベントリを活用した地球温暖化対策の促進方策等検討等委託業務」業務報告書等)で既に整理されている水力発電の発電電力量の増減要因についての知見を参照・活用した。
 試算結果等から地方公営企業を選定し、設備更新を行った設備や設備更新に関わる方針、課題等をヒアリングした。

① 経年変化の整理、将来見通しの試算

- 経年変化の整理
地方公営企業年鑑(総務省)や水力発電所データベース(電力土木技術協会)から経年変化に係る情報を収集・整理

↓

- 将来見通しの試算
既往研究を参考に推計式を設定し、発電電力量を試算

② 今後の見通しや維持拡大に必要な方策の調査

- 水力発電の更新事例の調査
水力発電設備更新等事業(新工ネ財団)から事例を収集・整理

↓

- 発電電力量の維持拡大に必要な投資額の試算
調達価格等算定委員会の資料を基に、試算を行う。

↓

- ヒアリング
更新した設備や更新に関わる方針、課題等

↓

調査結果のとりまとめ

図 調査フロー

■ 実施内容

① 経年変化の整理、将来見通しの試算
 推計のために必要な発電所の緒元、運転開始日、発電電力量等の情報を入手し、整理する。

図 一般水力発電の発電電力量実績と将来推計 (旧一電を対象)
 出典：永富,山本 (2016)

② 今後の見通しや維持拡大に必要な方策の調査 (視点)

アンケート

- 水力発電の設備更新の実績と見直し
- 設備更新を決める事象、方針等

4. 系統制約関連業務

【d.水力発電設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量維持拡大に必要な方策の調査】

①経年変化の整理、将来見通しの試算（地方公営企業の一般水力発電の全体的な傾向の把握）

- 地方公営企業の全体としての設備容量及び発電電力量の傾向を把握するため、地方公営企業年鑑に記載されている情報を整理した。
- 地方公営企業の発電電力量について、入手できた期間が限られることもあり、明確な傾向はわからない。

■ 実施内容

地方公営企業が保有する一般水力発電の将来の発電電力量を推計するため、1984年から2018年までの推移を整理し、他の発電事業者も含む一般水力発電全体と比較した。その結果、一般水力発電全体は、設備容量の増加ほどには発電電力量が増加しているとは言えないと指摘されているが、**地方公営企業に限定した場合、入手できた期間が限られることもあり、明確な傾向はわからなかった。**

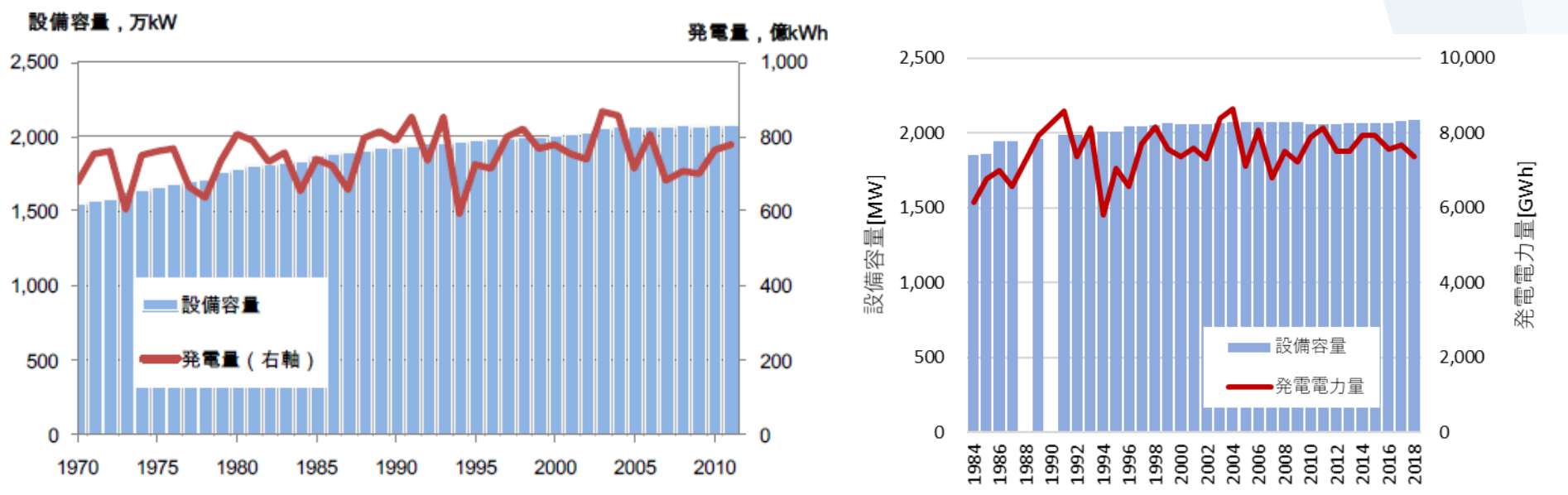


図 一般水力発電所の設備容量と発電電力量の推移（左：旧一般電気事業者、電源開発、地方公営企業等、右：地方公営企業のみ）

※地方公営企業は、現在の公営電気事業経営者会議の会員25会員に限る。また、1984年以降に廃止された発電所6箇所、約56MWは除いた。
 ※設備更新の実施有無は考慮していない。

出典（左）：一般水力発電所の発電量の経年変化と将来見通しに関する分析（永富、山本，2016年）
 出典（右）：地方公営企業年鑑（地方財務協会,1984-2018（1988年と1990年の数値は欠落。））よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【d.水力発電設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量拡大に必要な方策の調査】

①経年変化の整理、将来見通しの試算（発電型式別の設備利用率の経年変化の整理）

- 地方公営企業全体としての設備利用率の傾向はわからないため、発電所ごとの経年変化を発電型式別に四分位数で整理した。
- ダム式、ダム水路式、水路式のいずれの発電型式も設備利用率の年変動が大きいことが確認された。その要因として、降水量の年変動による影響が考えられる。なお水路式は、近年設備利用率が低下しているようにも見える。

■ 明らかとなった事項

地方公営企業年鑑に掲載されている個々の水力発電所のパネルデータを基に、発電所の設備利用率の推移を、発電型式別に四分位数で整理した。

なお、一部の地方公営企業は、発電電力量を一つの発電所に代表させているために個別の発電所の情報が得られないものもある。そのため、設備利用率を計算する際には、外れ値が存在することになり、外れ値として1年でも設備利用率が1を超えた発電所は分析の対象から除外した。

また、地方公営企業が所有する揚水式発電所は1か所のみであるため、除外した。

ダム式、ダム水路式、水路式のいずれの発電型式も設備利用率の年変動が大きいことが確認された。その要因として、降水量の年変動による影響が考えられる。

なお、水路式は近年設備利用率が低下しているようにも見える。

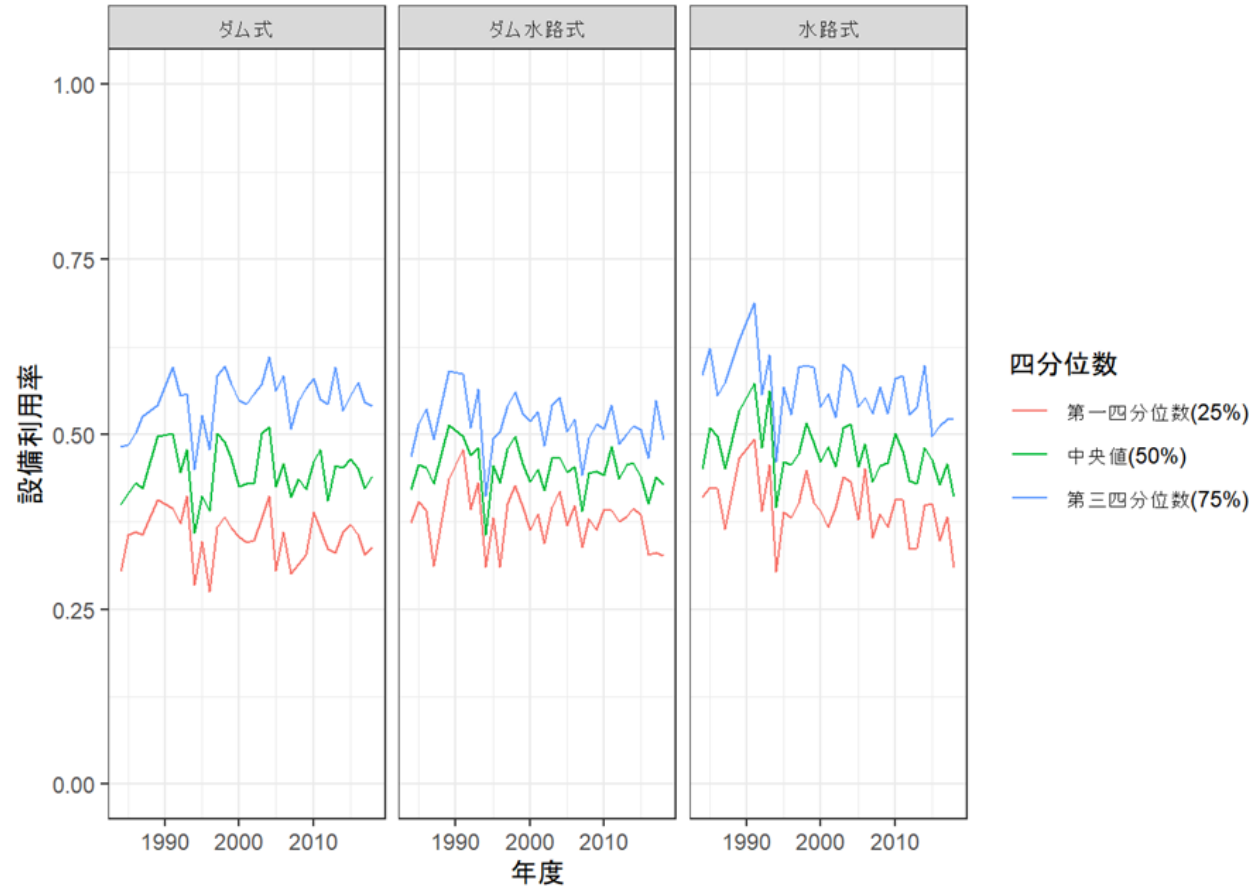


図 設備利用率の推移（四分位数）

出典：地方公営企業年鑑（地方財務協会、1984年-2018年（1988年と1990年の数値は欠落。））より、PCKK作成

4. 系統制約関連業務

【d.水力発電設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量拡大に必要な方策の調査】

①経年変化の整理、将来見通しの試算（発電型式別の設備利用率の稼働年数による影響の整理）

- 稼働年数による設備利用率の変化を整理した結果からは、ダム式の発電所では稼働年数が長くなるほど設備利用率が減少する。ダム水路式を見ると、稼働年数が長くなっても設備利用率の変化は大きくない。水路式は、稼働年数が50年を超えると設備利用率が急落する。
- ただし、稼働年数が長い発電所は少ないため、60年付近以降の設備利用率の挙動は、個別の発電所の影響が大きく反映される傾向が確認できる。

■ 明らかとなった事項

稼働年数の増大により設備利用率が低下することを確認するため、前頁で整理した発電所ごとの設備利用率（パネルデータ）を稼働年数を横軸にとり、四分位数で整理した。ダム式は稼働年数が長くなるほど設備利用率が減少する。ダム水路式は、稼働年数が長くなっても設備利用率の変化は大きくない。水路式は稼働年数が50年を超えると設備利用率が急落する結果が得られた。ただし、長期稼働する発電所は少ないため、60年付近以降の設備利用率の挙動は、個別の発電所の影響が大きく反映される傾向にある。

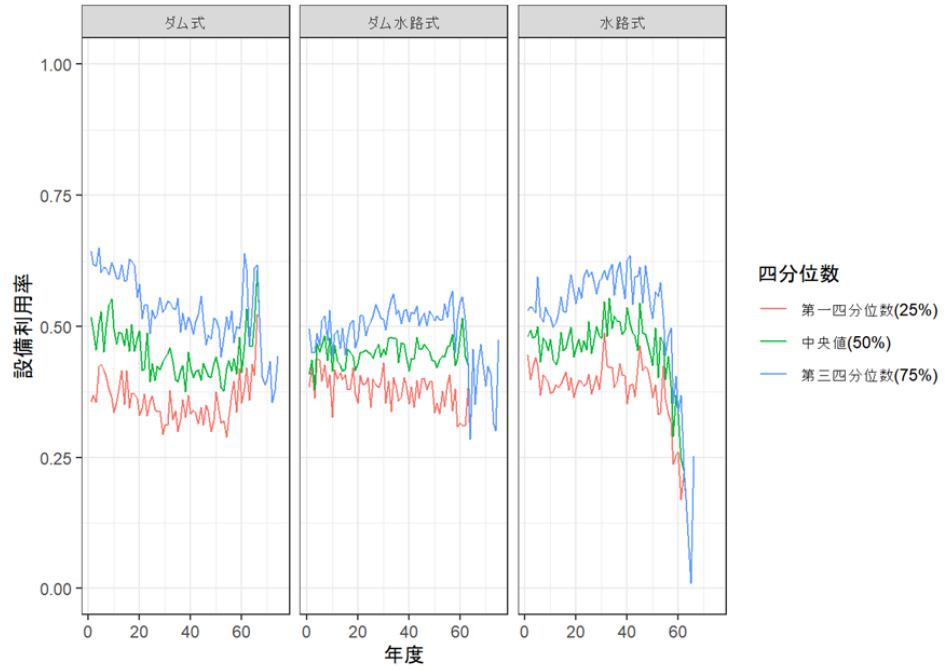


図 稼働年数による設備利用率の変化（四分位数）

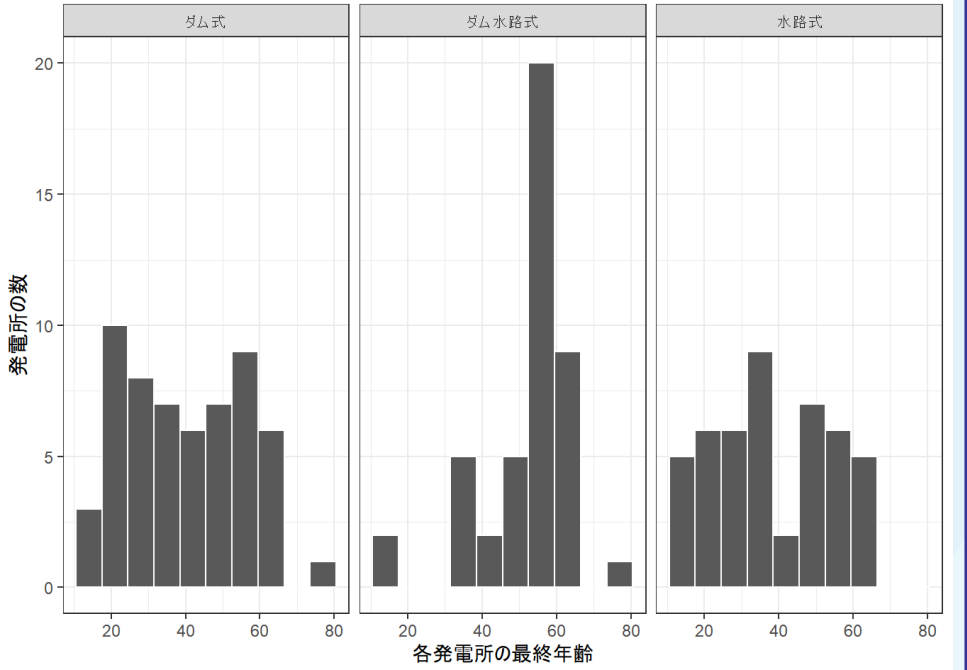


図 稼働年数による発電所数の分布（2018年時点）

出典：地方公営企業年鑑（地方財務協会、1984年-2018年（1988年と1990年の数値は欠落。））より、PCKK作成

4. 系統制約関連業務

【d.水力発電設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量拡大に必要な方策の調査】

①経年変化の整理、将来見通しの試算（発電型式別の設備利用率の稼働年数による影響の整理）

- 前項で示したダム式、水路式の設備利用率の稼働年数の変化の要因を明らかにするため、個別の発電所の設備利用率の変化を整理した。
- ダム式の設備利用率が60年を超えると上昇に転じたことはダム式の特徴とは考えにくく、個別の発電所の変動の結果と考えられる。
- 水路式の設備利用率が60年を超えると急落することは個別発電所の影響と思われるが、低下傾向にあることは水路式の特徴である可能性がある。

■ 明らかとなった事項

設備利用率が、ダム式では60年を境に上昇傾向に転じており、水路式では50年を超えると急落している要因を明らかにするため、稼働年数60年付近以上の発電所を特定し、そのうち、すべての年次で計算可能な発電所の設備利用率の変化を整理した。

ダム式の設備利用率は稼働年数が60年を超えると上昇している傾向について、ダム式特有の傾向は見出せなかった。70年を超える発電所は1箇所のみであるため、その設備利用率が反映されていたと思われる。

水路式の設備利用率について、前頁では稼働年数が60年を超えると急落していたが、その要因は1箇所の発電所の影響が反映されたものであり、水路式の特徴とまでは断言できない可能性がある。ただし、55年を超えると低下傾向にあるように見える。

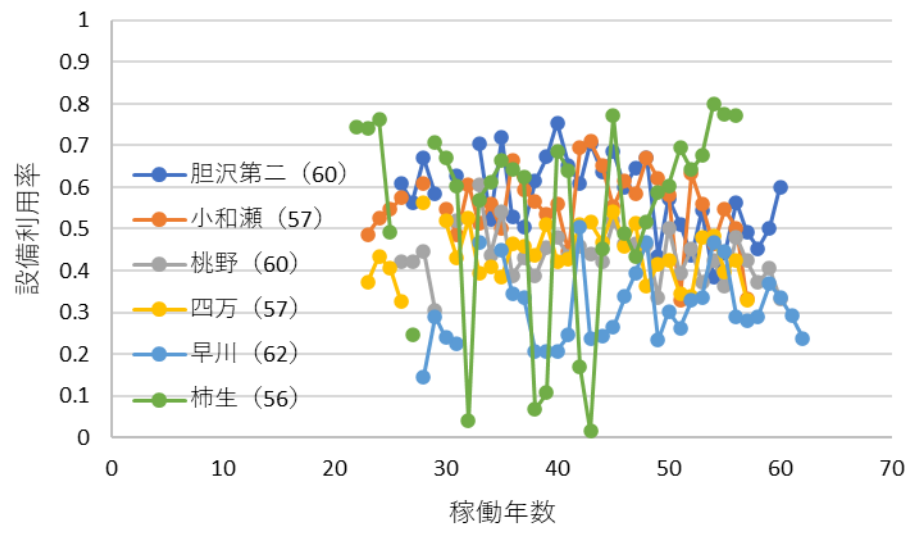
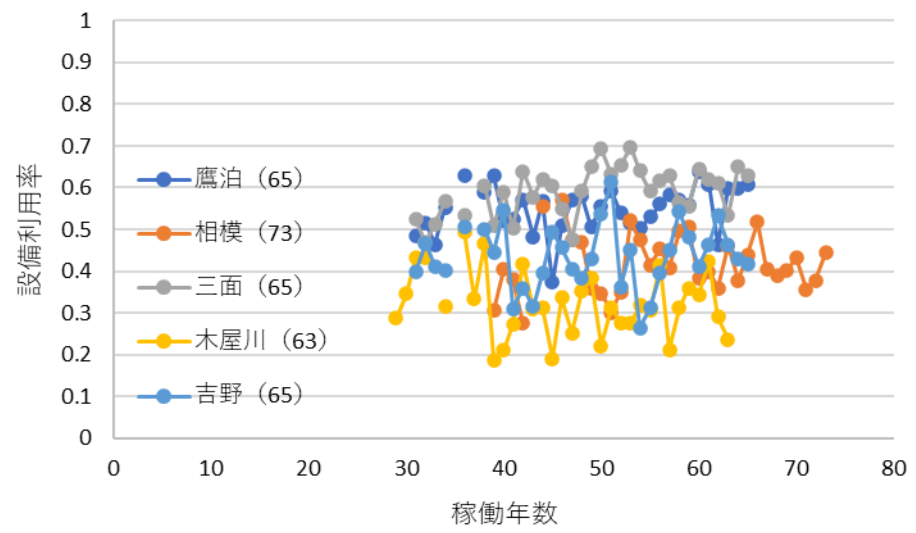


図 稼働年数が60年付近以降の発電所の設備利用率の変化（左：ダム式、右：水路式）

出典：地方公営企業年鑑（地方財務協会、1984年-2018年（1988年と1990年の数値は欠落。））より、PCKK作成

4. 系統制約関連業務

【d.水力発電設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量拡大に必要な方策の調査】

①経年変化の整理、将来見通しの試算（将来の発電電力量を推計するモデル）

- 設備利用率を被説明変数に、稼働年数と降水量を説明変数に設定し、重回帰分析を実施した。
- 決定係数は小さいが、降水量のt値は稼働年数のt値より大きいため、将来の設備利用率または発電電力量を推計するには降水量の影響は無視できない。

■ 明らかとなった事項

パネルデータを用いて発電所の設備利用率を推計するモデルとその変数を以下に示す。設備利用率の説明変数として稼働年数と降水量を設定し、発電型式別に回帰分析を実施した。

決定係数はいずれも高い数値ではないものの、稼働年数のt値より降水量のt値が大きいことから、降水量の影響はモデルとして無視できない。

$$y_{i,t} = \frac{GEN_{i,t}}{365 \times 24 \times CAP_i}$$

$$y_{i,t} = \alpha + \beta_1 x_{i,t} + \beta_2 r_{i,t} + \gamma_i + \epsilon_{i,t}$$

表 変数の説明

記号	単位	説明
$GEN_{i,t}$	[kWh]	ある年tにおける発電所iの発電電力量
CAP_i	[kW]	ある年tにおける発電所iの設備容量
$x_{i,t}$		ある年tにおける発電所iの稼働年数
$r_{i,t}$		ある年tにおける発電所iが立地する都道府県の降水量
γ_i		発電所iに固有の固定効果
$\epsilon_{i,t}$		ある年tにおける発電所iのモデルの残差

表 回帰分析の結果

発電型式		ダム式	ダム水路式	水路式
決定係数		0.19	0.23	0.13
係数	稼働年数	-0.00074	-0.00190	-0.00241
	降水量	0.000114	0.000114	0.000106
標準誤差	稼働年数	0.000193	0.000197	0.000275
	降水量	0.000006	0.000006	0.000009
t値	稼働年数	-3.82	-9.65	-8.74
	降水量	19.13	18.57	11.46

4. 系統制約関連業務

【d.水力発電設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量拡大に必要な方策の調査】

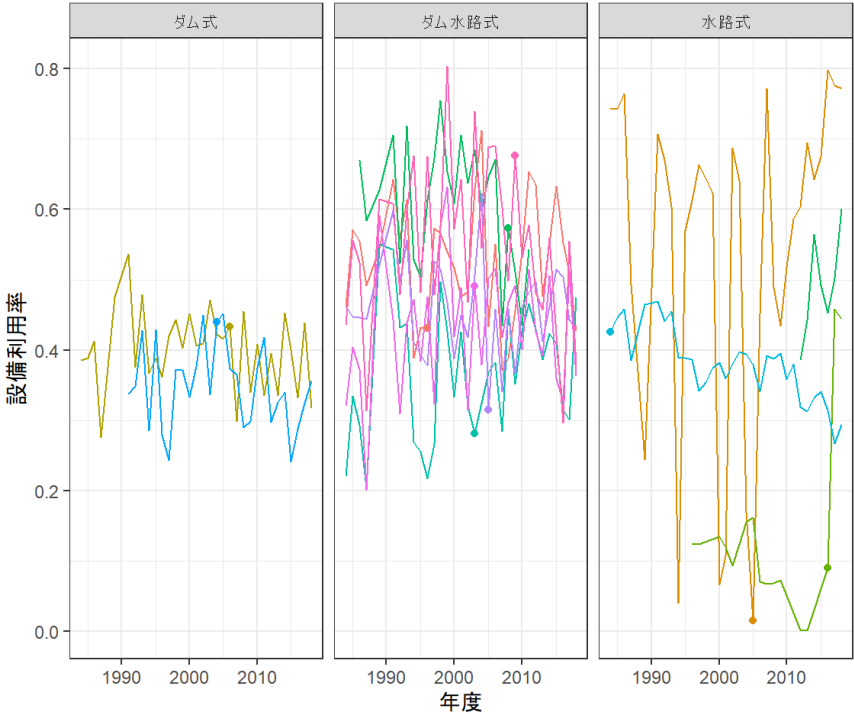
① 経年変化の整理、将来見通しの試算（設備更新による設備利用率の変化への影響の整理）

- 設備更新を実施した発電所の設備利用率の変化を見ると、設備更新を実施しても、設備利用率が増加するとは限らないことが確認でき、設備更新による効果より降水量等による年変動に左右される可能性がある。
- 複数の文献から設備更新を実施した発電所を特定しているが、それらの内容は様々と考えられる。また、把握できた事例も一部に限られる。

■ 明らかとなった事項

設備更新を実施した発電所の設備利用率の変化を整理した結果、設備更新によって設備利用率が増加するとは限らないことが確認できる。すなわち、設備更新より降水量等の年変動の影響が大きい可能性がある。

複数の文献によれば、設備更新をした発電所を特定しているが、それらの内容は様々と考えられる。また、把握できた事例も一部に限られる。



- 発電所名
- 永瀬
 - 柿生
 - 相俣
 - 滝の上
 - 胆沢第二
 - 津久井
 - 天狗岩
 - 奈良俣
 - 日野谷
 - 白沢
 - 利南

情報源	設備更新をした発電所
水力発電データベース	「現行施設運転開始年月」が「当初運転開始年月」と異なる発電所
水力発電所土木設備の再開発・更新事例に関する調査報告書	設備劣化、損傷、災害等を理由とした発電所等の更新のうち、塗装等を除く非定型更新を実施した発電所
Renewal & Upgrading of Hydropower Plants	掲載された発電所

図 設備更新を実施した発電所の設備利用率の変化

出典：地方公営企業年鑑（地方財務協会、1984年-2018年）、水力発電データベース（電力土木技術協会）、水力発電所土木設備の再開発・更新事例に関する調査報告書（2016年、土木学会）、Renewal & Upgrading of Hydropower Plants（2018年、IEA水力実施協定）より、PCKK作成

4. 系統制約関連業務

【d.水力発電設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量拡大に必要な方策の調査】

②今後の見通しや維持拡大に必要な方策の調査（廃止された発電所の設備利用率の変化の整理）

- 1984年以降に廃止された発電所5箇所のうち、設備利用率の変化を把握できた3箇所の発電所の設備利用率を整理した。確認できた発電所数が限られ、また、降水量等の年変動の影響を除去できていないため、設備利用率の減少を廃止の要因と断定することはできない。
- 各発電所の廃止時の年数を確認したところ、廃止時の稼働年数が50年を超える発電所は3箇所であった。

■ 明らかとなった事項

設備利用率の推移と発電所の廃止の関係を把握するため、入手できた範囲内で特定の年次の地方公営企業年鑑から発電所の記載がない発電所を**廃止された発電所**と定義し、当該発電所の**設備利用率の推移を整理した**（設備利用率を計算できる発電所に限る）。

1984年以降に地方公営企業（現在の25会員）で廃止された発電所は5箇所であり、そのうち設備利用率の変化を把握できた発電所は3箇所であった。

3箇所の発電所の設備利用率の推移を西暦と稼働年数の両方で整理した結果、いずれも廃止時の稼働年数が50年を超える発電所であった。

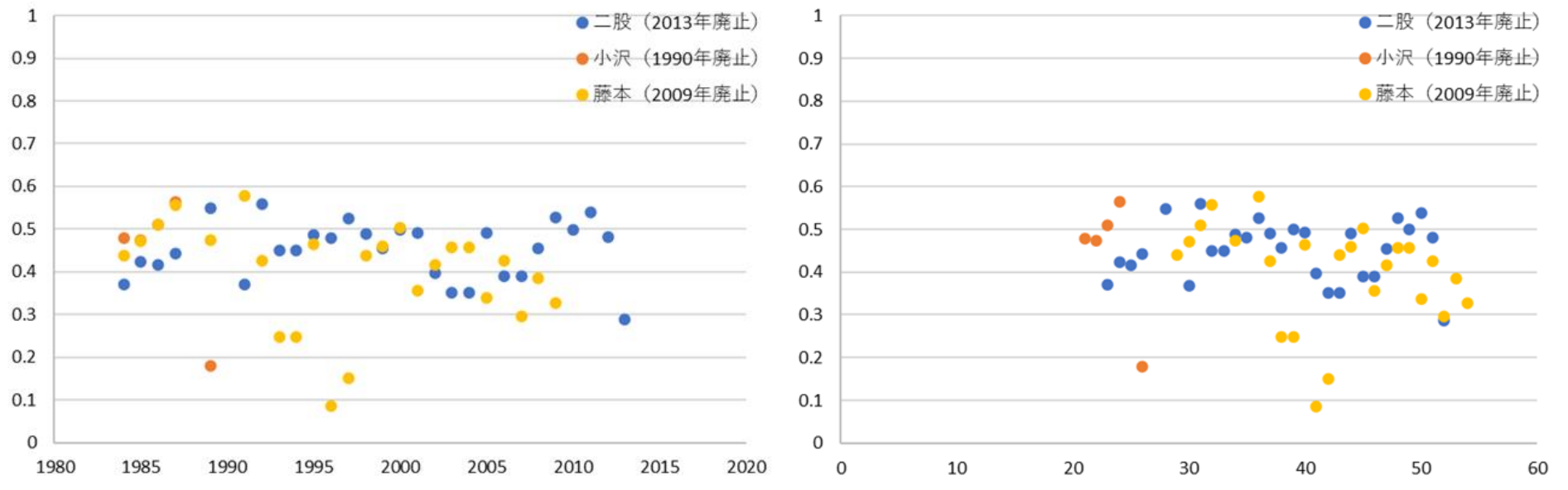


図 廃止された発電所の設備利用率の推移（左：西暦、右：稼働年数）

出典：地方公営企業年鑑（地方財務協会、1984年-2018年）よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

[d.水力発電設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量拡大に必要な方策の調査]

② 今後の見通しや維持拡大に必要な方策の調査

➤ 1950年代から70年代は、大規模の発電所（5,000-30,000kW）が多く運転開始し、近年は小規模の発電所の開発が進んでいる。
 ➤ 一方、約50年の稼働年数が経過する発電所に対して、設備更新が実施されていることが把握できた件数は限定的である。

■ 明らかとなった事項

地方公営企業年鑑に掲載されている発電所について、**運転開始年と設備更新年による分布を発電所の件数と設備容量（kW）で整理した。**

運転開始年による分布を整理した結果、1950年代から70年代までは、5,000kW以上の発電所が多く運転開始している。2000年以降は1,000kW以下のいわゆるミニ水力発電が運転開始しているが、その件数は年々減少傾向にある。

約50年の稼働年数が経過する発電所の設備更新は運転開始のペースと同様に実施されているわけではなく、限定的である。

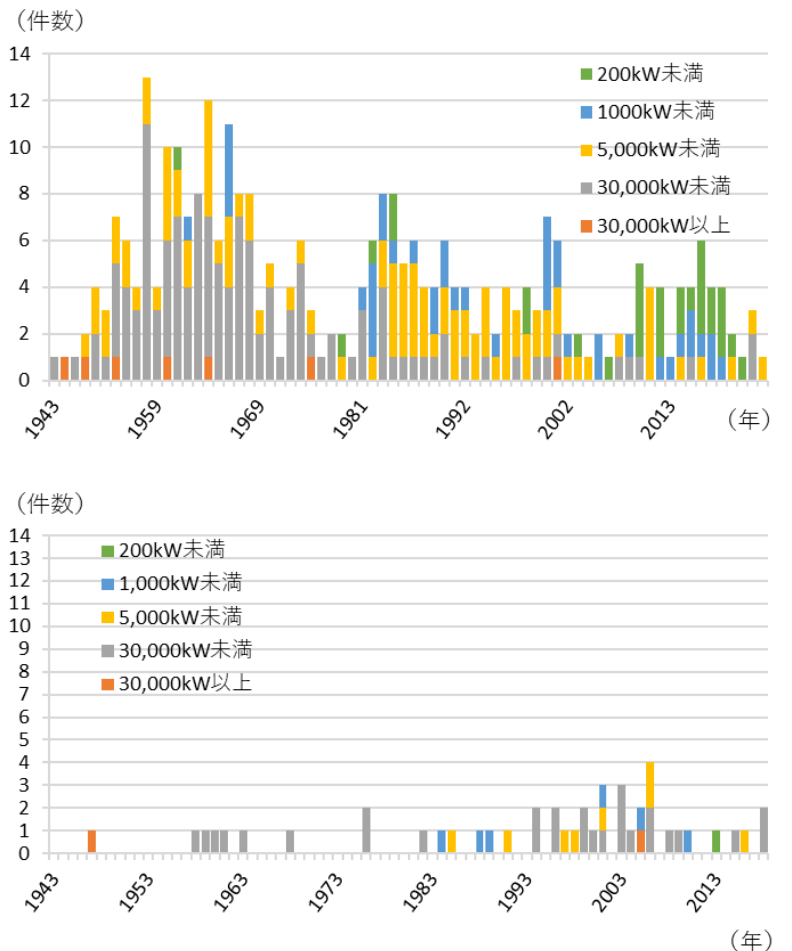
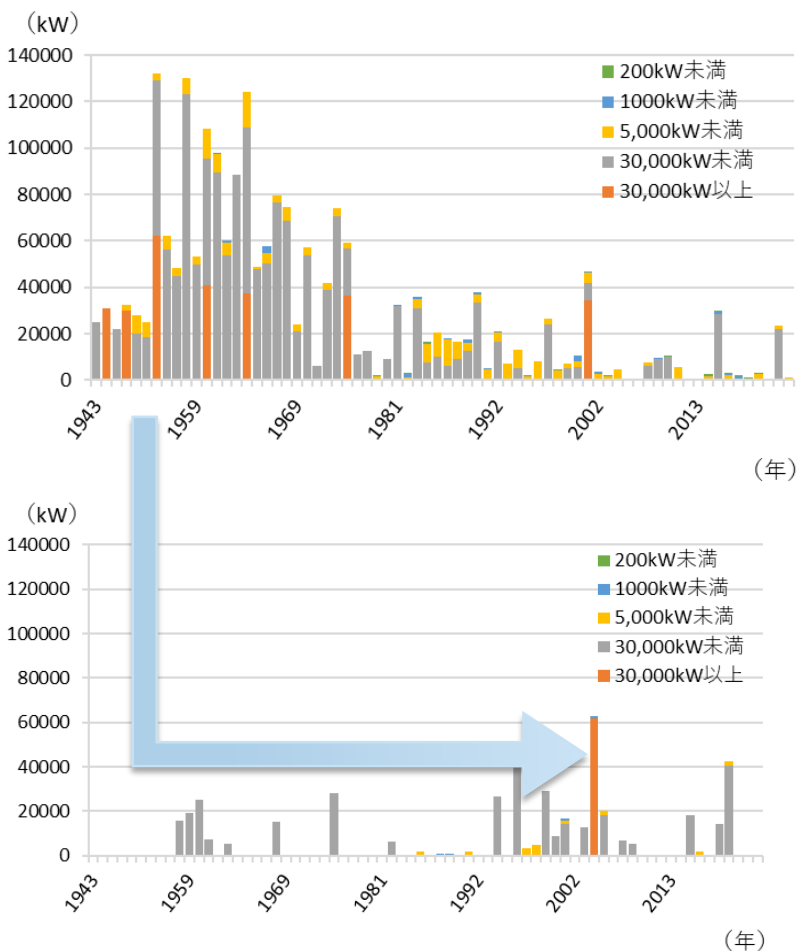


図 運転開始年（上）と設備更新年（下）による発電所（kW（左）、件数（右））の分布

出典：地方公営企業年鑑、水力発電データベース、水力発電所土木設備の再開発・更新事例に関する調査報告書、Renewal & Upgrading of Hydropower Plants、水力発電情報サイト（環境省）

4. 系統制約関連業務

【d.水力発電設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量維持拡大に必要な方策の調査】

②今後の見通しや発電電力量の維持拡大に必要な方策の調査

- ▶ 地方公営企業は設備更新では、経営計画と長期改修計画等に基づいて優先工事の発電所を判断し、経済性を重視した経年劣化対応をしている。
- ▶ 地方公営企業別に稼働年数を整理した結果、稼働年数の地方公営企業平均は49年であった。設備容量の合計が多く、稼働年数も長い発電所

■実施内容

地方公営企業ごとに稼働年数（設備容量で重みづけした加重平均稼働年数）を整理した結果、地方公営企業平均は約49年であった。設備容量の合計が多く、稼働年数も長い発電所（右上部に位置する発電所）は群馬県と宮崎県であった。なお、稼働年数が最長であったのは高知県であった。このうち、群馬県企業局と高知県公営企業局にヒアリングを実施した。

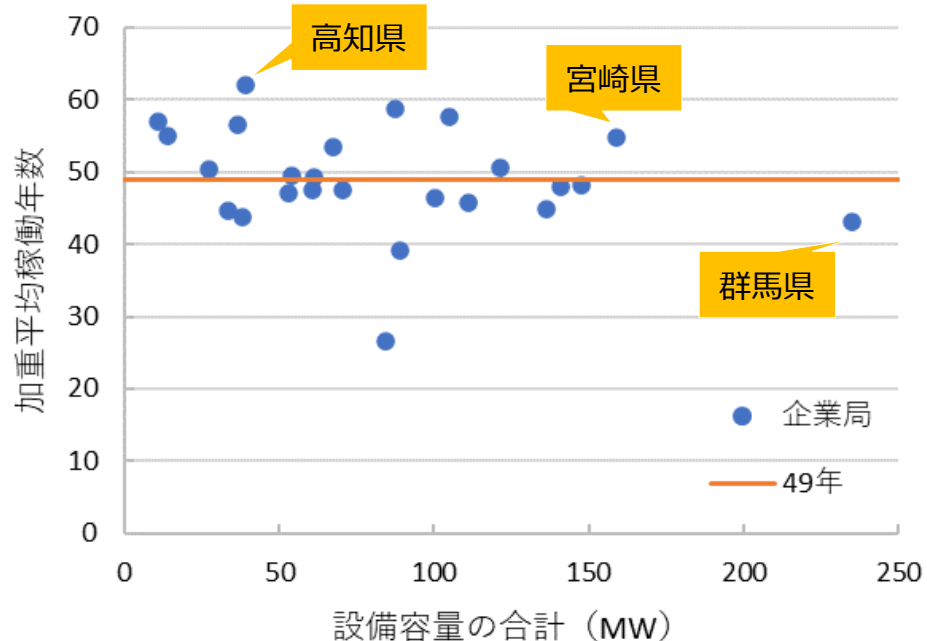


図 地方公営企業別の設備容量の合計と稼働年数の関係

公営電気事業経営者会議事務局のヒアリング結果

- ▶ 地方公営企業の設備更新に係る意思決定は、他の電気事業者と同じく、技術的対応策のコストと便益を比較し、発電所の修繕や更新等を決定する。
- ▶ 地方公営企業は、通常、経営計画と長期改修計画等に基づき、工事の優先順位を発電所の規模、電気料金での回収見通し等から総合的に判断する。経済性を重視した経年劣化対応において、これまでの総括原価方式から市場競争への移行により、投資回収予見性が低下することが見込まれるため、運転開始50年を超える発電所については、設備更新に対する支援が必要である。

地方公営企業へのヒアリング内容

- ▶ 設備更新によって設備利用率が上昇する傾向を確認できず、また発電所の廃止が設備利用率の低下によるものと断定できないため、ヒアリングは、設備更新の実績や見通し、更新を決める方法や対象設備を把握することを目的に実施した。

項目	ヒアリング内容
水力発電所の設備更新の実績と見通し	更新のタイミングと更新計画 更新費用の水準
設備更新を決める事象、方針等	更新のきっかけになる事象 更新の対象機器 廃止の可能性

出典：地方公営企業年鑑（地方財務協会、1984年-2018年）よりPCKK作成

4. 系統制約関連業務

【d.水力発電設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量維持拡大に必要な方策の調査】

②今後の見通しや発電電力量の維持拡大に必要な方策の調査（参考）

- 運用面での対策として、予報や予測の確度を向上させることにより無効放流量を減少させ、発電電力量を増加させる方策がある。
- 設備面では、ランナの最適化や発電機器の統合により、増加を見込むことができる。また、蓄積する堆砂物を定期的に撤去するだけでも発電電力量の維持への貢献になる。

■ 実施内容

表 水力発電の発電電力量維持・強化に必要な対策・施策の例

課題	詳細	対策	発電増加見込み	
運用	<ul style="list-style-type: none"> ➢ オペレータの高年齢化 ➢ 無効放流の発生 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 高年齢化したオペレータの有するノウハウが継承されない。 ➢ 渇水防止のために貯水量を多くしすぎると発電に利用せず放流する水が発生する場合がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 運用方法などノウハウを後継者へ継承するためのナレッジシステムを構築する。 ➢ AIやIoTにより気象予報や気候予測の確度を向上させ、最適な発電運転を行うことで、無効放流量を減少させる。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 増減なし（維持に貢献） ➢ 増加（黒部川水系での実証実験では約3,000kWhの発電電力量増加を見込む）
	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 発電効率の低下 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 機器の老朽化に伴い発電効率が低下する。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ CFD解析によるランナの最適化や老朽化機器の交換により、発電機器の効率を改善する。 ➢ 更新時に発電機器を統合することで効率を向上させる。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 増減なし、もしくは増加（ランナの最適化では1%程度の改善の可能性あり）
設備	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 堆砂物の蓄積 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 堆砂物の蓄積によりダムの貯水量が減少する。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 定期的に堆砂物の撤去を行うことができるような支援を行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 増減なし（維持に貢献）
	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 水利権の更新 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 水利権更新時のステークホルダーとの協議によっては水利権の更新ができないことがある。 ➢ 水利権更新時に発電ガイドラインによる流量規制に伴い、発電電力量が減少する。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 河川環境問題など各種問題とのバランスを踏まえ、既存の使用水量の担保もしくは流量規制の緩和により、有効水量の現状維持以上を目指す（ただし、河川環境の保全の観点から維持放流量の削減は困難とみられる）。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 増減なし、もしくは増加（約17億kWh増加の可能性あり）
政策・制度	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 新規開発の障壁 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 国の計画や制度の変更、電力小売完全自由化等により、将来が見通せず、水力発電所への投資が困難である。 ➢ 開発地点の奥地化や一部法律による規制に伴い新規開発が難航している。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 補助金、規制緩和など、新規開発に関する資金制度的な後押しを国が行う。 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 約480億kWhの増加

出典：環境省委託「平成30年度温室効果ガスインベントリを活用した地球温暖化対策の促進方策等検討等委託業務」業務報告書（三菱UFJリサーチ&コンサルティング, 2019）

4. 系統制約関連業務

【d.水力発電設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量拡大に必要な方策の調査】

②今後の見通しや維持拡大に必要な方策の調査（ヒアリング結果1）

➤ 出力増加を目的とした設備更新を実施する発電所は少なく、機能の維持を目的とした設備更新が多い。稼働年数40年程度を超えている発電所を中心にオーバーホール（長期停止を伴う分解点検）に併せて更新を実施している。

■ 地方公営企業へのヒアリング結果まとめ

群馬県と高知県の地方公営企業に水力発電の設備更新に関するヒアリングを実施した。地方公営企業の設備更新の用語は以下のように整理できることを確認した。

- 「修繕」や「補修」：決算報告書の収益的収支に分類され、発電所の耐用年数を満足させるための費用である。「補修」は小規模な「修繕」を指す。
- 「改良」や「改修」、「更新」：資産計上できるので、資本的収支に相当する。いずれも発電所の経年劣化設備を健全化し、耐用年数を延伸させるためのもので、取得した資産は減価償却費として経営的収支に反映される。

また、出力の増加を目的として設備更新を実施する発電所は少なく、機能維持を目的とした設備更新が多いとの回答が得られた。

ヒアリング事項	群馬県企業局	高知県公営企業局
更新のきっかけになる事象	<ul style="list-style-type: none"> ・日常点検で異音や温度上昇、振動を確認した後、経過観察を続け、外部点検やオーバーホールにより重点的に精査して改修等の実施を判断する。 ・設備更新計画は、日常点検や外部点検の結果を踏まえて、毎年見直している。 	<ul style="list-style-type: none"> ・日常点検で計測する温度や冷却水の水量等の計測データやメーカーの提案により更新を検討する。
更新のタイミングと更新計画	<ul style="list-style-type: none"> ・劣化の程度によるが、稼働年数が40年程度を超えている発電所を中心に、10年ごとに実施するオーバーホールに合わせて更新を実施する。 ・制御用蓄電池や整流器の更新時期は決まっていない。遮断器は約35年、水車ランナは約40年で、停止計画を勘案し更新している。 	<ul style="list-style-type: none"> ・基本的にはオーバーホールに合わせて更新を実施する。 ・機器ごとの更新は法定耐用年数を目安としているが、その都度判断している。 ・設備更新計画は機器の耐用年数、機器の状況、メーカーからの提案を考慮して策定している。 ・主要機器（発電機、水車、導水設備等）の更新は検討中であり、現状の設備更新計画に組み込んでいない。

4. 系統制約関連業務

【d.水力発電設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量拡大に必要な方策の調査】

②今後の見通しや維持拡大に必要な方策の調査（ヒアリング結果2）

- ヒアリングした2つの地方公営企業とも更新費用が増加傾向にあるとの回答であった。その理由として、単価の上昇と回答した地方公営企業もあった。
- 設備更新にあたって、主要機器を更新計画に組み込んでいる地方公営企業とそうでない地方公営企業がある。前者は更新費用の平準化により対応している一方、後者は売電収益が大きく増加していない中で対応に苦慮している。
- 廃止を予定している地方公営企業はなく、設備更新により発電所を維持していく方針との回答があった。

■ 地方公営企業へのヒアリング結果のまとめ

群馬県と高知県の地方公営企業に水力発電の設備更新に関するヒアリングを実施した。

ヒアリング事項	群馬県企業局	高知県公営企業局
更新の対象機器	<ul style="list-style-type: none"> ・主要機器の他、制御装置のPLC基板の更新も多い。 	<ul style="list-style-type: none"> ・これまでに更新した主要機器としては、発電機であればコイルやスラスト軸受け、水車であればランナやガイドベーンがある。 ・計画外の修繕や更新は、発電機のエアクーラー、水車の軸受け、変電所のPD（電圧計測器）がある。
更新費用の水準	<ul style="list-style-type: none"> ・更新費用は発電所の機器のkWにより異なるが、水車ランナは1億円～2億円程度、発電機固定子であれば1台1億円～2億円程度の更新費用が掛かる。 ・更新費用は増加傾向にあり、その理由の一つとして、FITの影響によりメーカーや施工業者の単価の上昇が考えられる。ただし、更新費用が平準化するように調整して設備更新計画を策定しているので、資金面や制度面の問題を感じていない。 	<ul style="list-style-type: none"> ・オーバーホールに係る全体の金額は把握できるが、機器の個別の更新費用を正確に把握することは困難である。 ・更新費用の他、オーバーホールの費用も増加している。 ・売電収入が大きく増加していない状況で更新費用が増加している点に対応に苦慮している。 ・既設機器が損害を受けた場合、機械共済保険や建物共済保険等の要件を満たしていれば、その損害に対して全額又は一部が支払われる。
廃止の可能性	<ul style="list-style-type: none"> ・現時点で廃止を予定している発電所はない。収益が見込めるように設備更新で対応していく方針である。 	<ul style="list-style-type: none"> ・現時点で廃止を予定している発電所はない。ダム式の場合、経営的な理由による廃止可能性があってもダムの撤去費用も必要になる場合があるため廃止の判断がされない可能性がある。

4. 系統制約関連業務

【d.水力発電設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量拡大に必要な方策の調査】

①経年変化の整理、将来見通しの試算（設備更新による設備利用率の変化への影響の整理）

➤ 更新内容が不明であった発電所の更新内容や廃止と扱った発電所の実態をヒアリングにより確認した。基本的には水車を更新したという発電所が多く、また、廃止と扱った発電所は移管されていたことがわかった。

■ 明らかとなった事項

地方公営企業へのヒアリングにより、設備更新を実施した発電所の更新内容を確認した。（赤：群馬県、緑：高知県）
本業務の調査において廃止と扱った発電所について確認したところ、実際には電気事業から水道事業に移管されていたことを確認した。

表 設備更新を実施した発電所のkWの変化と更新内容

発電所名	運転開始年	設備更新年	設備更新前 (kW)	設備更新後 (kW)	更新内容
永瀬	1955	1996	22,500	22,800	発電設備 (水車)
柿生	1962	2005	800	680	発電設備、建屋
相保	1958	2006	7,300	7,700	発電設備 (水車)
滝の上	1994	2016	2,340	1,900	発電設備 (水車)、建屋
胆沢第二	1957	2008	6,200	6,800	発電設備 (水車)
津久井	1947	2003	23,000	25,000	発電設備
天狗岩	1982	1984	-	540	実際は更新なし
奈良保	1989	2004	12,400	12,800	更新なし※
日野谷	1955	2005	61,700	62,000	発電設備 (水車発電機)
白沢	1963	2003	26,000	26,600	発電設備 (水車発電機)
利南	1964	2009	5,300	5,500	導水設備 (サージタンク)

※水車発電機の効率について設計段階で見込んでいた値より運転開始後の実測値の方が高かったため、登録上の設備容量を変更（増大）した。

表 廃止された発電所の基礎情報

発電所名	企業局	発電型式	設備容量 (kW)	廃止時稼働年数
二股	北海道	ダム式	14,700	52
小沢	秋田県	水路式	5,500	26
野沢第一	山形県	ダム水路式	6,100	55
野沢第二	山形県	ダム水路式	11,000	48
小坂子	群馬県	水路式	110	水道事業に移管
藤本	熊本県	ダム水路式	18,200	54

出典：地方公営企業年鑑（地方財務協会、1984年-2018年）、水力発電データベース（電力土木技術協会）、水力発電所土木設備の再開発・更新事例に関する調査報告書（2016年、土木学会）、Renewal & Upgrading of Hydropower Plants（2018年、IEA水力実施協定）、群馬県企業局及び高知県公営企業局ヒアリングより、PCKK作成

4. 系統制約関連業務

【d.水力発電設備利用率の将来見通しと設備更新による発電電力量拡大に必要な方策の調査】まとめ

- 地方公営企業の所有するダム式発電所は、稼働年数により設備利用率が低下する見通しである。設備更新は発電電力量の増加のためではなく、発電所の維持のためとの回答を得た。更新費用も増加傾向にあると回答した地方公営企業があった。
- FITによる収入割合が大きくない地方公営企業にとっては、一般競争入札への移行により収入の見通しが立てづらく更新費用が確保しづらくなる場合があるとすれば、長期的に安定的な価格で売電できる仕組みが円滑な設備更新に有用であると考えられる。

■ 調査結果のまとめ

地方公営企業全体の発電電力量の経年変化の明確な傾向は分からなかったが、ダム式発電所は稼働年数の増加に従って設備利用率が低下する傾向にある。

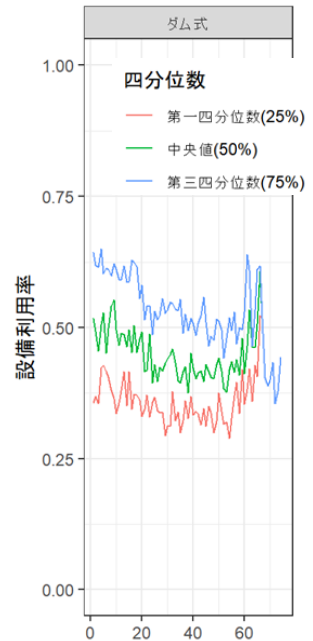


図 ダム式の発電所の稼働年数による設備利用率の変化（四分位数）

稼働年数と降水量を説明変数とした線形回帰モデルでは、2030年（10年後）には稼働年数を原因として0.07%程度低下する試算結果が得られた。ただし、稼働年数より降水量のt値が大きい。

表 ダム式発電所の設備利用率の回帰分析結果

発電型式		ダム式
決定係数		0.19
係数	稼働年数	-0.00074
	降水量	0.000114
標準誤差	稼働年数	0.000193
	降水量	0.000006
t値	稼働年数	-3.82
	降水量	19.13

地方公営企業が所有する水力発電の維持拡大に必要な投資額は電気事業決算報告書等からは確認できないが、群馬県と高知県の地方公営企業へのヒアリングでは、更新に係る費用が増加傾向にあることがわかった。

FITによる収入割合が大きくない地方公営企業にとっては、一般競争入札への移行により収入の見通しが立てづらく更新費用が確保しづらくなる場合があるとすれば、長期的に安定的な価格で売電できる仕組みが円滑な設備更新に有用であると考えられる。

4. 系統制約関連業務

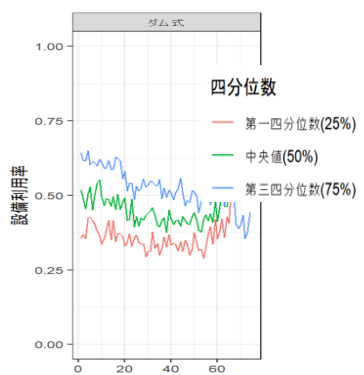
<今年度のまとめと課題>

[d. 水力発電設備利用率の将来の見通しと設備更新による発電電力量の維持拡大に必要な方策の調査]

■ 検討結果

(1) 経年変化の整理、将来見通しの試算

- ▶ 地方公営企業年鑑のデータを基に、地方公営企業の水力発電所の発電電力量と設備利用率の変化を試算した。
- ▶ 地方公営企業全体の発電電力量の経年変化の明確な傾向は分からなかったが、稼働年数の増加に従って設備利用率が低下する傾向にあることを確認した。
- ▶ 稼働年数と降水量を説明変数とした線形回帰モデルでは、2030年には稼働年数を原因として0.07%程度低下する試算結果が得られた。



発電型式		ダム式
決定係数		0.19
係数	稼働年数	-0.00074
	降水量	0.000114
標準誤差	稼働年数	0.000193
	降水量	0.000006
t値	稼働年数	-3.82
	降水量	19.13

図 ダム式の発電所の稼働年数による設備利用率の変化(左) / 回帰分析結果(右)

(2) 今後の見通しや維持拡大に必要な方策の整理

- ▶ 設備更新の実績・見通し、更新を決める方法や対象設備等について、群馬県と高知県の地方公営企業にヒアリングを行った。

表 ヒアリング事項・ヒアリング結果

ヒアリング事項	ヒアリング結果
更新のきっかけになる事象	・日常点検で確認し、外部点検により重点的に精査して改修等の実施を判断している。あるいは、メーカーの提案により更新を検討している。
更新のタイミングと更新計画	・両企業局とも、オーバーホールに合わせて更新を実施している。 ・日常／外部点検の結果を踏まえ、毎年、設備更新計画を見直す。
更新費用	・メーカーや施工業者の単価上昇により、更新費用は増加傾向にある。
発電所の廃止	・廃止予定はなく、収益が見込めるように設備更新で対応する。ダム式の場合、撤去費用を要するため廃止は容易ではない。

- ▶ ヒアリングでは、更新に係る費用が増加傾向にある地方公営企業があることがわかった。
- ▶ FITによる収入割合が大きくない地方公営企業にとっては、一般競争入札への移行により収入の見通しが立てづらく更新費用が確保しづらくなる場合があるとすれば、長期的に安定的な価格で売電できる仕組みが円滑な設備更新に有用であると考えられる。

■ 今後の課題

- ▶ 地方公営企業ごとに収支構造が異なる状況の中で、今後、FIP等の新たな制度が始まるところ、設備の更新や増強の動向を注視していく必要がある。

4. 系統制約関連業務

【e.災害時自立運転可能性調査】

【調査内容】

水力発電を防災面に活用する観点から、地方公営企業の保有する水力発電を対象として、自立運転可能性の状況を調査した。また、災害時（系統停電時）に自営線等で周囲への供給を継続するために必要となる事項について整理した。

■ 実施方針

① 昨年度までの成果

「R1既存インフラ活用再エネ業務」では、地方公共団体（地方公営企業）が保有する水力発電所の運用状況を調査し、一部の水力発電所において、単独運転（自立運転）の可能性が示唆された。

② 業務実施上の着眼点

技術的制約・制度的制約・立地的制約の3つの着眼点を設定し、地方公共団体が保有する水力発電所を対象とし、災害時（系統停電時）における単独運転（自立運転）の可能性、及び水力発電による電気を自営線等で周囲に供給するために必要となる事項について調査した。

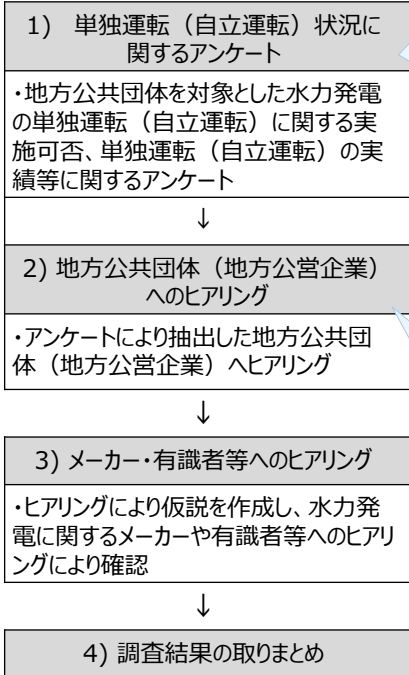


図 調査フロー

■ 実施内容

- 地方公営企業（25件の地方公営企業を想定）を対象としてアンケートを実施
- アンケート結果からヒアリング先を抽出（特に下表の太字の観点から抽出）

項目	具体的な調査内容
基本情報	<ul style="list-style-type: none"> 災害時の電源として活用することへの関心の有無 災害時自立運転（単独運転）に関して検討した経緯 災害時自立運転（単独運転）をした実績の有無
技術的制約	<ul style="list-style-type: none"> 設備仕様上の発電設備の単独運転（自立運転）の可否
制度的制約	<ul style="list-style-type: none"> 災害時の運用に関する電力会社との契約内容・取決め 平常時・災害時の運用体制（保安体制）
立地的制約	<ul style="list-style-type: none"> 災害時自立運転（単独運転）した際の電気の供給先の有無

- ヒアリングにより単独運転（自立運転）に関する詳細を把握
 - 水力発電を単独運転（自立運転）を可能とした動機（非常用発電設備の容量削減のため等）
 - 単独運転（自立運転）を可能とするために必要となった追加的な設備等の有無や追加費用
 - 単独運転（自立運転）のために調整が必要となった関係機関（地方経産局、保安監督部）等
- アンケート及びヒアリングにより、技術的制約・制度的制約・立地的制約に関する仮説整理を行ったうえで、メーカー・有識者等へヒアリング
 - 電力会社へのヒアリングを実施

4. 系統制約関連業務

【e.災害時自立運転可能性調査】

(1) 公営電気事業経営者会議事務局への事前ヒアリング

- 災害時自立運転（単独運転）に関して興味がある地方公営企業は多いが、情報不足で検討や取組を行えていない事業者がいる可能性がある。
- 災害時自立運転（単独運転）の際の需給調整に関する運用体制の構築や運用の難易度が障壁となる可能性がある。

項目	公営電気事業経営者会議事務局からのコメント
基本情報	<ul style="list-style-type: none"> • 地方公営企業の中で 防災に関する取組に関心を持っているところが多いのではないかと思うが、どこからどのような情報を得て、何をどのようにすれば災害時自立運転（単独運転）が実現できるのかという 具体的な情報（例えば地域マイクログリッドによる災害時自立運転（単独運転）の実現等） が不足しているように感じる。 • ある地方公営企業は水力発電所の更新検討の中で単独運転（自立運転）について検討した（プロポーザルの中で提案を求めた）ことがあると聞いている。
技術的制約	<ul style="list-style-type: none"> • 誘導発電機から同期発電機に変更しなくてはならない等、技術的制約は大きいと感じる。 • 災害時の運用に際して、運用者が需給状況を監視・制御するため需給調整を行う必要があるが、体制構築や運用の難易度面から難しく感じる。
制度的制約	<ul style="list-style-type: none"> • 制度的制約（電力会社との契約、運用面）の影響は大きいと感じる。
立地的制約	<ul style="list-style-type: none"> • とある地方自治体で県と村が共同で地域マイクログリッド構築事業を開始する等、取組を開始している※と聞いている。（災害時自立運転（単独運転）した際に周囲に電気を供給できる可能性はあるのではないか）

※地域マイクログリッドでは太陽光発電、木質バイオマス発電、ヒートポンプ給湯器、EMSを組合せたもので、水力発電の活用についてはプレスリリースでは触れられていない

- **上記を受けたヒアリングの方向性検討（技術的制約・制度的制約・立地的制約の調査に際して重視する視点）**
 - 地方公営企業の災害時自立運転（単独運転）の可能性への興味関心の有無や意識について確認を行うと共に、障壁となっている部分の確認を行う。
 - 災害時の運用に関して、単独運転（自立運転）時の需給調整という観点から、体制面・運用面について重点的に調査を行う。
 - 制度的制約は電力会社との契約を含め事業が異なる可能性があるため、個別に確認を行う。

4. 系統制約関連業務

【e.災害時自立運転可能性調査】

(2) 地方公営企業へのアンケート調査

- 地方公営企業（25件）を対象にアンケート調査を実施した。
- アンケート調査では、災害時自立運転（単独運転）を実現する上で基本情報、技術的制約、制度的制約、立地的制約の4点に関する確認を行った。また、アンケート結果に関してはヒアリング先を抽出するための情報とした。

■ アンケート調査の概要

項目	内容
調査対象	地方公営企業※ ¹ ：25件
実施方法	メールによるアンケート調査票の送付
実施時期	2020年11月9日（月）～2020年11月20日（金）※ ²

※¹ 公営電気事業経営者会議に所属する1都1道1府21県1市を対象とした。

※² 11月20日以降メールおよび電話で回答依頼（リマインド）を実施した。

■ アンケート調査の質問内容

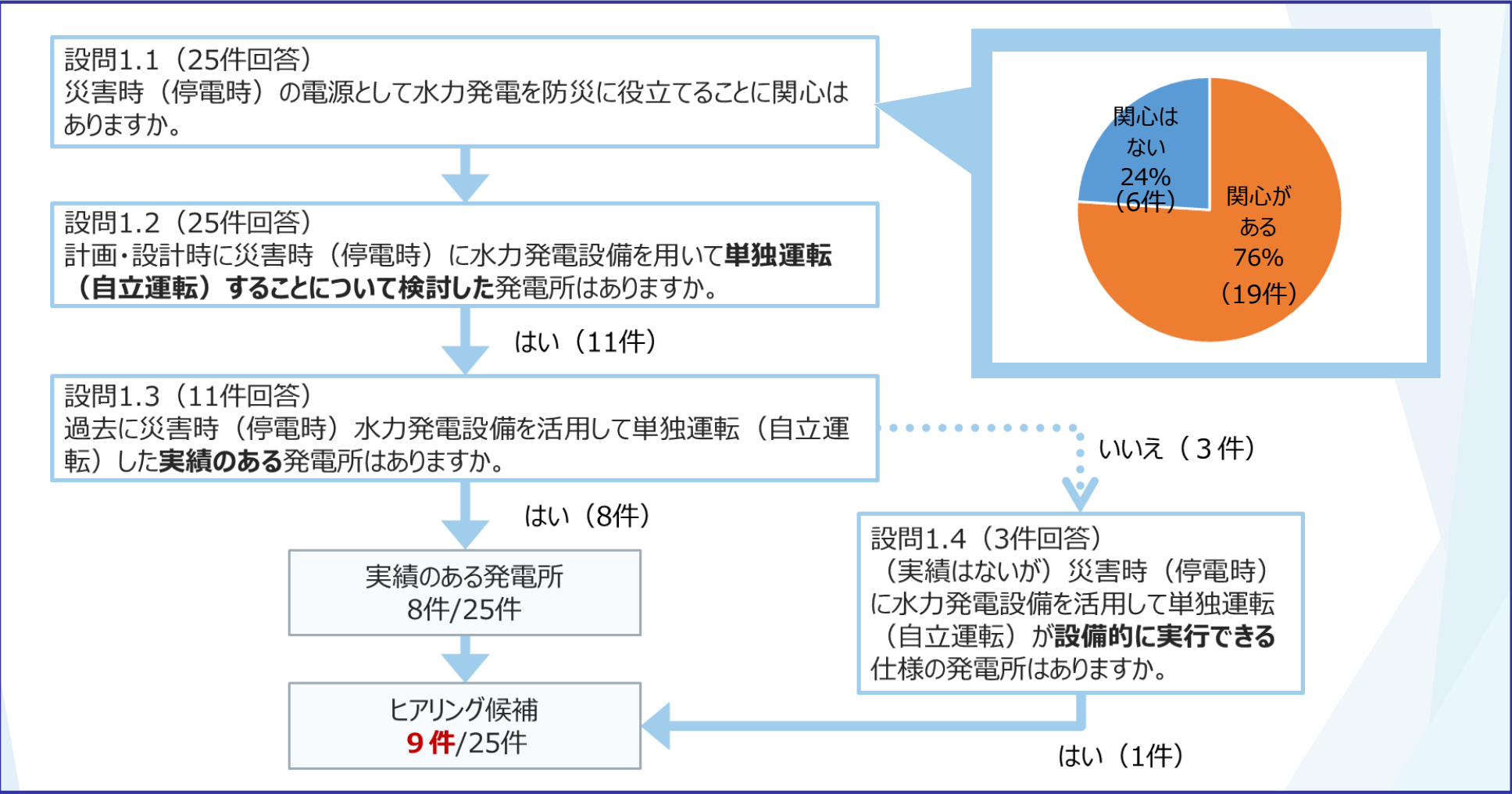
項目	調査内容
基本情報	<ul style="list-style-type: none">・ 災害時の電源として活用することへの関心の有無・ 災害時自立運転（単独運転）に関して検討した経緯・ 災害時自立運転（単独運転）をした実績の有無
技術的制約	<ul style="list-style-type: none">・ 設備仕様上の発電設備の単独運転（自立運転）の可否
制度的制約	<ul style="list-style-type: none">・ 災害時の運用に関する電力会社との契約内容・取決め・ 平常時・災害時の運用体制（保安体制）
立地的制約	<ul style="list-style-type: none">・ 災害時自立運転（単独運転）した際の電気の供給先の有無

4. 系統制約関連業務

【e.災害時自立運転可能性調査】

（3）地方公営企業へのアンケート結果

- 災害に伴う停電時の電源として多くの地方公営企業が水力発電を防災に役立てることに**関心がある**。
- 水力発電所を用いて**単独運転（自立運転）した実績のある**持つ地方公営企業は8件あり、実績はないが設備の仕様上、**単独運転（自立運転）を実施できる**発電所を持つ地方公営企業は1件あった。
- また、上記の9つの地方公営企業をヒアリング先の候補とし、ヒアリング先の抽出を行った。



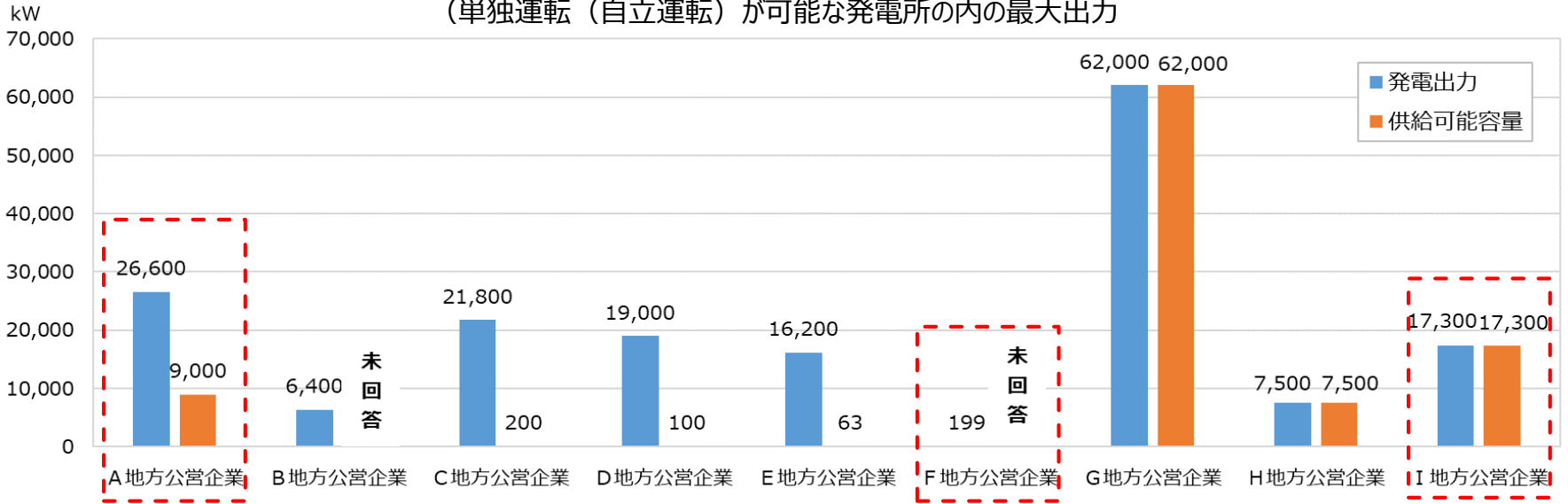
4. 系統制約関連業務

【e.災害時自立運転可能性調査】

（4）地方公営企業へのアンケート結果に伴うヒアリング先の選定

- A 地方公営企業と I 地方公営企業については、単独運転（自立運転）可能な水力発電所は2万6千kW、1万7千kW程度と一定の供給能力があり、且つ、単独運転（自立運転）に関して知りたいこと等への自由記入の質問へも積極的に回答いただいた。
- F 地方公営企業に関しては単独運転（自立運転）可能な水力発電所の容量自体は小さく（小水力発電規模）、FIT売電をしているため今後参考としやすい。
⇒ A 地方公営企業、F 地方公営企業、I 地方公営企業を対象としてヒアリングを行い、災害時自立運転（単独運転）に向けた障壁を把握する。

水力発電所の発電出力と災害時の電力供給可能容量
（単独運転（自立運転）が可能な発電所の内の最大出力



	発電機の種類	単独運転（自立運転）が可能な一番大きい発電所	FIT売電中か否か	他に単独運転（自立運転）可能な発電所
A 地方公営企業	自励式 同期発電機	26,600kW	○（FIT売電中）	5箇所
F 地方公営企業	自励式 同期発電機	199kW	○（FIT売電中）	—
I 地方公営企業	自励式 同期発電機	17,300kW	—	1箇所

4. 系統制約関連業務

【e.災害時自立運転可能性調査】

(5) 地方公営企業が災害時自立運転（単独運転）を実施する上で障壁となっている内容を確認するためのヒアリング調査

➤ アンケート調査の回答結果から、A 地方公営企業、F 地方公営企業、I 地方公営企業を対象とし、電話やWeb会議によって、ヒアリング調査を行った。

■ヒアリング調査の概要

項目	I 地方公営企業	A 地方公営企業	F 地方公営企業
日時	令和2年10月27日（火） 10：00～11：00	令和2年12月18日（金） 16：00～17：00	令和3年1月20日（水） 14：00～15：00
ヒアリング方法	電話	Web会議	Web会議
ヒアリング理由	<ul style="list-style-type: none"> 単独運転（自立運転）の実績がある。 単独運転（自立運転）可能な水力発電所は2万6千kW程度と一定の供給がある アンケートへの自由回答欄にも積極的に回答がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 単独運転（自立運転）の実績がある。 単独運転（自立運転）可能な水力発電所は1万7千kW程度と一定の供給がある アンケートへの自由回答欄にも積極的に回答がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 単独運転（自立運転）の実績はないが、設備的に単独運転可能である。 小水力発電規模の単独運転（自立運転）可能な水力発電所を所有している。
ヒアリング内容	アンケート回答の確認	アンケート回答の確認	アンケート回答の確認
備考	ある地方公営企業には、アンケート作成時にアンケート調査内容に関してヒアリングを行っており、その際に単独運転（自立運転）等に関しても確認を行った。	-	-

4. 系統制約関連業務

【e.災害時自立運転可能性調査】

（6）災害時自立運転（単独運転）を実施する上で障壁となっている内容を確認するためのヒアリング項目

- 地方公営企業の災害時の単独運転（自立運転）について、過去の実績を把握し、現状の課題等を明確にする。
- 単独運転（自立運転）の実績、単独運転可能な設備、現状の運用体制等を確認し、今後災害時自立運転（単独運転）を実施していく上で課題となる内容を整理する。
- ヒアリングにより把握・整理した課題から障壁内容の仮説を作成し、メーカーや有識者等へのヒアリングを実施する。

項目	ヒアリング項目	ヒアリングの目的
基本情報	<ul style="list-style-type: none"> • 災害時自立運転（単独運転）の実績に関して <ul style="list-style-type: none"> ➢ 時期、回数、単独運転（自立運転）の理由等 • アンケートで把握した災害時自立運転（単独運転）に関して課題と知っていること知りたいと考えていること（前ページに記載）に関する詳細確認 	<ul style="list-style-type: none"> • 実際に単独運転（自立運転）を行った際の具体的な状況（計画的な系統停電なのか、事故に伴う系統停電なのか等）を把握し、単独運転（自立運転）の実績に関する前提条件を確認する。 • 単独運転（自立運転）を行う上での課題等に関して把握することで、地方公営企業が把握している内容について整理する。
技術的制約	<ul style="list-style-type: none"> • 単独運転（自立運転）した水力発電所に関して <ul style="list-style-type: none"> ➢ 電気設備に関する図面等の資料確認 ➢ 調査票に設備仕様の記載がないその他の水力発電所の設備概要 	<ul style="list-style-type: none"> • 実際に単独運転（自立運転）可能な水力発電所の設備を把握し、単独運転（自立運転）を行う際の障壁となる技術的制約を把握する。 • 災害時の運用に際して、運用者が需給状況を監視・制御するため需給調整を行う必要があるが、体制構築や運用の難易度面から難しいのではないかと考えており、単独可能な水力発電所の実態を把握する。
制度的制約	<ul style="list-style-type: none"> • 災害時の電力会社との取り決めに関する具体的な契約等の内容 • 需給調整に関しての電力会社との取り決め <ul style="list-style-type: none"> ➢ 周波数の管理等の電力品質の確保 • 運用体制に関して、今後の維持方法 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 有資格者の確保等 	<ul style="list-style-type: none"> • 電力会社との取り決めを確認し、具体的な契約等の内容を把握することで単独運転（自立運転）の障壁となっている事項について把握を行う。 • 現状の運用体制を把握し、今後も維持可能か、また難しい場合はその原因を把握する。
立地的制約	<ul style="list-style-type: none"> • 災害時自立運転（単独運転）した際の電気の供給先 	<ul style="list-style-type: none"> • 供給先を確認し、将来的に地域への供給を検討する際の電気の供給先（規模や用途等）の参考にする。

4. 系統制約関連業務

【e.災害時自立運転可能性調査】

(7) 地方公営企業へのヒアリング結果

➤ ヒアリング結果から把握できた水力発電所等に関する現状の基本情報を整理した。

■ ヒアリング結果から把握できた水力発電所等に関する現状：基本情報

項目	ヒアリング項目	水力発電所等の現状
基本情報	<ul style="list-style-type: none"> 単独運転（自立運転）の実績等に関して 	<ul style="list-style-type: none"> ある地方公営企業では、過去に系統側の電気工事に伴い電力会社からの要請があり、単独運転（自立運転）を行った実績がある。 ある地方公営企業では、過去に一般送配電事業者が所有する送電線の事故が原因で停電し、その際に電力会社の指示の下、単独運転（自立運転）を実施した実績がある。 ある地方公営企業では、水力発電所による非常時電源供給のモデル検討を行っている。
	<ul style="list-style-type: none"> 単独運転（自立運転）に関する現状や課題と知っていること知りたいと考えていること 	<ul style="list-style-type: none"> 災害時の停電において系統からの電力確保が難しいため、災害時の電力供給について関心がある地方公営企業は多いと思われる。 周辺自治体の水力発電所に関する意識は高い。地方公営企業としても地元への地域貢献を進めていきたいと思っている。 近年の電力会社設備の機能の向上により長時間の系統停電が少なくなっている。 将来的に単独運転（自立運転）をもっと積極的に行えるようになれば、災害時の協定を結ぶといった形で関わることはあると思われる。 （一般送配電事業者が）大規模停電時における復旧計画の中において発電事業者に対し、ブラックスタートを依頼・検討するタイミングなどを知りたい。 ある地方公営企業では、令和2年からは新電力の小売電気事業者に売電している。もし、災害時に単独運転（自立運転）を行い新電力と需給契約のない顧客に送電されるならば、その際のお金の流れがどうなるのか確認したい。 送配電事業者との協議を進めているが、単独運転（自立運転）に関して、以前はかなり慎重な対応であったが、最近はある程度前向きという印象である。

4. 系統制約関連業務

【e.災害時自立運転可能性調査】

(7) 地方公営企業へのヒアリング結果

➤ ヒアリング結果から把握できた水力発電所等に関する技術的制約についての現状を整理した。

■ ヒアリング結果から把握できた水力発電所等に関する現状：技術的制約

項目	ヒアリング項目	水力発電所等の現状
技術的制約	<ul style="list-style-type: none">単独運転（自立運転）した水力発電所に関して<ul style="list-style-type: none">➤ 電気設備に関する図面等の資料確認➤ 調査票に設備仕様の記載がないその他の水力発電所の設備概要	<ul style="list-style-type: none">FIT売電に関係なく、新設・改修された発電所は、自励式の同期発電機であれば基本的に単独運転（自立運転）可能な仕様である。ある地方公営企業の所有する水力発電所では、単独運転（自立運転）が可能な水力発電所は大規模な発電所であることが多い。（需給調整ができるのであれば）発電所の定格容量まで単独運転（自立運転）時でも出力可能である。ある地方公営企業の水力発電所は、送電線の事故時は送電用の遮断器が開放されることで、所内負荷設備のみ供給を行う単独運転（自立運転）に自動的に切り替わる。その後電力会社の指示に従って系統側への電気の供給を開始する。ある地方公営企業では、出力が小規模な場合でも単独運転（自立運転）可能な発電所としていくことを想定している。ある地方公営企業がメーカーに確認したところ、発電所に追加設備や既存設備の設置なしに、ソフトウェアを変更することで単独運転（自立運転）可能であると回答があった。系統停電時の発電所の立ち上げに関しては、既設バッテリーを用いてブラックアウトスタートを行うことができる水力発電所がある。発電所は、瞬時の送電線の事故であれば、送電線の健全性（電圧・周波数）を確認後に遮断器を並列し、通常の運用に戻すようになっている。

4. 系統制約関連業務

【e.災害時自立運転可能性調査】

(7) 地方公営企業へのヒアリング結果

➤ ヒアリング結果から把握できた水力発電所等に関する立地的制約についての現状を整理した。

■ヒアリング結果から把握できた水力発電所等に関する現状：立地的制約

項目	ヒアリング項目	水力発電所等の現状
立地的制約	• 災害時自立運転（単独運転）した際の電気の供給先	<ul style="list-style-type: none">• ある地方公営企業では、現状は発電所内で災害時自立運転（単独運転）の電気を活用しているが、将来的には所外への電力供給も想定している。<ul style="list-style-type: none">➤ 発電所周辺には避難所となっている公共施設が存在するケースもある。• ある地方公営企業では、単独運転（自立運転）の際に以下2点に着目して供給先を検討している。<ul style="list-style-type: none">➤ 災害時に稼働する同じ設備に電気を供給することとし、非常用発電機等の合理化➤ 災害時に稼働する別の設備に電気を供給するようにし、災害時に稼働する設備を増やすことによる防災性の向上

4. 系統制約関連業務

【e.災害時自立運転可能性調査】

(7) 地方公営企業へのヒアリング結果

▶ ヒアリング結果から把握できた水力発電所等に関する制度的制約についての現状を整理する。

■ ヒアリング結果から把握できた水力発電所等に関する現状：制度的制約

項目	ヒアリング項目	水力発電所等の現状
制度的制約	<ul style="list-style-type: none">災害時の電力会社との取り決めに関する具体的な契約等の内容需給調整に関する電力会社との取り決め	<ul style="list-style-type: none">ある地方公営企業は、電力会社と電力系統の健全な運用のために協力する旨の取り決めをしている。系統に与える影響を考慮すると電力会社の意思決定・指導の下、単独運転（自立運転）することになる。災害時の単独運用やブラックアウトスタートについては、各発電所に電力会社との取り決めがあり、それに基づいて対応が決められている。防災（災害時の電気の供給）という観点で自治体と直接的に連携しているのは電力会社であり、そのフォローとして地方公営企業が電力会社に協力するという位置付けとなっている。
	<ul style="list-style-type: none">運用体制に関して、今後の維持方法<ul style="list-style-type: none">▶ 有資格者の確保等	<ul style="list-style-type: none">発電所は基本的には中央制御室で遠隔監視・制御し、問題が生じた際には保安・操作のために現地を訪問する体制が一般的である。災害時に単独運転（自立運転）をする場合は、保安・操作員が発電所を訪問して発電所の状態を確認後、単独運転（自立運転）を開始すると思われる。（災害時であっても）水力発電所の運用体制については、平常時の体制と同様の体制を想定している。

4. 系統制約関連業務

【e.災害時自立運転可能性調査】

（7）地方公営企業へのヒアリング結果

- アンケートへの回答に関して、ヒアリング調査を行い技術的制約、制度的制約、立地的制約の3つの視点における災害時自立運転（単独運転）を実施していく上での課題を確認した。
- 技術的制約、立地的制約については大きい課題はなく、制度的制約として事業者間での災害時自立運転（単独運転）に向けた調整が課題となる可能性がある。

■ヒアリング結果から把握できた災害時自立運転（単独運転）実現に向けての課題

項目	災害時自立運転（単独運転）実現に向けた課題
技術的制約	<ul style="list-style-type: none">• 需給調整を行う発電機の制御システム（ソフトウェア）の変更が必要な場合がある。• 大きい容量の水力発電所から、相対的に小さい負荷に電気を供給する場合、需給バランスの調整を行うことが単独の水力発電所では難しい場合がある。
立地的制約	<ul style="list-style-type: none">• 大規模な発電所の場合は、電力の需要先が近隣にない場合があるため、単独運転（自立運転）を行っても所内負荷のみにしか供給できない可能性がある。
制度的制約	<ul style="list-style-type: none">• 災害時の電力供給に関して、自治体と直接的に連携しているのは電力会社（一般送配電事業者等）であり、地方公営企業がそれに協力するという形が現状は多い。• 電力供給に係る責任範囲等を予め決めておかないと、地方公営企業と一般送配電事業者、小売電気事業者との連携が難しい可能性がある。• 送配電線の系統構成状況に関する情報は一般送配電事業者が把握しているため、単独運転（自立運転）を行う際は、保安の観点から一般送配電事業者の協力が必要となる場合がある。• 発送電分離に伴い、様々な小売電気事業者と契約している需要家がいるため、災害時の電気の供給を行うためには多くの事業者と調整を行う必要があるのではないか。
その他	<ul style="list-style-type: none">• 単独運転（自立運転）に関する具体的な実現方法や制度動向を単独で把握し続けていくことは難しいと感じている事業者もいた。

4. 系統制約関連業務

【e.災害時自立運転可能性調査】

(8) 災害時自立運転（単独運転）を行う方法

➤ 平常時から自営線や配電事業を活用して電気を供給している場合、災害時自立運転（単独運転）も同様のスキームで供給が可能と考えられる。
 ➤ 一般送配電事業者の要請に伴い災害時にのみ電気を供給することは、実施した多くの事業者との事前の調整が必要となると考えられる。また、災害時自立運転（単独運転）開始について地方公営企業が判断することは難しいものと考えられる。

方法	一般送配電事業者の要請に伴う 災害時自立運転（単独運転）	自営線を用いた 災害時自立運転（単独運転）	配電事業（R4年4月施行予定） による災害時自立運転（単独運転）
概要	一般送配電事業者の要請に伴い災害時等において電気の供給を実施	既存の送電線以外の自営線等の電線路を活用することで平常時・災害時問わず電気の供給が可能	配電事業制度を活用し、既存の配電線を活用して平常時・災害時問わず電気の供給が可能と考えられる
電力供給に用いるスキーム	<ul style="list-style-type: none"> 一般送配電事業 小売電気事業 	<ul style="list-style-type: none"> 自家発自家消費、特定供給（登録特定送配電事業※） 	<ul style="list-style-type: none"> 配電事業 小売電気事業
災害時自立運転（単独運転）のために想定される調整先	<ul style="list-style-type: none"> 一般送配電事業者 小売電気事業者 	<ul style="list-style-type: none"> 需要家（電気の供給先）（登録特定送配電事業者※） 	<ul style="list-style-type: none"> 配電事業者 小売電気事業者
災害時自立運転（単独運転）転に向けた課題等	<ul style="list-style-type: none"> 電力供給に係る責任範囲等を予め決めておくことが必要 保安の観点から単独運転（自立運転）を行う際は一般送配電事業者の協力が必要 電力自由化により様々な小売電気事業と契約している需要家がいるため、多くの事業者と調整を行うことが必要となる可能性がある 	<ul style="list-style-type: none"> 平常時から電気を供給している場合、災害時自立運転（単独運転）でも同様のスキームで電気を供給可能と想定される 	<ul style="list-style-type: none"> 平常時から電気を供給している場合、災害時自立運転（単独運転）でも同様のスキームで電気を供給可能と想定される 配電事業者、小売電気事業者との調整は必要となる可能性がある
実現に向けての地方公営企業の取組	<ul style="list-style-type: none"> 一般送配電事業者、小売電気事業者等との事前の調整が必要 単独運転（自立運転）開始のタイミングや供給エリアは地方公営企業以外が判断 	<ul style="list-style-type: none"> 自身で自営線の整備が必要 （一般の需要に供給するには登録特定送配電事業者が必要） 単独運転（自立運転）開始のタイミングや供給エリアについて地方公営企業が関与可能 	<ul style="list-style-type: none"> 配電事業者や小売電気事業者等との事前の調整が必要 単独運転（自立運転）開始のタイミングや供給エリアについて地方公営企業が関与可能

※一般の需要に応じて電気を供給する場合は登録特定送配電事業の活用が必要

4. 系統制約関連業務

<今年度のまとめと課題>

【 e. 災害時自立運転可能性調査 】

■ 調査結果

表 アンケート・ヒアリング結果

項目	災害時自立運転（単独運転）実現に向けた課題
技術的制約	<ul style="list-style-type: none">需給調整を行う発電機の制御システム（ソフトウェア）の変更が必要な場合がある。需給バランスの調整の観点から、電気の供給先と発電所の規模（容量）をある程度合わせる必要がある。
立地的制約	<ul style="list-style-type: none">発電所の立地により、電力の需要先が近隣にない場合がある。（発電所によっては近隣に公共施設が立地する場合もある。）
制度的制約	<ul style="list-style-type: none">災害時の電力供給に関して、自治体と直接的に連携しているのは電力会社（一般送配電事業者等）であり、企業局がそれに協力するという形が現状は多い。電力供給に係る責任範囲等を予め決めておかないと、企業局と一般送配電事業者、小売電気事業者との連携が難しい可能性がある。送配電線の系統構成状況に関する情報は一般送配電事業者が把握しているため、単独運転を行う際は、保安の観点から一般送配電事業者の協力が必要となる場合がある。発送電分離に伴い、様々な小売電気事業者と契約している需要家がいるため、災害時の電気の供給を行うためには多くの事業者と調整を行う必要があるのではないか。
その他	<ul style="list-style-type: none">単独運転に関する具体的な実現方法や制度動向を単独で把握し続けていくことは難しいと感じている企業局もあった。

表 調査で判明した平成31年に実施された災害時自立運転（単独運転）の事例

発電所名	発電所設備概要	単独運転時の電気の供給先
シューパロ発電所	出力26,600kW 自励式同期発電機	夕張市全域の需要家 約9,000kWへ供給

- 技術的に大きな制約はないことが判明した。
- 立地的制約についても発電所次第ではあるが、災害時自立運転を行った場合の電気の供給先となり得る公共施設がある発電所も存在した。
- 一般送配電事業者の要請に伴い災害時自立運転を行っている事例があることを確認した。その場合、単独運転開始のタイミングや供給エリアは企業局以外が判断することとなっていた。

■ 今後の課題

- 企業局の水力発電所を活用した災害時自立運転（単独運転）の実現に必要な実現性の高いモデルや具体的な実現方法等の情報を企業局単独で整理・把握していくことが難しい場合があるため、継続的な情報提供が必要ではないか。

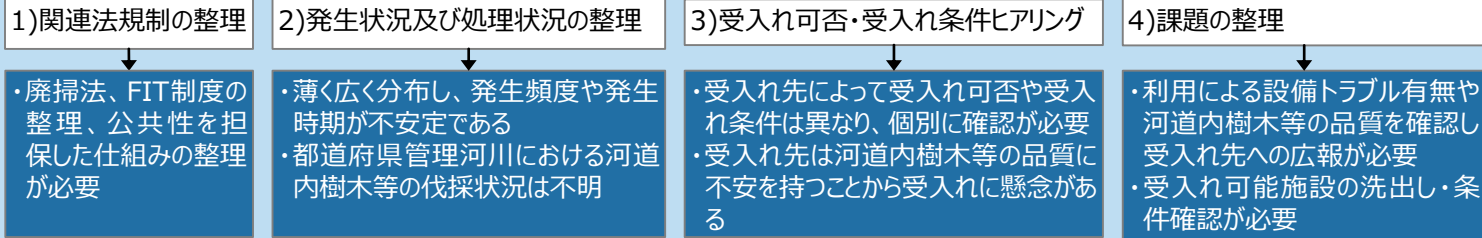
5. バイオマス関連業務

A. 河道内樹木・ダム流木の利活用検討

B. 堤防除草の利活用検討

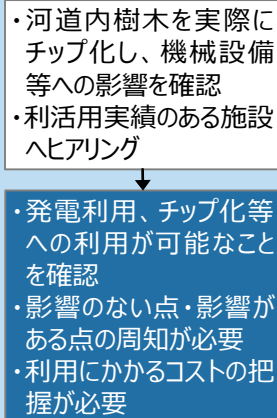
H30

1. 国土交通省管理河川における処理実態・発電所等の受入れ可否実態把握

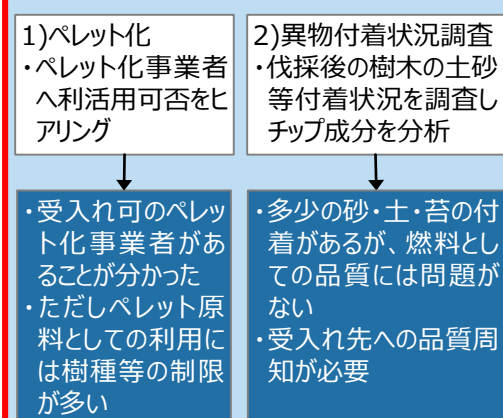


R1

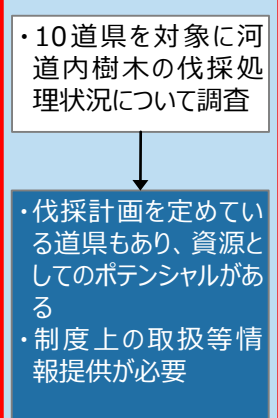
2. 実証モニタリング



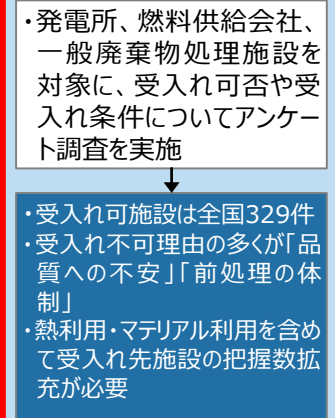
3. 受入れ不可要因の調査



4. 都道府県の実態把握



5. 全国の受入れ可否把握



R2

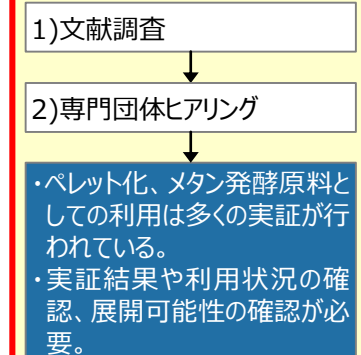
<アウトプット>

- 受入れ可施設一覧
- 河道内樹木の品質資料
- 受入れ事例

<調査結果総括>

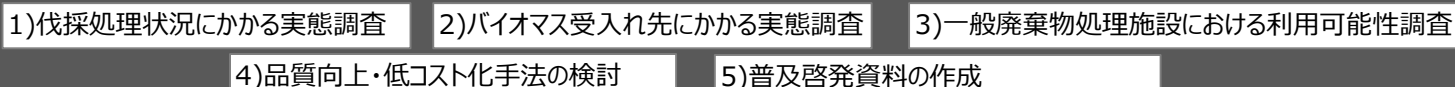
- 発電等への利用が十分可能な発生量ポテンシャル・品質がある
- 受入れ可能な施設は全国329件

1. 除草バイオマスの利用方法調査



R3

河道内樹木等の利活用検討



堤防除草の利活用検討



5. バイオマス関連業務

<本検討の目的>

- 従来利用されてこなかった河道内樹木やダム流木をバイオマス発電等へ利活用することで、温室効果ガス排出量の削減や伐採処理費の削減といった効果を得ることを目的として、利活用へ向けた検討を行った。

<河道内樹木・ダム流木の課題>

- 河道内樹木は洪水時の流下障害、ダム流木はダム施設の損傷リスクがあるため、適切な管理のもとで樹木伐採や回収処理が必要。
- 両者とも処理費用が高く、コスト削減が必要。
- 樹木伐採・処理費用を抑えつつ、必要な流下能力の確保・流木対策を行うことが求められる。



(上) ダム流木の例
(下) 河道内樹木の例
写真出典：国交省・関東地整HP

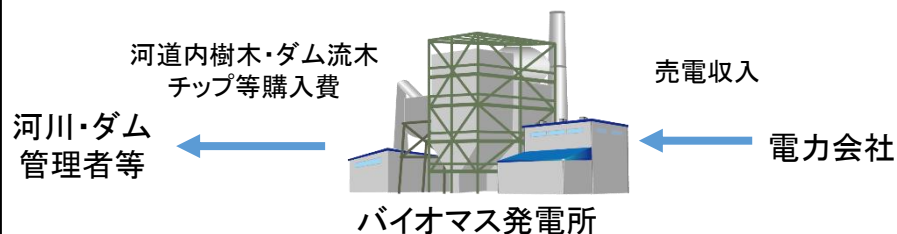
現在の河道内樹木・流木の処理状況

- 年間10万m³以上の伐採木、4万m³以上のダム流木が発生している。
※平成28～平成29年度 国交省管理河川・ダムにおける実績
- 伐採木・流木の多くが民間の中間処理施設で処理されており、多くの処理費がかかっている。
- 再利用されず焼却処分される例もある



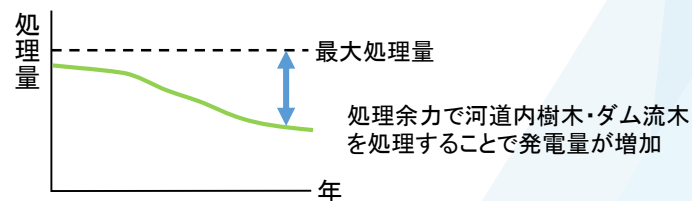
①既存の木質バイオマス発電所等で利用

- 有価物として扱うことで処理費の低減に期待できる
- 再生可能エネルギーの燃料としての資源有効活用が期待できる



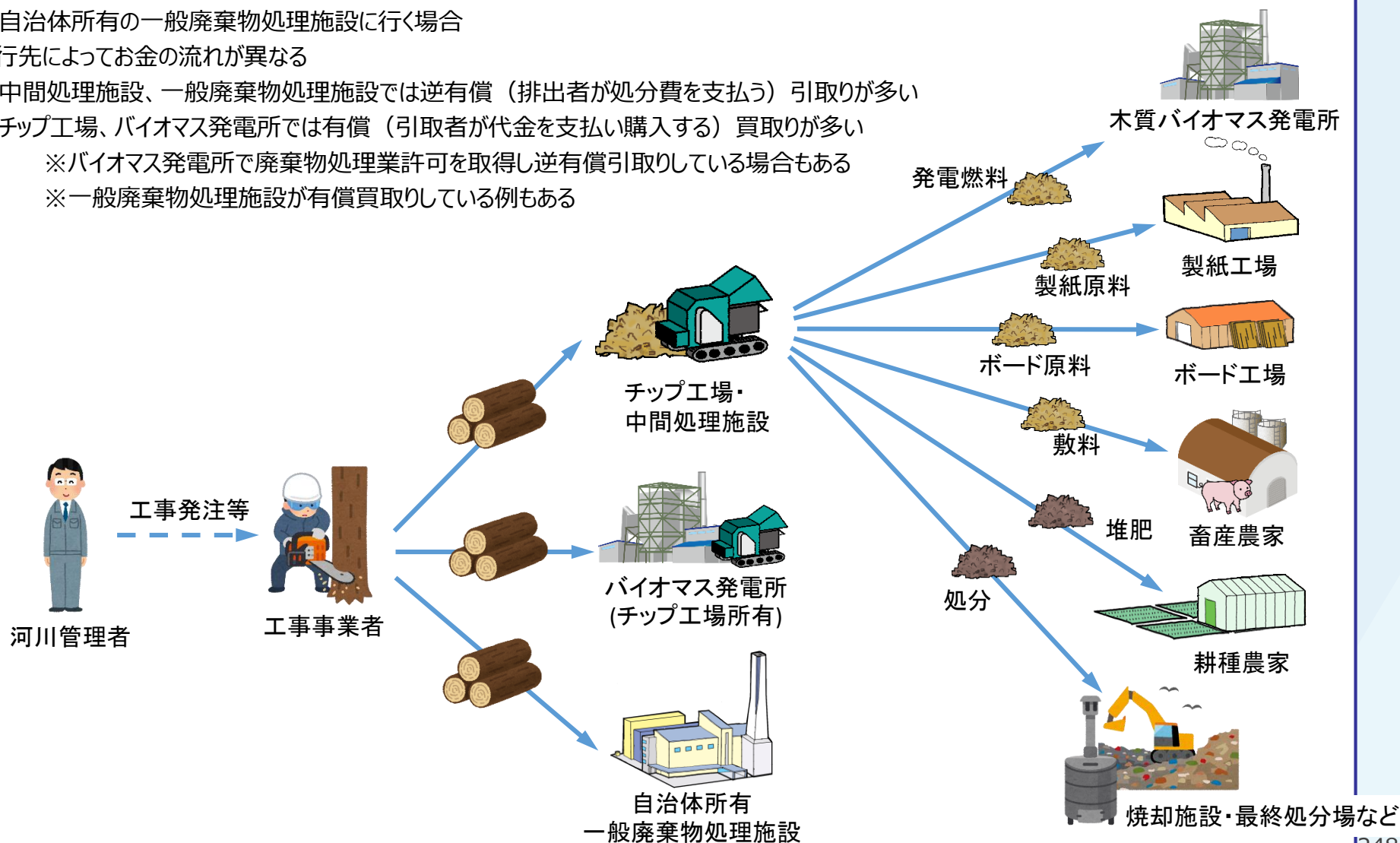
②既存の一般廃棄物処理施設(発電を行う施設)で処理

- 近年人口減少等によりごみ量は減少しており処理能力に余力が生じる施設がある
- 余力を活用しごみ発電の発電量を増加することで既存施設の有効活用に繋がる



5. バイオマス関連業務

- 工事現場で発生したバイオマスの現在の流通経路は下記の3パターンに分かれる
 - チップ工場や中間処理施設に行く場合
 - チップ工場を所有するバイオマス発電所に行く場合
 - 自治体所有の一般廃棄物処理施設に行く場合
 - 木材の行先によってお金の流れが異なる
 - 中間処理施設、一般廃棄物処理施設では逆有償（排出者が処分費を支払う）引取りが多い
 - チップ工場、バイオマス発電所では有償（引取者が代金を支払い購入する）買取りが多い
- ※バイオマス発電所で廃棄物処理業許可を取得し逆有償引取りしている場合もある
 ※一般廃棄物処理施設が有償買取りしている例もある



5. バイオマス関連業務

【1）河川付近のバイオマス利活用に関する実証のモニタリング】

【検討/調査内容】

「令和元年度 既存インフラを活用した再エネ普及加速化事業」における木質バイオマス発電所への河道内樹木利用に関するヒアリング調査では、河道内樹木の利用に対し発電設備のトラブル等の影響を懸念し利用に慎重な回答をする事業者もいたことから、実際に河道内樹木の利用を行った際の影響や効果等をモニタリングし取りまとめる。

■実施方針

- ・ 発電利用を想定した伐採・チップ化を行い、通常の伐採との違いや山林等の木材との違い、トラブルの有無についてヒアリングを行う。
- ・ 利用に際して関連する法制度や手続きの内容、CO₂排出削減効果や処理コスト削減効果について取りまとめる。
- ・ 受入れ実績のある発電所や一般廃棄物処理施設にヒアリングを行い、河道内樹木利用におけるトラブル有無や課題について整理する。

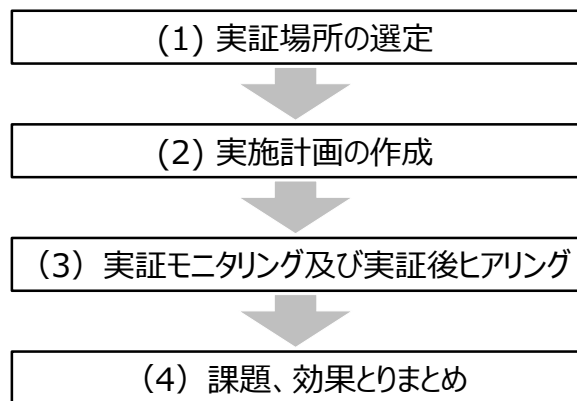


図 検討/調査フロー

■実施内容

①山形県における実証調査

- ・ 山形県の最上川流域における公募伐採事業を対象に調査を行う。
- ・ 実証は伐採から発電用燃料としてのチップ化工程までを対象に実施し、伐採事業者、チップ化事業者にヒアリングを行う。
- ・ CO₂排出削減効果や処理コスト削減効果について取りまとめる。

②関東地域における発電所意向調査

- ・ 関東地域の伐採予定地周辺の発電所を対象に、河道内樹木利用意向について調査を行う。

③栃木県における実証調査

- ・ 栃木県の渡良瀬川における河道内樹木伐採工事を対象に調査を行う。
- ・ 実証は伐採から製紙用としてのチップ化工程までを対象に実施し、伐採事業者、チップ化事業者にヒアリングを行う。
- ・ CO₂排出削減効果や処理コスト削減効果について取りまとめる。

④一般廃棄物処理施設におけるヒアリング調査

- ・ 受入れ実績のある一般廃棄物処理施設に対し、河道内樹木の受入れ時の状況や課題についてヒアリングを行う。

⑤木質バイオマス発電所におけるヒアリング調査

- ・ 河道内樹木の受入れ実績がある発電所を運営する各事業者に対し、受入れ時の状況及び受入れにかかる課題等についてヒアリングを行う。

【期待される成果イメージ】

- 河道内樹木活用に係る課題点の抽出
- 受入れ側・河川側双方における手続き内容等の整理

5. バイオマス関連業務

【1）河川付近のバイオマス利活用に関する実証のモニタリング】

①山形県における実証調査

> 山形県の管理河川における公募伐採における伐採樹木について、チップ化の実証を行った。
 > 伐採地はハリエンジュを主とした約3haであり、直径4cm～42cm程度の樹木が繁茂していた。

■ 調査地概要

表 伐採地概要

管轄	山形県
河川名	置賜野川
伐採地先	山形県長井市
伐採面積	約3ha
樹種	ハリエンジュ
繁茂状況	樹高：最小3m、最大17m、平均10m 胸高直径：最小4cm、最大42cm、平均17cm 密度900～1,100本/ha程度
備考	最上川官民連携プラットフォームにより、9年間の河道内樹木の伐採・利用を民間企業が行う



図 伐採地位置図



図 伐採地航空写真



5. バイオマス関連業務

【1）河川付近のバイオマス利活用に関する実証のモニタリング】

①山形県における実証調査

> 山形県の管理河川における公募伐採における伐採樹木について、チップ化の実証を行った。
 > チップ化工程においては、トラブルや追加作業はなく伐採木利用が可能であることが分かった。

■ 調査結果

- チップ化によるトラブルや、河道内樹木を利用したことによる追加作業はなく、チップ化事業者としては山林由来の木材との違いは感じられないという結果となり、河道内樹木の利用が可能なが分かった。

表 木材利用による効果

木材販売量	バイオマス利用：115t フローリング材：30m ³
CO ₂ 排出削減量	43.7t-CO ₂ <small>※バイオマス利用を行った115tを対象に低位発熱量を後述のチップ成分分析結果より2,652kcal/kg、発電効率を栃木県の発電事業者の公表値27%として、東京電力エナジーパートナーの排出係数0.455kg-CO₂/kWhを発電電力で代替することによる削減量を算出した。</small>
処理コスト削減額	約150万円 <small>※木材販売量に③栃木県における実証での処理費ヒアリング値を乗じて算出した。</small>

表 ヒアリング結果

伐採事業者	<ul style="list-style-type: none"> 伐採は、チェーンソーで伐倒し、グラブで掴み振るうことで大まかに枝を落としている。造材はチェーンソーで1本ずつ行っている。 公募伐採は伐採事業者としては利益が出ないが雇用維持の側面もあり実施している。 今回丸太を販売するチップ化事業者は一般木質バイオマス用丸太を高値で買い取るため販売できているが、他の近隣チップ化事業者や発電所の価格では販売できない。 バイオマス利用を行わない他の現場との作業上の違いはあまり感じていない。
チップ化事業者	<ul style="list-style-type: none"> 山林由来の木材と違いはなく、トラブルや追加作業は発生しなかった。他の木材と同じ扱いをしている。 2020年度は、本実証のほかはトラック1台分の河道内樹木受入れがあった。実績が少ないが、今までに河道内樹木の受入れでトラブルや品質に気になる点が生じたことはない。



5. バイオマス関連業務

【1）河川付近のバイオマス利活用に関する実証のモニタリング】

② 関東地域における発電所意向調査

➢ 関東地域内の伐採予定地付近の発電所等に、河道内樹木等の利用意向に関する問合せを実施した。
 ➢ 問合せの結果、チップ形態での持込みが条件である発電所が多く、付近に有価買取可能なチップ工場の存在が必要である。
 ➢ 廃棄物として処理費を取ってチップ化し、チップをリサイクル販売する形態の中間処理業者が多いことから「低コストでのチップ化」を行うことが課題となる。

■ 問い合わせを行った発電所等

- ・ 関東地方整備局管内の伐採予定地付近の発電所 8 件

■ 問合せ結果

- ・ 8 件中回答が得られたのは 5 件
- ・ 5 件中 3 件は発電所及び近隣チップ工場ともに逆有償引取が基本であり、低コスト化が見込めない
- ・ 低コストにチップ化を行うサプライチェーン構築が課題である。

表 問い合わせ結果

発電所名	問い合わせ結果
A	実証協力は可能 チップ形態での持込みが必要であり、近隣に有価買取チップ工場はあるがFIT制度上の対応等が現状では困難
B	実証協力は可能 隣接チップ工場で原木受入れが可能だが逆有償引取
C	実証協力は可能 原木受入れ可能だが逆有償引取
D	実証協力は可能 チップ形態での持込みが必要であり、近隣チップ工場の有価買取の事業者は河道内樹木受入れ不可
E	燃料調達会社との調整が必要であるため実証協力不可 (発電所としては河道内樹木受入に興味あり)
F・G・H	問合せ不可



図 伐採予定地及び発電所位置図

- 凡例：
- 伐採予定地
 - 問合せ発電所
 - 対象外発電所
(今年度伐採予定地から遠いため対象外とした)

5. バイオマス関連業務

【1）河川付近のバイオマス利活用に関する実証のモニタリング】

③ 栃木県における実証調査

- 栃木県足利市内の国交省直轄管理河川における維持管理工事における伐採樹木について、チップ化の実証を行った。
- 伐採地はハリエンジュを主とした計1.5haであり、直径2cm～28cm程度の樹木が繁茂していた。

■ 調査地概要

表 伐採地概要

管轄事務所	渡良瀬川河川国道事務所
河川名	渡良瀬川
伐採地先	栃木県足利市緑町地先
伐採面積	計1.5ha
樹種	ハリエンジュ
繁茂状況	樹高：最小2m、最大13m、平均6m 胸高直径：最小2cm、最大28cm、平均10cm 密度1,600～1,800本/ha程度
備考	1.5haの伐採地のうち、一部を実証用としてチップ化を行った。



図 伐採地位置図



図 伐採地航空写真



5. バイオマス関連業務

【1）河川付近のバイオマス利活用に関する実証のモニタリング】

③ 栃木県における実証調査

- チップ化を想定した河道内樹木伐採は、枝払い・玉切りなどの通常実施しない追加作業が発生した。今後は工事費の増加費用を把握しバイオマス利用によるコストを把握する必要がある。
- 伐採した河道内樹木をチップ化したところ、トラブルや追加作業はなく河道内樹木の利用が可能であることが分かった。

■ 調査結果

表 木材利用による効果

河道内樹木利用量	製紙用チップ材：5.77t（2m丸太125本）
CO ₂ 排出削減量	本実証木材を発電用とした場合：2.2t-CO ₂ 伐採地全体で発電用利用した場合：21.2t-CO ₂ ※河道内樹木の低位発熱量を後述のチップ成分分析結果より2,652kcal/kg、発電効率を近隣事業者公表値より27%として、東京電力エナジーパートナーの排出係数0.455kg-CO ₂ /kWhを発電電力で代替することによる削減量を算出した。
処理コスト削減額	本実証による削減額：約15千円 伐採地全体でバイオマス利用した場合の予測削減額：約150千円 ※5.77tの少量を利用したときの追加作業人工から算出したため効果が過小評価されている可能性がある。利用にかかるコストの把握が必要である。

表 ヒアリング結果

伐採事業者	<ul style="list-style-type: none"> 通常の工事における伐採は、フェラーバンチャ（伐倒用重機）を用いて立木の状態で上部から運搬可能な長さで裁断していく方法を取っている。 河道内樹木の伐採では、通常は枝払い・玉切り（丸太の長さを揃えて切る）を行うことは少ない。 今回のような作業は、予め工事契約に含まれていれば実施も可能であるが、積算単価が無いため単価の整理が必要だろう。
チップ化事業者	<ul style="list-style-type: none"> 今回使用した木材と、河道内樹木以外の木材との違いは感じられない。 チップ化工程でトラブル等は発生しなかった。搬出時に、地面に接していた木材は重機で繰り返し掘り持ち上げることで砂を落とすが、これは河道内樹木以外の木材でも実施することで特別な追加作業は無かった。 発電に利用する場合は、取引発電所が水分率40%以下と指定があるが、今回の木材は40%以上と予想される。 地面と木材との間に枝葉を敷くなどの工夫があるといい。苔はチップ化工程である程度取り除かれるため気にしていない。



図 チップ化用に伐採された河道内樹木



図 チップ化用以外の河道内樹木の積込の様子

5. バイオマス関連業務

【1）河川付近のバイオマス利活用に関する実証のモニタリング】

③ 栃木県における実証調査

■ 処理コスト削減効果の算出について

表1 河道内樹木利用により削減された処理費と追加作業コストを考慮したコスト削減効果

	削減された処理量 (t)	処理単価 (円/t)	処理費削減額 (円) <A=処理量×処理単価>	増加コスト (円) <B=表2>	コスト増減計 (円) <C=A+B>	数値出典
本実証による利用量の場合	5.77	11,000	-63,470	48,362	-15,108	削減された処理量は実証によるチップ化事業者への運搬量。処理単価は工事業者へのヒアリング値を使用。増加コストは表2参照。
伐採地全体での利用量(予測値)の場合	56	11,000	-616,000	611,859	-146,629	削減された処理量は表3を参照。処理単価は工事業者へのヒアリング値を使用。増加コストは表2の利用量1tあたり増加コストから算出。
直轄河川全体での年間利用量(予測値)の場合	42,000	11,000	-358百万	273百万	-85百万	平成29年度伐採量実績値167千m ³ /年に、本伐採地の利用率(予測値)35%、木くず重量換算係数0.55t/m ³ を乗じて算出。

表2 河道内樹木利用により追加発生した作業コスト(枝払い・玉切り)

	作業日数 (人日、日)	単価 (円/日)	増加コスト (円)	数値出典
造園工	1	20,400	20,400	作業日数は工事業者へのヒアリング値を使用。単価は公共工事設計労務単価の栃木県単価を使用。
0.45m ³ フェラーバンチャ	0.5	34,224	17,117	作業日数は工事業者へのヒアリング値を使用。単価は「令和2年度版建設機械等損料表」(日本建設機械施工協会)より[バックホウ標準型・排出ガス対策型(2014年規制)0.45m ³]と[バックホウ用アタッチメント開口幅1,700~2,000mm]を使用
特殊作業員(フェラーバンチャオペレータ)	0.5	21,700	10,850	造園工と同様
計			48,362	
利用量1tあたり増加コスト			8,382	48,362円÷5.77t(実証におけるバイオマス利用量)

表3 伐採地全体での利用量予測

	単位	測定値・算出値	備考
平均胸高直径	cm	9.97	200m ² 円形プロット×2の平均値
平均樹高	m	5.71	200m ² 円形プロット×2の平均値
平均胸高直径10cm以上の幹材積	m ³	2.50	200m ² 円形プロット×2における合計幹材積。幹材積は森林総研「幹材積計算プログラム」の前橋・広葉樹にて算出
利用量(予測値)	m ³	64	2.5m ³ /400m ² ×14,586m ² ×0.7
	t	56	64m ³ ×0.88t/m ³

※実証におけるチップ化事業者の引取規格が直径10cm以上であることから、平均胸高直径10cm以上樹木に造材歩留まりを考慮して算出した。

※14,586m²：伐採地面積
 ※0.7：造材歩留まり設定値
 ※0.88t/m³：実証で計測した材積と重量より算出

5. バイオマス関連業務

【1）河川付近のバイオマス利活用に関する実証のモニタリング】

④一般廃棄物処理施設におけるヒアリング調査

- 河道内樹木の受入れ実績がある一般廃棄物処理施設へヒアリングを実施した。
- ヒアリング先施設によると、受入れは可能であるが、現状では処理量が増加すると処理コストも増加すると考えられている。
- 受入れの際には、年度初めに年間持込量の予想について連絡があるが、工事の度に都度調整を行うといったことはしていない。

■ 調査結果

表 主なヒアリング結果

受入れ実績	<ul style="list-style-type: none">河道内樹木の受入れ実績があり、再生利用業者が処理できなかったものを受け入れている。
受入れ条件	<ul style="list-style-type: none">受入れ可能量に関しては特段設定していない。受入れ可能部位・サイズは、各施設で部位（木の幹、廃木材、木の根）別に規定サイズを設定している。受入れ可能時期は、限定していない。受入れ料金は、一般市民の持ち込み料金と同様である。
受入れの流れ	<ul style="list-style-type: none">受入れに関して事前調整は特段実施していないが、年度初めに当年度の持込量について河川事務所から連絡がくる。必要な手続きは、一般市民同様、持ち込みの申請書を都度記入し提出する。
受入れによる影響	<ul style="list-style-type: none">樹木が入った場合でも特別な対応はしていない。
受入れに係る課題	<ul style="list-style-type: none">コストについて、余力を活用し発電量が増えたとしても、薬剤等のユーティリティ費が高くなると予想され処理量増加で市の負担が増えると考えている。住民対応について、多くの河道内樹木を受け入れるとなった場合には、施設周辺の交通量が増え苦情が発生することが考えられる。市の方針との整合について、河川事務所に対し、持込量を減らすように依頼しており施設の余力を活用したいという意向はない。また、余力で受け入れるという場合には自治体内でのごみ削減等の方針との整合性をとる必要がある。

5. バイオマス関連業務

【1）河川付近のバイオマス利活用に関する実証のモニタリング】

⑤木質バイオマス発電所におけるヒアリング調査

- 河道内樹木の受入れ実績がある発電所事業者へヒアリングを実施した。
- 河道内樹木を含む一般材による発電への影響は無く、多く受け入れることで、近隣の未利用材の枯渇を回避できる効果がある。
- 河道内樹木の特性である高含水率であることに対して、乾燥期間を設ける対策がとられている。
- 河道内樹木では、チップ製造ラインならびに発電所の炉において土・石の混入による悪影響が生じている。

■ 調査結果

表 主なヒアリング結果

バイオマスの水分について	仮置期間6か月で水分率5%前後の低減（50%→45%に低減）と考えられる。 乾燥養生期間を6か月以上（夏季、冬季に拘らず）としてチップ納入業者に要請しているが、10ヶ月以上は枝葉の腐朽劣化が進むため不可としており、仮置き10か月以上の乾燥効果は不明。
受入れ実績について	【北海道】2020年度（4月～3月）の河道内樹木年間受入れ見込数量は約14,000t（水分40～50%） 【宮崎】2020年10月～12月末までに約1,000t（20t/日）受け入れ
発電への影響について	・発電そのものへの影響は無い ・操業性への主な影響として以下が挙げられる ①チップ大塊物混入によるスクリーン（篩分け機）の閉塞 ②土砂異物混入によるボイラー炉内の流動性悪化・産業廃棄物排出量の増加 ③石や金属異物の混入による炉底砂媒体排出設備の閉塞
資源枯渇回避の効果について	河道内樹木を始めとする一般材を多く受け入れることで発電所周辺地域の未利用材の枯渇を回避できると認識しており、今後も受入れを継続したいと考えている。
竹の受入れについて	竹はカリウム分が高く、ボイラ炉内でクリンカ生成が懸念されるため、受入れを希望しない。

5. バイオマス関連業務

<今年度のまとめと課題>

【バイオマス関連業務 1) 河川付近のバイオマス利活用に関する実証のモニタリング】

■ 検討内容
 バイオマス発電所やチップ化事業者を対象に、河道内樹木等を利用した際の設備の状況、発電効率、経済性等について確認を行った。調査は山形県・栃木県における伐採樹木によりチップ化の実証を、発電所及び一般廃棄物処理施設においてヒアリングを行った。

■ 検討結果

(1) 伐採事業者への影響等

- ▶ 伐採事業者により通常作業の内容や手法が異なり、場合によってはチップ化事業者の受入れ規格に合わせる作業が追加発生しコストが増加する。
 ※実証時の受入れ規格：直径10cm～50cm、材長2m、枝払いをし針広別に分別

(2) チップ化事業者への影響

- ▶ 河道内樹木のチップ化はトラブルや追加作業は発生せず、山林由来の木材等と同じようにチップ化可能なことが分かった。
- ▶ 実証における木材の品質は河道内樹木以外の木材と比較して同等である。チップ化事業者としては地面と木材との間に枝葉を敷くなどの工夫があるといいが、苔はチップ化工程である程度取り除かれるため気にしていないことが分かった。

(3) 一般廃棄物処理施設への影響等

- ▶ ヒアリング先施設によると、受入れは可能であるが、現状では処理量が増加すると処理コストも増加すると考えられている。
- ▶ 受入れの際には、年度初めに年間持込量の予想について連絡があるが、工事の度に都度調整を行うといったことはしていない。

(4) 発電所への影響等

- ▶ 発電そのものへの影響は無いが、チップ製造ラインならびに発電所の炉において土・石の混入による悪影響が生じることもあり、程度によっては河川管理者や伐採事業者との認識合わせの取組を実施している。
- ▶ 発電所は河道内樹木を受け入れることで、近隣の未利用材の枯渇を回避できるといったメリットなどもあり、受入れ実績のない発電所も利用したい意向が複数あった。一方で、チップ形態での受入れ発電所が多く低コストにチップ化を行うサプライチェーン構築に課題がある。
- ▶ 高含水率であるため、乾燥期間を設ける対策を取る発電所もある（グループ会社のチップ工場がチップ化前に実施）。

(5) 実証による効果

実証における利用量	製紙用チップ材：5.77t（2m丸太125本）
CO ₂ 削減量	本実証木材を発電用とした場合：2.2t-CO ₂ 伐採地全体で発電用利用した場合：27.7t-CO ₂
処理コスト削減	本実証による削減額：約15千円 伐採地全体で利用した場合の予測削減額：約190千円

※栃木県における実証時の条件及び結果（処理費、作業コスト、木材量に対する利用可能量等）を使用した場合

■ 今後の課題

- ▶ 河道内樹木の伐採を請負う工事会社は枝払い・玉切りに慣れていない場合があり、工事契約に枝払い・玉切りを含める必要があるがどの程度のコスト増となるのか把握が必要である。
- ▶ 受入れ実績のある発電所では発電を停止するほどの影響がないことが明らかとなった。影響の出る点・出ない点について広報が必要。
- ▶ 発電所はチップ品質を重視しており、品質向上の取組が必要である。
- ▶ 受入れ事業者は廃棄物該当性に、河川管理者は国有財産としての取扱に懸念があり広報が必要である。

5. バイオマス関連業務

【2）河川付近のバイオマスの受入れ不能とさせる要因特定と解決方法の検討】

【検討/調査内容】

「令和元年度既存インフラを活用した再エネ普及加速化事業委託業務」の調査において、河川付近のバイオマスを受け入れられないことが判明したバイオマス発電所の受入れ不可理由を対象に、解決方法等を検討する。

■実施方針

- 河道内樹木の受入れに消極的な要因のうち、河川管理者側で対応可能性があるものに着眼し、検討を行う。

| 主な着眼点

- 受入れ不可の要因として「①河道内樹木の熱量の低さ（含水率の高さを含む）」、「②河道内樹木の品質の不明確さ」に着眼した。
- ①についてペレット化の可能性検討を、②について伐採木の異物付着状況の調査を行う。

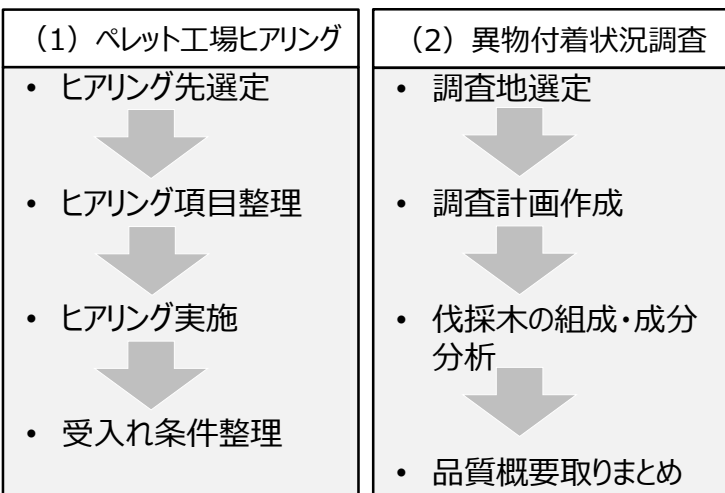


図 検討/調査フロー

■実施内容

(1) ペレット工場ヒアリング

- 単位重量あたりの熱量を向上させる手法として、ペレット化の可能性を検討する。
- ペレット工場を対象にヒアリングを行い受入れ可否や受入れ条件について整理を行う。
＜ヒアリング項目＞
 - 河道内樹木等の受入れ可否及び理由
 - 受入れ条件（時期、期間、量、価格、サイズ、部位、樹種(竹含む)、異物付着可否)

(2) 異物付着状況調査

国土交通省が行う河道内樹木の伐採工事で発生した伐採木に対し、目視で異物付着状況を確認するほか、2m丸太25本をサンプルとして以下の調査を行う。

＜調査内容＞

- 伐採丸太のうち5本に1本の頻度で砂・土・苔・石・その他異物の付着状況を確認
- 付着状況は、材長2m丸太の端から50cm刻みに5箇所に対し、10cm×10cmのコードラート枠内の異物付着度合いを10%刻みで評価する。これを丸太の両面に対し実施
- 伐採木について、チップ化後の成分分析を行う。
- 成分分析結果について、日本木質バイオマスエネルギー協会が発行する「木質チップ品質規格」と比較し評価
- 調査中の写真のほか、過去の伐採工事における写真を収集整理し、成分分析等の結果とともにとりまとめ、河道内樹木の品質に関して発電所等が受入れ可否を正確に判断できる材料となる資料を作成

【期待される成果イメージ】

- ▶ ペレット工場の受入れ条件
- ▶ 異物付着状況の定量評価資料

5. バイオマス関連業務

【2）河川付近のバイオマスの受入れ不能とさせる要因特定と解決方法の検討】

①ペレット工場ヒアリング

➤ ヒアリング対象のペレット工場8事業者を対象にヒアリングを実施した。

■ 調査対象ペレット工場

- 日本木質バイオマスエネルギー協会「災害被災木等活用実態調査」の加工可能施設一覧にて、「加工形態」としてペレットと記載している事業者。

■ 調査項目

(1)事業者の概要

- 主な業務
- 関連会社（経営母体）
- 年間生産量（生産可能量、昨年度生産量）
- 主な販売先、利用用途
- 原料（樹種、形状（林地残材、製材端材、建設資材廃棄物 など）、成型ペレット種類（ホワイト、全木、バーク、その他））
- その他、特記事項

(2)河道内樹木等の受入れの可否とその理由

(3)河道内樹木の受入れを行ったことがあるか。（行ったことがある場合は、行った時期、場所、経緯等を確認する）

(4)発電利用に供する木質バイオマスの証明のためのガイドラインに基づく事業者認定を受けているか。

(5)（受入れ可の場合）受入れ条件

- 時期／期間
- 量
- 価格
- サイズ
- 部位
- 樹種
- 異物付着の可否
- その他

表 調査対象ペレット工場一覧へのヒアリング日時

所在地	事業者名	ヒアリング日時
北海道	A	2021年1月26日
青森県	B	2021年3月12日
青森県	C	2021年3月11日
山形県	D	2021年2月5日
静岡県	E	2021年1月28日
京都府	F	2021年2月8日
熊本県	G	2021年1月27日
宮崎県	H	2021年1月29日

5. バイオマス関連業務

【2）河川付近のバイオマスの受入れ不能とさせる要因特定と解決方法の検討】

①ペレット工場ヒアリング

【ヒアリング結果】

(1) 事業者の概要

表 ヒアリング対象事業者の事業概要にかかる傾向

項目	結果
主な業務	ペレット製造を専業にしている事業者は1社。他の事業者では、廃棄物処理業、製材業などだった。
年間生産量	最も多い生産量で約7,000t。その他のペレット工場の生産量は年間1,000~3,000t程度だった。
主な販売先、利用用途	<ul style="list-style-type: none">・ 業務用が多く、家庭のストーブ用も一定数見られた。・ 業務用の販売先としては、温浴施設、業務用のボイラ燃料、公共施設、病院などが挙げられた。・ 木質ペレットの利用用途のほとんどが熱利用で、発電用に販売している事業者はなかった。
木質ペレットの原料（樹種・形状・原料の種類・ペレットの種類）	<ul style="list-style-type: none">・ 樹種が決まっている（スギ、ヒノキ、マツなど）事業者と、特に決まっていない事業者の2通りの事業者に別れた。・ 樹種が決まっている事業者は、林地残材や製材端材を主な原料としており、特に決まっていない事業者は、林地残材や製材端材以外にも、ダム流木や河道内樹木を含めた、廃棄物系の木くずを原料としている、との回答があった。・ ペレットの種類としては、バーク（樹皮）も含めた全木ペレットを製造しているところが大半だった。家庭用のペレット製造をされていたり、品質規格を取得しているペレットについては、ホワイトペレット（木の幹のみを使用したペレット）を製造している事業者もあった。

(2) 河道内樹木等の受入れの可否とその理由

- 河道内樹木・ダム流木の受入れが可能事業者は7事業者あり、1事業者は受入れ不可の回答だった。
- 受入れ不可の理由としては、木粉を乾燥させる設備を持ち合わせていないことから、乾燥した木粉（水分率30%未満）を外部から購入してペレット原料としており、水分率が高く異物混入（石や泥など）が懸念される原料は受け入れられないとの回答だった。
- 受入れ可能な事業者のうち3事業者はペレット原料とすることが可能と回答した。ただし、うち1事業者は樹種がスギ・ヒノキ限定であり広葉樹が多い河道内樹木では不可となる可能性が高い。
- 受入れ可能な事業者のうち4事業者は、ペレット原料ではなく、チップ化等の用途での活用であった。

5. バイオマス関連業務

【2）河川付近のバイオマスの受入れ不能とさせる要因特定と解決方法の検討】

①ペレット工場ヒアリング

【ヒアリング結果】

（3）河道内樹木の受入れの実績

- 受入れ実績がある事業者が複数いたが、ペレット原料として利用している事業者のほか、木質チップや薪、パーティクルボードや土壌改良剤などとして利用しているという回答もあった。

（4）発電利用に供する木質バイオマスの証明のためのガイドラインに基づく事業者認定の有無

- 8事業者中認定を受けている事業者は2事業者のみでありほとんどの事業者が認定を受けていなかった。

（5）河道内樹木等の受入れ条件

表 ペレット工場における受入れ条件の傾向

項目	結果
時期／期間	・ 受入れ可能な全事業者が随時受入れに応じると回答した。
価格	・ 有償買取りと回答した事業者が複数いた。 ・ 材に応じて有償買取りもしくは無償引取りとする事業者もあった。 ・ 廃棄物処理が専業となっている事業者は、条件が良ければ有償買取りとなるが多くの場合は逆有償での引取りという回答だった。
量	・ ～500m ³ とする事業者が1件、～1,000m ³ /月とする事業者が1件、～50t/日とする事業者が1件あった。 ・ 条件なしや要相談とする事業者が4件であった。
サイズ	・ ペレット原料として受入れ可能とした事業者は、直径40cmまで及び材長2～4mとする事業者が1件、材長2mとする事業者が1件、細かいものと不可とする事業者が1件であった。 ・ ペレット原料以外の用途での受入れとした事業者は、材長60cmまでとする事業者が1件、材長5mまでとする事業者が1件いたほかは要相談の回答であった。
部位	・ 多くの事業者が幹のみの受入れで伐根や枝は受入れ不可とする回答であった。
樹種	・ ペレット原料として受入れ可能とした事業者は、スギ・ヒノキに限定する事業者が1件いたが、ほか2件は樹種の条件はないという回答だった。 ・ ペレット原料以外の用途での受入れとした事業者は、全事業者条件なしの回答であった。
異物付着の可否	・ 多くの事業者が「可能な限り除去すること」という回答であった。
その他	・ 受入れ事業者による運搬も可能と回答する事業者が3事業者いたが、自社工場への持ち込みを希望する事業者が多かった。

5. バイオマス関連業務

【2）河川付近のバイオマスの受入れ不能とさせる要因特定と解決方法の検討】

②異物付着状況調査

> 栃木県足利市における渡良瀬川整備工事の伐採樹木を対象に、土砂や異物の付着状況を調査した。
 > 丸太表面のうち半数程度には土砂や苔の付着は無く、残り半数も多くが表面積50%以下程度の付着であった。また、ビニール等の異物や石の食い込みは見られなかった。

■ 調査方法

- 伐採丸太のうち5本に1本の頻度で砂・土・苔・石・その他異物の付着状況を確認した。
- 付着状況は、材長2m丸太の端から50cm刻みに5箇所に対し、10cm×10cmのコドラート枠内の異物付着度合いを10%刻みで評価した。これを丸太の両面に対し実施した。

■ 調査結果

- 250箇所のコドラートのうち、約半数は異物の付着はなく、付着程度50%以下が約9割を占めていた。
- 一方、1本あたり10箇所のコドラートで全て付着なしの丸太はなく、いずれもある程度の付着が見られた。
- 受入れ先が最も懸念する石の食い込みや、ビニール等の異物の付着がある丸太は無かった。



図 調査の様子

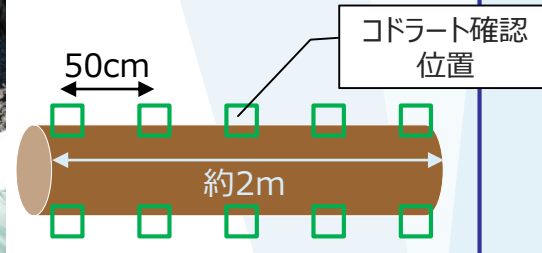


図 調査箇所模式図

表 伐採木材の異物付着状況 結果

調査対象数	丸太本数	25本
	コドラート箇所数	250箇所 (25本×5箇所×2面)
砂・土・苔の付着程度別コドラート箇所数	0%	117箇所 (47%)
	10~50%	106箇所 (42%)
	60~100%	27箇所 (11%)
石の食い込み有り 丸太本数		0本
その他異物付着有り 丸太本数		0本



図 砂・土・苔の付着例

5. バイオマス関連業務

【2）河川付近のバイオマスの受入れ不能とさせる要因特定と解決方法の検討】

②異物付着状況調査

➤ 河道内樹木由来のチップの成分は、寸法項目で長尺チップが含まれたことで品質規格該当なしの結果であったが、ほか項目はClass1の最上位規格となった。寸法項目は河道内樹木であることが要因で長尺チップになったとは考えにくく、燃料用チップとしての使用に問題がないと考えられる。

表 燃料用チップ品質規格

品質	Class1	Class2	Class3	Class4
原料	幹、全木、未処理工場残材	Class1、灌木・枝条・未木・欠陥材・根張材	Class2、剪定枝等、樹皮、未処理リサイクル材	Class3、化学的処理工場残材、化学的処理リサイクル材
チップの寸法	P16、P26、P32、P45			
水分	≤35%	≤55%		
灰分	≤1.0%	≤1.5%	≤3.0%	≤5.0%
N・S・Cl (w-%dry)	-	-	N≤1.0、S≤0.1、Cl≤0.1	
重金属 (mg/kg dry)	-	-	As≤4.0、Cd≤0.2、Cr≤40、Cu≤30、Pb≤50、Hg≤0.1、Zn≤200	

■ 調査方法

- 異物付着状況の調査を行った丸太をチップ化し、成分分析を行った。分析項目及び分析方法は、日本木質バイオマスエネルギー協会「燃料用チップ品質規格」に従った。

■ 調査結果

- チップ成分は、寸法項目で長尺チップが含まれたことで品質規格該当なしの結果であったが、ほか項目はClass1の規格となった。

表 成分分析結果

	分析結果	品質規格
チップの寸法 (粒度分布)	4mm未満(微細部)：1% 4-26mm (主要部)：97% 26-45mm(粗大部)：2% 最大長：142mm	該当なし ※最大長以外はP26相当
水分	33.5%	Class1
灰分	0.5%	Class1
N	0.29%	基準範囲内 ※本来は建築部材等のリサイクル材を対象に計測する
S	<0.01%	
Cl	0.02%	
重金属 (mg/kg dry)	As<0.1、Cd<0.1、Cr1、Cu11、Pb1、Hg<0.01、Zn<10	
低位発熱量	2,652kcal/kg	



表 品質規格におけるチップ寸法

区分	微細部 投入チップ重量の10%未満	主要部 投入チップ重量の80%以上	粗大部 投入チップ重量の10%未満	最大長
P16	<4mm	4-16mm	16-32mm	<85mm
P26	<4mm	4-26mm	26-45mm	<100mm
P32	<8mm	8-32mm	32-63mm	<120mm
P45	<16mm	16-45mm	45-90mm	<150mm

注) 寸法：ふるいの目開き寸法

出典：日本木質バイオマスエネルギー協会「燃料用木質チップの品質規格」

5. バイオマス関連業務

<今年度のまとめと課題>

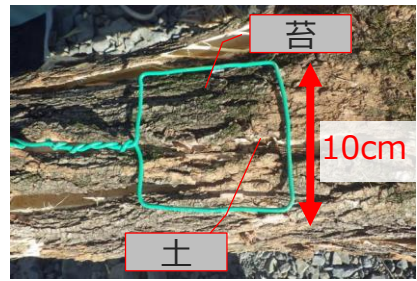
【バイオマス関連業務 2）河川付近のバイオマスの受入れ不能とさせる要因特定と解決方法の検討】

■ 検討内容
 受入れ不可の要因として「①河道内樹木の熱量の低さ（含水率の高さを含む）」、「②河道内樹木の品質の不明確さ」に着眼し、①についてペレット化の可能性検討のため事業者へのヒアリングを、②について伐採木の異物付着状況の調査及びチップ成分分析を行った。

■ 検討結果
(1) ペレット化の可能性調査
 ➢ ヒアリングを実施した8事業者中、3事業者がペレット原料として受入れ可であり、4事業者が他用途での受入れ可、1事業者が受入れ不可であった。
 ➢ ペレットは樹種の違いなどが造粒や最終品質に影響するためペレット原料としての活用には課題があることが分かった。
 ➢ 一方、ペレット原料となると回答した事業者は、積極的に受入れたい旨の回答もあり、利用可能性もあることが分かった。
 ➢ ペレット用途及び他用途での受入れ可と回答した事業者のうち、積極的に河道内樹木を受け入れている事業者では有償や無償での引取を行っているケースが複数見られた。

回答分類	事業者数、回答内容
ペレット用途で受入れ可	3事業者（無償引取2事業者、有償買取り1事業者）
他用途で受入れ可	4事業者（有償1事業者、無償1事業者、逆有償1事業者、品質次第1事業者）
受入れ不可	1事業者（高含水率に対応できないため）

■ 検討結果
(2) 河道内樹木の異物付着状況調査
 ➢ 河道内樹木の伐採丸太は、表面に土砂・苔の付着が見られたが、それ以外の異物・石の食い込み等は見られなかった。
 ➢ チップ化事業者によると、今回の実証で使用した木材は河道内樹木以外の木材と違いはなく、品質として利用や買取に問題がないことが分かった。
 ➢ チップ成分は、寸法項目で長尺チップが含まれたことで品質規格該当なしの結果であった
 ➢ 寸法以外の項目はClass1の最上位規格となった。



※10cm×10cmのゴドラートを伐採木に当て、ゴドラート内部の表面のうち付着のある面積割合を調査した。

表 異物付着状況調査結果

調査対象数	丸太本数	25本
	ゴドラート箇所数	250箇所 (25本×5箇所×2面)
砂・土・苔の付着程度別ゴドラート箇所数	ゴドラート内付着なし	117箇所 (47%)
	ゴドラート内10-50%に付着あり	106箇所 (42%)
	ゴドラート内60-100%に付着あり	27箇所 (11%)
石の食い込み・その他異物付着丸太数		0本

表 河道内樹木由来のチップ成分分析結果

分析項目	分析結果
チップの寸法分布	<4mm(微細部) : 1% 4-26mm (主要部) : 97% 26-45mm(粗大部) : 2% 最大長 : 142mm
水分	33.5%
灰分	0.5%
N・S・Cl、重金属	基準範囲内
低位発熱量	2,652kcal/kg

■ 今後の課題
 ➢ ペレット化は、樹種の違いなどが造粒工程や品質規格などに影響するため一方、受入れ可とする事業者も存在することから、選択肢の一つとして受入れ可とする事業者の洗出しが必要である。
 ➢ 異物付着状況調査においては、伐採直後には土砂・苔の付着が見られたが、異物付着・石の食い込み等は見られず、チップ成分は寸法以外の項目では品質規格Class1であった。今後は河道内樹木の品質に懸念がある燃料供給会社や発電所等にこの結果を広報し利用を促す必要がある。

5. バイオマス関連業務

【3】都道府県管理河川における河道内樹木整備実態の把握

【検討/調査内容】

「令和元年度既存インフラを活用した再エネ普及加速化事業委託業務」において調査対象としたバイオマス発電所や売電を実施している一般廃棄物処理施設が所在する都道府県を対象に、都道府県管理河川における河道内樹木の伐採状況について調査を行う。なお、調査は伐採実績、伐採にかかるコスト、伐採木処理方法等について行った。

■実施方針

- 都道府県管理河川を対象に、河道内樹木の伐採状況を把握しバイオマス利用可能性を評価した。

| 主な着眼点

- 過去2年の「3か年の緊急対策」の実績把握
- 伐採後の樹木の利活用、廃棄処分状況の把握
- 河川維持管理計画などの伐採計画
- バイオマス利用に向けて都道府県で、実施可能な取り組みをヒアリング

(1) 都道府県の河道内樹木伐採の現状把握

(2) 調査対象都道府県の選定

(3) 実態の把握

(4) 調査結果からのコスト試算

(5) バイオマスへの活用可能性評価

図 検討/調査フロー

■実施内容

(1) 都道府県の河道内樹木伐採の現状把握

都道府県が定めた国土強靱化計画やホームページ等から河道内樹木の伐採状況を調査し、樹木伐採の実施状況を把握した。

(2) 調査対象都道府県の選定

昨年度電話ヒアリングで河道内樹木受け入れの可能性があると回答した発電施設がある都道府県で、かつ、(1)で把握した都道府県に該当する都道府県を調査対象とした。

(3) 実態の把握

対象都道府県に対するアンケートを行った上で、有用な意見がある場合は、補足ヒアリングを行った。

- アンケート：伐採量、樹種やコストなど定量的な情報を収集
- ヒアリング：河道内樹木のバイオマスへの活用に向けた改善点などの定性的な情報を収集

(4) 調査結果からのコスト試算

都道府県においてバイオマスへの河道内樹木利用時の運搬費を試算した。

(5) バイオマスへの活用可能性評価

樹木伐採後、産廃処理していた現状と(4)の経済性比較から、バイオマスへの伐採樹木の利用の可能性を評価する。

【期待される成果イメージ】

- 都道府県管理河川の伐採状況一覧表
- 都道府県管理河川の伐採樹木のバイオマス利用可能性評価結果

5. バイオマス関連業務

【3）都道府県管理河川における河道内樹木整備実態の把握】

- 「緊急3か年事業」において、伐採の事業費が多い都道府県を対象に、アンケート調査を実施し、樹木伐採の実態の把握を行った。
- 今回は、実施するアンケートの内容とそれぞれの目的について報告した。

■ アンケート内容と目的

本アンケートでは、都道府県における樹木の伐採状況を把握し、伐採樹木のバイオマス発電利用の検討を行うための要件や事業実施の可能性のあるエリアを抽出することを目的とした。

樹木伐採が継続的に行われるエリアを対象とすることで、バイオマス発電利用の促進がより一層図れることから、費用検討のための情報収集を行うと共に、計画的な樹木伐採に意欲的な都道府県を選定した。

表 アンケート内容と目的

No.	質問内容	質問の目的（確認内容）
1	緊急3か年事業以前は、伐採を実施されていましたか？	緊急3か年事業に関わらず継続的な実施が見込めるか。
2	伐採事業費は、どのように確保されましたか？	計画的に予算措置が行われているか。
3	伐採及び処理事業者はどのように選定されていますか？	業者選定の際に、コスト以外に配慮しているか。
4	伐採した地先とその選定理由について教えてください。	治水安全度確保の観点から事業を進めているか。
5	樹木の伐採量および伐採・処分に要した費用を教えてください。	要した費用に対し、バイオマス化を図った際の費用比較のため。
6	伐採工事について、伐採・運搬・乾燥期間、処分場までの距離を教えてください。	樹木を乾燥して、除去しているか。
7	伐採地点で多くとれた樹木の比率が分かれば教えてください。	伐採樹木がバイオマスに適しているか。
8	樹木伐採時に留意した点があれば教えてください。	樹木のバイオマス化を図る上での配慮点の確認
9	伐採樹木を活用した事例があれば教えてください。	伐採樹木を処分以外の利用を図っているか。
10	伐採予定の地先とその選定理由について教えてください。	次年度以降、バイオマス化に向けたフィールドの抽出のため。
11	樹木の伐採計画を立案しているか教えてください。	都道府県における伐採計画の有無を確認
12	樹木のバイオマス利用の検討の有無を教えてください。	樹木のバイオマス化を図る上での配慮点の確認
13	樹木以外のバイオマスの活用状況を教えてください。	
14	バイオマス利用についての課題・懸念があれば教えてください。	

5. バイオマス関連業務

■ 都道府県における樹木伐採の現状把握

都道府県	把握内容				
	都道府県に対し、伐採樹木のバイオマス化を促す意義があるかの確認		伐採地及び伐採樹木の活用に関する情報の収集		
	緊急3か年以前の伐採状況	樹木伐採費用の位置づけ	伐採地の選定理由	伐採地の主な樹種	伐採樹木の処理方法
A	実施	樹木伐採費で実施	・維持管理計画で位置づけ箇所	不明	有価販売(バイオマス発電所)
B	実施	維持管理計画に基づいた予算配分で執行	・河積阻害箇所	不明	産業廃棄物処理
C	実施	樹木伐採費で実施	・河積阻害箇所	広葉樹がほとんど	産業廃棄物処理・住民配布
D	実施	維持管理費の中から伐採費用を捻出	・河積阻害箇所	竹が多くを占める	産業廃棄物処理
E	実施	事務所の判断や地権者の要望を踏まえ予算要求	・河積阻害箇所	竹が多くを占める	産業廃棄物処理・住民配布
F	実施	維持管理費の中から伐採費用を捻出	・河積阻害箇所 ・維持管理計画で位置づけ箇所	広葉樹がほとんど	産業廃棄物処理・住民配布
G	実施	事務所の判断や地権者の要望を踏まえ予算要求	・維持管理計画で位置づけ箇所	竹が多くを占める 次いで広葉樹	産業廃棄物処理
H	実施	樹木伐採費で実施	・河積阻害箇所	不明	住民への配布・有価販売 一般廃棄物処理
I	実施	維持管理費の中から伐採費用を捻出	・河積阻害箇所	竹が多くを占める 次いで広葉樹	産業廃棄物処理
J	実施	維持管理費の中から伐採費用を捻出	・維持管理計画で位置づけ箇所	竹が多くを占める	有価販売・チップ化・ 産業廃棄物処理

5. バイオマス関連業務

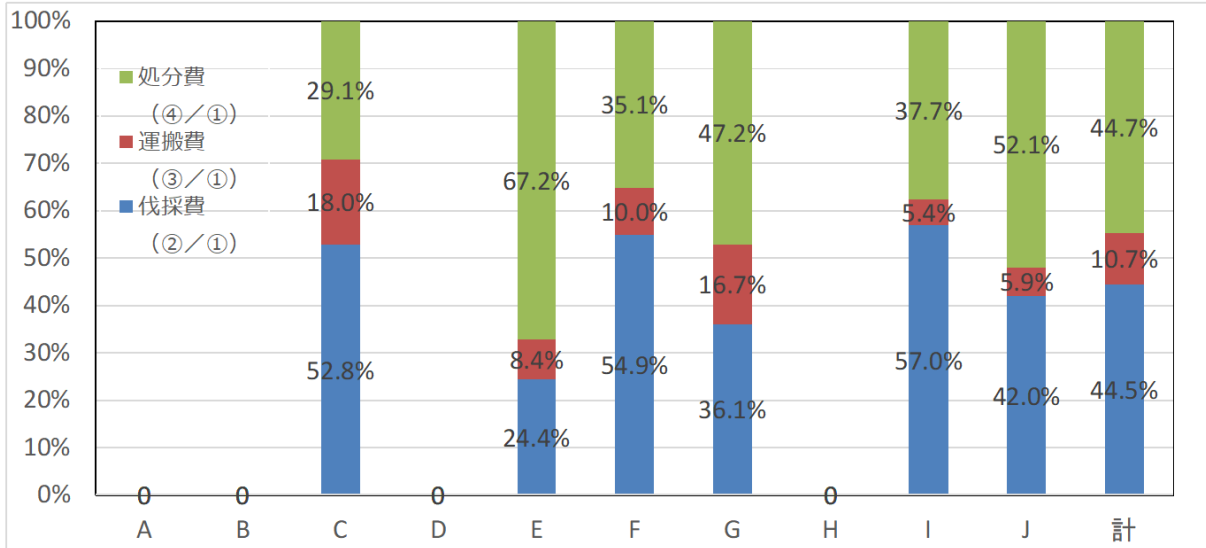
■ 都道府県における樹木伐採の現状把握（今後の伐採の見込み）

都道府県	把握内容			
	河道内樹木の伐採計画	伐採の予定地	バイオマス化の検討	
			有無	検討結果
				10都道府県中、6道県でバイオマス化の検討及びバイオマス化の対応を進めていた。
A	伐採計画がある	予定地があるが、計画の見直し中	有り	・材木として売り払えない規格外のもの（枝、細い幹）をバイオマス発電などに活用することについて検討
B	伐採計画がある	—	有り	—
C	作成予定	未定	有り	・処分場ごとに処分方法や処分費が異なるため、経済比較して検討
D	計画なし	未定	無し	—
E	計画なし	河積阻害箇所です予定	無し	—
F	伐採計画がある 又は、作成予定	・維持管理計画の掘削箇所です予定 ・河積阻害箇所です予定	有り	・有価物引取を行う事業者の経済比較を実施し、検討中 ・無償配布してきた住民からの反発への対応を含めて実施の可否を検討中
G	計画なし	—	無し	—
H	伐採計画がある	河積阻害箇所です予定	有り	・木質燃料供給するチップ業者へ出荷
I	計画なし	河積阻害箇所です予定	無し	—
J	計画なし	・維持管理計画の掘削箇所です予定 ・河積阻害箇所です予定	有り	・処分場ごとに処分方法や処分費が異なるため、経済比較して判断（バイオマス利用・産廃利用共に有り）

5. バイオマス関連業務

■ 都道府県における河道内樹木伐採の現状把握（樹木伐採・処分のコスト）

都道府県	伐採量 t	伐採樹木の活用 t	伐採樹木の処分量 t	処分率 (%)	樹木伐採・処理に要した費用（千円）				処理費要した費用の百分率		
					①総費用 (=②+③+④)	②伐採費	③運搬費	④処分費	伐採費 (②/①)	運搬費 (③/①)	処分費 (④/①)
A	0	0	0		-	-	-	-	-	-	-
B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C	758	14	744	98.2%	45,201	23,882	8,146	13,173	52.8%	18.0%	29.1%
D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E	6,836	40	6,796	99.4%	294,887	71,953	24,825	198,109	24.4%	8.4%	67.2%
F	13,231	3,330	9,901	74.8%	497,133	272,702	49,807	174,624	54.9%	10.0%	35.1%
G	20,374	0	20,374	100.0%	263,448	95,063	43,995	124,390	36.1%	16.7%	47.2%
H	7,758	35	7,723	99.5%	37,400	-	-	37,400	-	-	-
I	3,898	10	3,888	99.7%	192,735	109,786	10,353	72,596	57.0%	5.4%	37.7%
J	3,155	596	2,559	81.1%	97,155	40,810	5,764	50,581	42.0%	5.9%	52.1%
計					1,427,959	614,196	142,890	670,873	44.5%	10.7%	44.7%



工事費に対し、運搬費の割合は大きいと想定していたが、**運搬費は全体の1割程度**であった。
※運搬距離は平均で19km 最遠距離で57km

伐採処理に要した費用のうち、**樹木処分費は45%**を占めている。

樹木処分をバイオマス化によりコスト縮減が図れるのであれば、都道府県の伐採樹木の活用が活発になると考えられる。

バイオマス化が進まない理由について次頁に課題と今後の対応を整理した。

5. バイオマス関連業務

■ 都道府県への調査から見た現状の課題と対応

課題	内容	対応
立地的な課題	<ul style="list-style-type: none"> ・バイオマス発電所が限られており、搬入可能な距離にある現場は限られる。運搬費が高む。 ・無償で伐採木を引き取る場所がないため、産業廃棄物として搬出するしかない。 ・樹木を伐採するものが「発電利用に供する木質バイオマスの証明に係る事業者認定実施要領」による「認定事業者」である必要があり、認定事業者となっている建設業者が極めて少ない。 	<ul style="list-style-type: none"> ・「認定事業者」認定の促進
供給面での課題	<ul style="list-style-type: none"> ・1つの現場で発電事業者が希望する量を供給できる現場は限られている。 ・管内の河道掘削で発生する伐採材はほとんど竹か芦であり、樹木の割合は少ない。 ・河道内樹木はヤナギなど水分の多い樹種が多く、枝葉処理や塵芥除去などに手間がかかり利用しにくい。 ・供給樹木の条件に合致しない場合は搬出できないため、箇所ごとの判断が必要である。 	<ul style="list-style-type: none"> ・竹などでも発電可能な施設の開発
樹木受け入れ先の課題	<ul style="list-style-type: none"> ・FITの関係で、間伐材由来以外（一般木質バイオマス）は引き取れないとしている事業者がある。 ・バイオマス発電利用のために伐採木を受け入れてくれる事業者と、バイオマス発電利用をしないチップ化だけの事業者とどちらを優先すべきなのか、判断に迷う。 ・近くにあるバイオマス発電施設は近隣自治体と連携しているので積極的に運びたいが、特定の事業者を優遇していると他の民間事業者から批判が出ないよう、区分けに悩む。 <hr/> <ul style="list-style-type: none"> ・ヨシ類や竹、土砂分が多く付着した根株等が多いため、中間処分業者より「チップ化に向かない」との理由で、受入を拒否された。 	<ul style="list-style-type: none"> ・一般木質バイオマスの取り扱いを間伐材由来と同等にする。 <hr/> <ul style="list-style-type: none"> ・河道内樹木の実態を認識してもらう資料提供
情報量の不足	<ul style="list-style-type: none"> ・全国的な利用実績や利用状況が不明であり、伐採樹木のバイオマス利用に躊躇している。 ・バイオマス発電所が近傍にあったとしても利用方法が分からない。 <hr/> <ul style="list-style-type: none"> ・河川工事で伐採した樹木のバイオマス発電利用については、有価物としての利用か、廃棄物としての利用かが明確であるとはいきれない。 ・有価物として利用する場合に、売却代金の収納者が誰になるのか、収納方法はどのようにするのが明確であるとはいきれない。 	<ul style="list-style-type: none"> ・バイオマス利用の事例の収集と紹介 ・都道府県の現状把握 <hr/> <ul style="list-style-type: none"> ・有価物か、廃棄物か等を解説した資料提供
その他	<ul style="list-style-type: none"> ・処分先の業者がバイオマス発電に伐採木を供給している。 	

5. バイオマス関連業務

<今年度のまとめと課題>

【バイオマス関連業務 3) 都道府県管理河川における河道内樹木整備実態の把握】

■ 検討内容

- ・緊急3か年事業により、都道府県においても河道内樹木伐採がより促進される中で、都道府県への調査により、①樹木処分の実態を把握し、②バイオマス利用への試算を行うと共に、③都道府県が抱える課題を確認し、解決方法を検討する。

将来の目標としては、都道府県に対し樹木伐採費抑制による治水安全度の維持の効率化を図ると共に、河道内樹木のバイオマス利用の促進を図る。

■ 検討結果

(1) 樹木伐採に占める処分費の割合

表 都道府県の樹木の伐採処分費の内訳

都道府県	樹木伐採・処分に要した費用 (千円)				処理費に占める割合 (%)		
	① 伐採費	② 運搬費	③ 処分費	④ 処分費	① 伐採費 (2/①)	② 運搬費 (3/①)	③ 処分費 (4/①)
A	0	0	0	0	-	-	-
B	-	-	-	-	-	-	-
C	758	14	744	98.2%	45,201	23,882	8,146
D	-	-	-	-	-	-	-
E	6,836	40	6,796	99.4%	294,887	71,953	24,825
F	13,231	3,330	9,901	74.8%	497,133	272,702	49,807
G	20,374	0	20,374	100.0%	263,448	95,063	43,995
H	7,758	35	7,723	99.5%	37,400	-	37,400
I	3,898	10	3,888	99.7%	192,735	109,786	10,353
J	3,155	596	2,559	81.1%	97,155	40,810	5,764
計					1,427,959	614,196	142,890

➢ 河道内の樹木伐採に要する費用は、伐採費、運搬費、処分費に大別することができ、**処分費は全体の45%**を占めている。

➢ 伐採費は全体の45%、運搬費は全体の10%の割合となっている。(運搬距離の平均は20km程度)

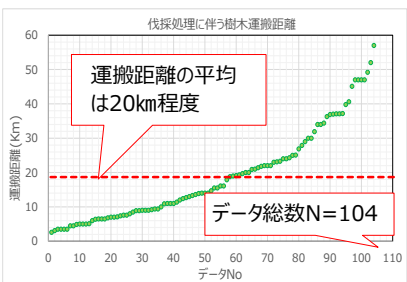


図 伐採処理に伴う樹木運搬距離

(3) 都道府県が抱える課題の確認

➢ 都道府県に樹木伐採の実態把握調査と合わせて、伐採樹木のバイオマス利用に向けた課題を調査した。

課題	都道府県が抱える課題
立地的な課題	最寄りのバイオマス発電所は運搬距離が遠い。 →今後の対応①
供給面での課題	伐採材は、供給樹木の条件に合致しない竹・芦やヤナギなど水分の多い樹種が多く、処理に手間がかかり利用しにくい。
樹木受け入れ先の課題	・コン類や竹、土砂分が多く付着した根株等が多いため、中間処分業者より「チップ化に向かない」との理由で、受入を拒否された。→今後の対応②
情報量の不足	・利用実績や利用状況が不明で、伐採樹木のバイオマス利用に躊躇してる、利用方法が分からない。 ・河川工事で伐採した樹木は、有価物としての利用か、廃棄物としての利用かが不明確で扱えない。 →今後の対応③

(2) バイオマス利用への試算

➢ バイオマス利用施設までの運搬が40kmと仮定した場合、運搬費の増分を検証したところ、運搬距離が10km程度と短い山形県以外では、**運搬費の増分が事業全体に掛かる割合が小さく、バイオマスへの利用による事業費の削減効果が見込める結果**となった。

表 運搬費を見込んだ試算結果

都道府県	想定1 (40kmの運搬を伴う場合) (千円)				事業費に占める割合 (%)		
	① 総事業費	② 伐採費	③ 運搬費	④ 処分費	⑤ 伐採比率	⑥ 運搬比率	⑦ 処分比率
山形	45,201	23,882	15,127	6,192	52.8%	33.5%	13.7%
茨城	294,887	71,953	29,880	193,054	24.4%	10.1%	65.5%
長野	497,133	272,702	66,068	158,363	54.9%	13.3%	31.9%
兵庫	263,448	95,063	58,360	110,025	36.1%	22.2%	41.8%
大分	192,735	109,786	10,353	72,596	57.0%	5.4%	37.7%
富崎	97,155	40,810	5,764	50,581	42.0%	5.9%	52.1%

(参考) 実績

■ 今後の対応

- 今後の対応①：運搬費が全体に占める割合の10%程度であることから、伐採地からバイオマス発電所までの距離がどの程度かの確認
- 今後の対応②：河道内樹木の実態（土砂の付着状況など）を認識してもらう資料提供
- 今後の対応③：バイオマス利用の事例の収集と紹介・都道府県の現状把握
：有価物か、廃棄物か等を解説した資料提供

5. バイオマス関連業務

【4）全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入れに係る実態把握】

【検討/調査内容】

全国の木質バイオマス発電所や燃料供給会社、一般廃棄物処理施設を対象に、河道内樹木やダム流木の受入れ可否、受入れ条件等をアンケートにより把握し河川管理者が活用可能な情報として整理する。

■実施方針

- 全国のバイオマス発電所や一般廃棄物処理施設の受入れ可否、受入れ条件等をアンケートにより把握し、河川管理者が活用可能な情報として整理する。

| 主な着眼点

- 多くの河川管理において活用可能なものとするため、網羅性の高い受入施設情報を把握し一覧表を整理
- 発電所によっては受入れ条件に「チップ化済み木材であること」等があることを踏まえ、バイオマス燃料製造事業者等を調査対象に追加

(1) アンケート送付先
選定

(2) アンケート作成

(3) アンケート送付

- a. 発電所・燃料製造事業者
- b. 一般廃棄物処理施設

(4) アンケート集計・受入施設一覧作成・
受入れ条件分析

図 検討/調査フロー

■実施内容

(1) アンケート送付先選定

表 アンケート対象施設数

施設分類	条件	対象施設数
木質バイオマス発電所	FIT認定を取得するバイオマス発電所（パーム油・メタン発酵、農作物残渣、一般廃棄物の発電所を除く）	173件
バイオマス燃料製造事業者	日本木質バイオマスエネルギー協会が把握する事業者	205件
一般廃棄物処理施設	環境省「一般廃棄物処理実態調査」における焼却施設のうち、外部へ電源供給を行う施設	364件

(2) アンケート作成

アンケート項目を、以下に示す。

- 施設名称、所在地、連絡先
- 施設規模、設備概要
- 河道内樹木等の受入れ可否及び理由
- 受入れ条件（時期、期間、量、価格(処理費)、サイズ、部位、樹種(竹含む)、異物付着可否)
- FIT認定区分及び調達計画申請状況

(3) アンケート送付

(4) アンケート集計・受入れ施設一覧作成・受入れ条件分析

アンケート結果は、施設別回答を一覧表形式で整理する。また、回答事業者の受入れ条件や受入れ不可理由等について集計し、受入れ施設が懸念する事項や課題となる条件を分析する。

【期待される成果イメージ】

- 木質バイオマス・一般廃棄物施設等の受入れ可能施設一覧
- 受入れ可能施設の受入れ条件、受入れ不可施設の受入れを不可とする理由

5. バイオマス関連業務

【 4 ） 全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握】

- アンケート調査を発電所・燃料供給会社（11月上旬～12月上旬）、一般廃棄物処理施設（10月中旬～11月下旬））に対し実施した。
- 発電所・燃料供給会社は計383社に調査票を送付し、回収率は約50%となっている。
- 一般廃棄物処理施設の375施設に調査票を送付し、休廃止等の施設を除外した364施設を対象に、回収率は約90%強となっている。

■ アンケート送付数・回収数

表 調査票送付数・回収数・回収率

送付先	送付数	回収数	回収率	送付先
発電所	173	97	56%	・2020年6月末時点稼働のFIT認定発電所
燃料供給会社	205	98	48%	・日本木質バイオマスエネルギー協会が把握する事業者
一般廃棄物処理施設※	364	332	91%	・環境省「一般廃棄物処理施設実態調査 平成30年」において、発電を行う稼働中施設

※：2020年12月6日時点（送付数375うち、休廃止や他施設に統合等により調査対象外となった11施設を除外）

【調査票 質問内容】

1. 事業者（発電所・燃料供給会社）の概要
2. ダム流木・河道内樹木の受入れについて
 - 1) ダム流木・河道内樹木の受入れ可否
 - 2) ダム流木・河道内樹木を受入れ実績有無
 - 3) ダム流木や河道内樹木等を受け入れる際の条件
 - 4) ダム流木や河道内樹木を受け入れられない理由
 - 5) ダム流木や河道内樹木の活用について、課題・困っている点、活用のために必要な改善点、要望、希望

5. バイオマス関連業務

【4）全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入れに係る実態把握】

■ 調査票〈発電所・燃料製造事業者用①〉

2.ダム流木・河道内樹木の受入れについて

1)ダム流木・河道内樹木を受け入れることはできますか。下の水色のセルから選んでください

--

2)今までに、ダム流木・河道内樹木を受け入れたことはありますか。該当箇所にご記入ください。

	受け入れたことがある	受け入れたことがない	わからない
ダム流木			
河道内樹木			

※2. 1)で、①～④とご回答していただいた方は、下記をご記入ください

3)ダム流木や河道内樹木等を受け入れる際の条件をご記入ください

受入種※1	時期・期間	受入可能量	希望受取場所	自社トラック等による運搬の可否	竹の受入の可否	受取料金 ※2	受け入れるダム流木・河道内樹木の形状			泥・石の除去	その他受入条件
							受入可能な形態	受入可能なサイズ	受入可能なチップの形態※3		
例 ダム流木	随時	10t/日	自社工場	×	要相談	有償	原木(丸太)	2m未満	—	ある程度落とす	バイオマス証明必須
例 河道内樹木	要相談	100m3/月	要相談	要相談	○	無償	チップ	50mm以下	切削チップ、破碎チップいずれも可	できるだけ除去	根株・樹皮は要相談
ダム流木・河道内樹木共通											
ダム流木											
ダム流木(樹皮のみ)											
河道内樹木											
その他()											

※1: 受入種は、受入可能な種類についてご記入ください。受け入れが不可能な種類については、記載いただかなくても結構です。

※2: 受取料金とは、河道内樹木やダム流木を受け取る際の料金を指しています。「有償」「無償」「逆有償(処分料を受け取る)」の中からご選択をお願いします

※3: 受入可能なチップの形状(切削チップ、破碎チップ、いずれのチップ形状でも可、など)をご記入ください

5. バイオマス関連業務

【4）全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入れに係る実態把握】

■ 調査票〈発電所・燃料製造事業者用②〉

※2. 1)で、②～⑤とご回答していただいた方は、下記をご記入ください

4)ダム流木や河道内樹木を受け入れられない理由を以下の中からご選択ください(複数選択可)

①価格が見合うかどうか分からない
②価格が見合わない
③木質バイオマス原料の品質がわからない
④木質バイオマス原料の品質が悪い
⑤発電利用に供する木質バイオマス証明のためのガイドライン(証明ガイドライン)に基づく証明書の取得に不安がある
⑥発電所の燃料として「一般木質バイオマス」「建設資材廃棄物」「一般廃棄物」を燃やすことができない ※FIT制度における取り扱い、同封の「ご記入に当たって」をご覧ください。
⑦使用している機械(チップパーなど)や設備(燃焼炉など)の性能が合わない
⑧納入される時期が分からないので予定が立たない
⑨受け入れられるスペースがない
⑩原料を変える方針は現時点ではない
⑪原料の調達計画が十分であり、他の原料を入れる必要が無い
⑫取引先または経営母体から木質バイオマスの購入先を指定されている
⑬取引先との関係もあり、引き取ることは難しい
⑭その他()



懸念される品質内容を具体的にご記入ください

5)ダム流木や河道内樹木の活用を考えておりますが、課題となっている点・お困りの点や、活用するために必要な改善点、ご要望、ご希望等がございましたら、ご記入ください

5. バイオマス関連業務

【4）全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入れに係る実態把握】

■ 調査票〈一般廃棄物処理施設用①〉

2. ダム流木・河道内樹木の受入れについて

1) ダム流木・河道内樹木の受入れ実績はありますか。下の水色のセルから選んでください

2) ダム流木・河道内樹木を受け入れることはできますか。下の水色のセルから選んでください

→①～④とご回答していただいた方は3)をご記入ください

3) ダム流木や河道内樹木等を受け入れる際の条件をご記入ください

受入種※1	時期・期間	受入可能量	受取料金※2	処理手数料 又は買取価格	処理するための 必要手続き 有無	処理するための 必要手続きの内容	収集運搬業 の許可の 要否	竹の受入の 可否	受け入れるダム流木・河道内樹木の形状			泥・石の除去	その他受入条件
									受入可能な 形態	受入可能な サイズ	受入可能なチップの形態 ※3		
例 ダム流木	随時	10 t/日	有償	8 千円/t	有	内容を記入してください	要	要相談	原木（丸太）	2 m未満	—	ある程度落とす	バイオマス証明必須
例 河道内樹木	要相談	100 m ³ /月	無償	7 千円/m ³	無	—	否	○	チップ	50mm以下	切削チップ、破砕チップいずれも可	できるだけ除去	根株・樹皮は要相談
ダム流木・河道内樹木 共通													
ダム流木													
ダム流木 (樹皮のみ)													
河道内樹木													
その他 ()													

※1：受入種は、受入可能な種類についてご記入ください。受け入れが不可能な種類については、記載しただけでも結構です。
 ※2：受取料金とは、河道内樹木やダム流木を受け取る際の料金を指しています。「有償」「無償」「逆有償（処分料を受け取る）」の中からご選択をお願いします
 ※3：受入可能なチップの形状（切削チップ、破砕チップ、いずれのチップ形状でも可、など）をご記入ください

5. バイオマス関連業務

【4）全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握】

- 調査回答した発電所は、年間燃料使用量50,001～100,000t、発電出力規模2,001～10,000kW規模が多かった。
- 回答があった全発電所の燃料使用量は計約885万tであり、河道内・ダム流木発生量の4倍以上規模であった。
- 燃料供給会社の主な業種としては、チップ製造だけでなく、林業や産業廃棄物処理業などの事業を行っている事業者が一定数含まれていた。

■ 回答された発電所の年間燃料使用量

- 回答があった97発電所のうち、年間燃料使用量の50,001～100,000tの施設が全体の3割強を占めており、発電出力規模別では2,000kWを超える発電所が全体を8割、うち2,001～10,000kWが全体の4割を占めていた。
- 燃料使用量について回答のあった78発電所の年間木質バイオマス燃料の使用量の合計は約885万t（燃料の水分率を50%として換算）であった。国土交通省管理河川及びダムの平成29年木材処理量の実績は約200t（単位体積重量0.55t/m³として換算）に対し4倍以上の木質バイオマスが燃料として使用されている。

■ 燃料供給会社の主な業種

- 燃料供給会社の主な業種は、木質バイオマス燃料となるチップ製造のほか、素材生産や製材等の林業、一般廃棄物／産業廃棄物の処理業、製紙用のチップ製造等も多くみられる。

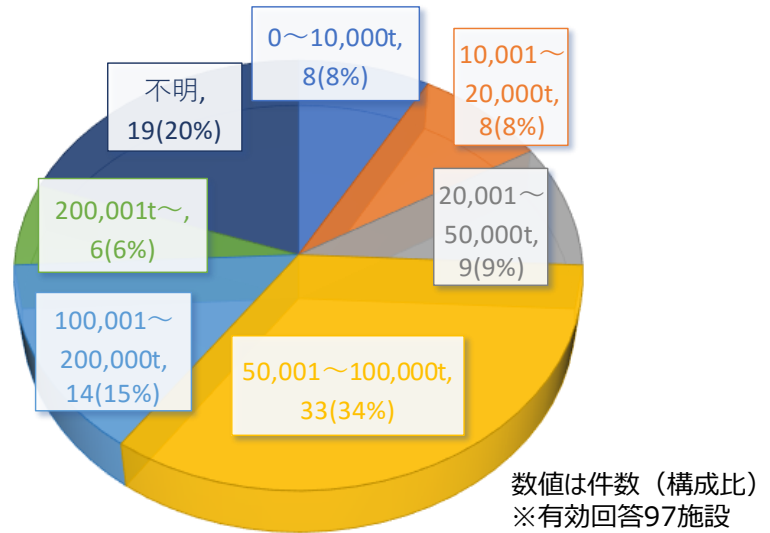


図 発電所の燃料使用量別回答数

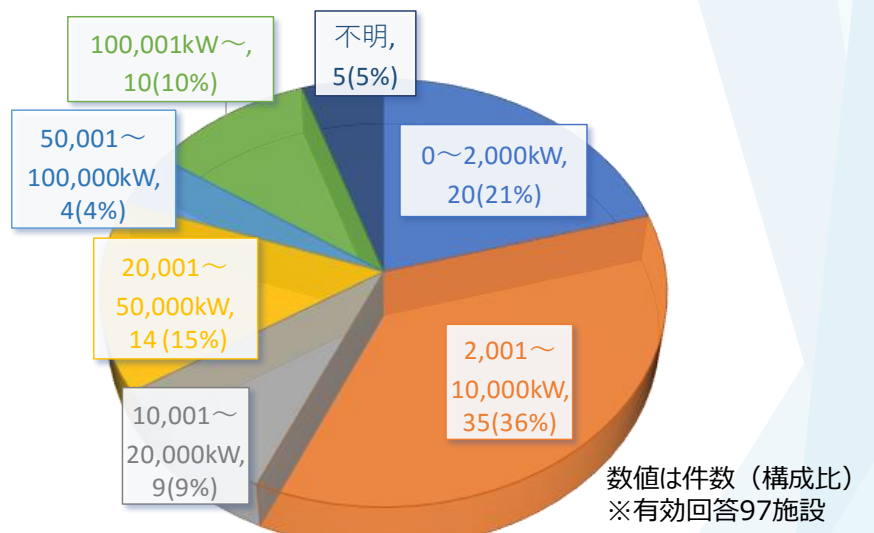


図 発電所の発電出力規模別回答数

5. バイオマス関連業務

【4】全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握】

(1) 発電所、燃料供給会社 アンケート調査結果＜受入れ実績の有無、受入れ可能性＞

▶ 河道内樹木やダム流木の受入れ実績は、発電所よりも燃料供給会社の方が多く、燃料供給会社でもダム流木よりも河道内樹木のほうが多かった。
 ▶ 河道内樹木・ダム流木の受入れの可能性については、燃料供給会社の80%以上が受入れ可能と回答したのに対し、発電所では30%以上が受け入れられないと回答しており、発電利用を普及するには河道内樹木・ダム流木がどのようなものかの周知を行う必要がある。

■ 受入れ実績

- 燃料供給会社の方が受入れ実績が多く、ダム流木と河道内樹木との比較では、発電所・燃料供給会社いずれも河道内樹木のほうが受入れ実績が多かった。

■ 受入れ可能性

- 燃料供給会社は、受入れ可能※とする事業者が9割（87事業者）であった一方、発電所における受入れ可能の回答は5割（51事業者）のみであった。
 ※河道内樹木・ダム流木いずれかのみ受入れ、条件が合えば受入れの回答含む。
- 発電所は燃料供給会社と比較して受入れ不可の回答が多かったが、後述の「品質が不明確であること」が要因と考えられ、発電所での利用を普及するには河道内樹木・ダム流木がどのような品質かについて認識を広める必要があると考えられる。

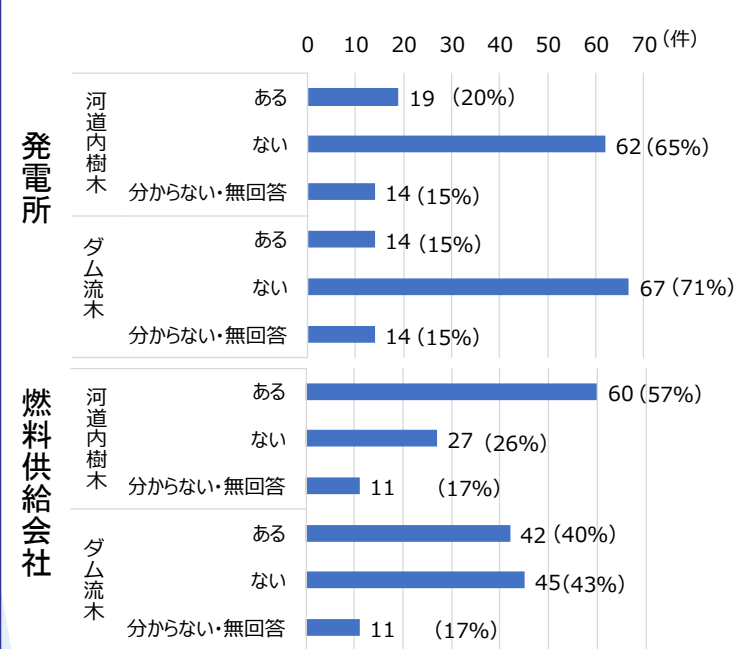


図 受入れ実績の有無

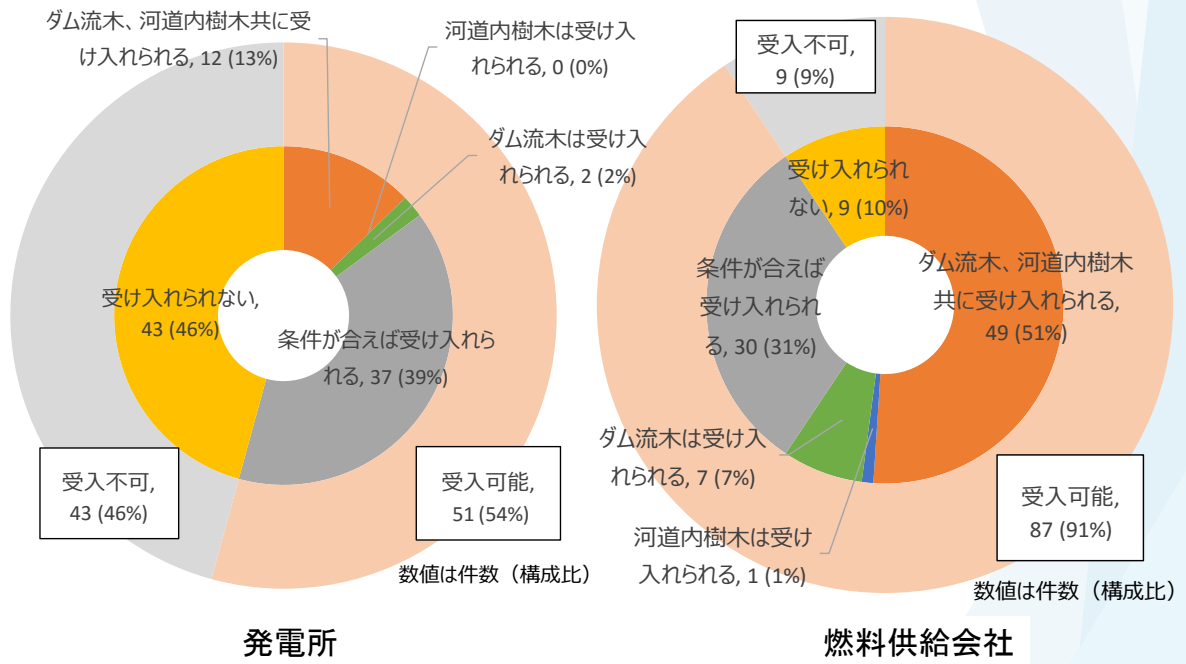


図 受入れ可能性

5. バイオマス関連業務

【4）全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握】

(1) 発電所、燃料供給会社 アンケート調査結果〈受入れ条件①受入れ可能量〉

➤ 受入れ可能な事業者の総数（138事業者）の約半数が、受入れ可能量については「要相談」の回答であり、事前の調整が必要であることが分かった。
➤ 受け入れられる時期については、「随時」受け入れられる事業者が、全体の半数を超える結果となった。

■ 受入れ可能量

- 受入れ可能と回答した138事業者（発電所51事業者、燃料供給会社87事業者）のうち、計56事業者（約4割）が100t/日未満と回答し、うち36事業者（約3割）が、30t/日未満の回答であった。
- 要相談と回答する事業者が72事業者（約5割）を占め、発電所でより割合が多くなっており、河道内樹木やダム流木の発生量に応じて事前の調整が必要となることが分かった。

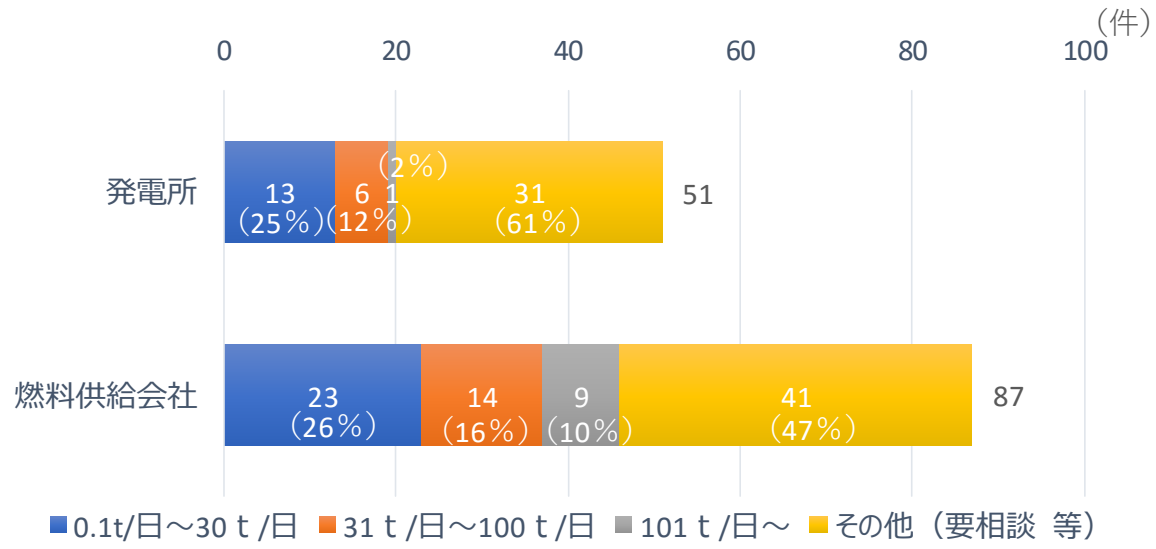


図 ダム流木・河道内樹木 受入れ可能量

5. バイオマス関連業務

【4】全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握】

(1) 発電所、燃料供給会社 アンケート調査結果〈受入れ条件②受入形態〉

➢ 発電所の半数以上が丸太・原木での受入れが可能との回答だった。
➢ 一方、残りの半数の発電所は受入れ形態をチップのみとしているためチップ化の対応もしくはチップ工場を経由した活用が必要となる。チップの形態については、約半数の発電所が破碎チップでも受入れ可能との回答だった。

■ 受入形態

- 発電所における受入れ可能なダム流木・河道内樹木の形態は、チップのみでの受け入れが24事業者（約5割）であり、約半数の発電所は事前にチップ化の対応が必要であることが分かった。

■ 受入チップ形態

- 受入れ可能なチップの形態も確認したところ、チップのみを受入れ条件とする事業者のうち約2割（9事業者）は切削チップのみを受入れ条件としているが、約半数（25事業者）は破碎チップでの受入れも可としており、現場でのチップ化を行うことで対応できる可能性もあると考えられる。

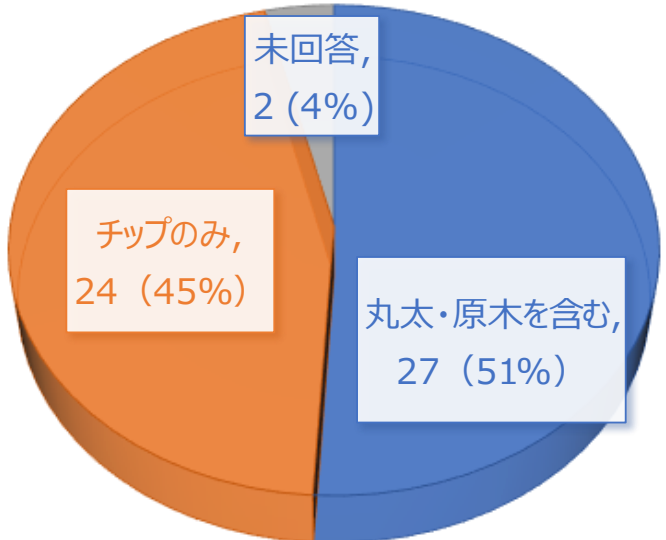
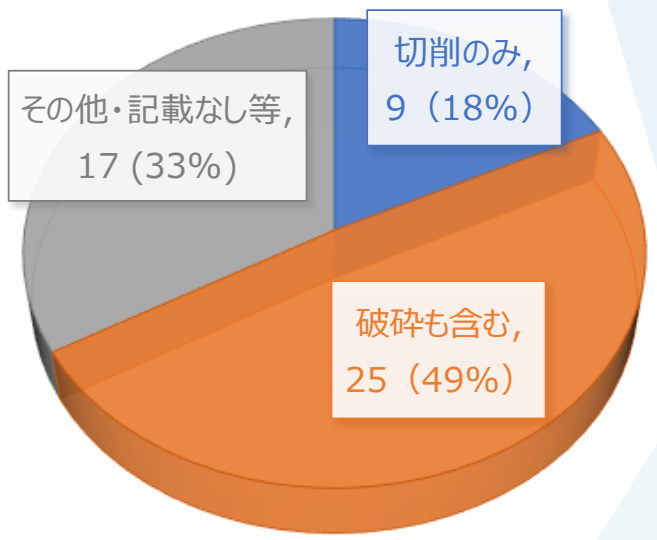


図 受入れ可能なダム流木・河道内樹木の形態（発電所）



※その他は、丸太・原木のみの受け入れでチップの受け入れを行っていない、など

図 受入れ可能なダム流木・河道内樹木のチップの形態（発電所）

5. バイオマス関連業務

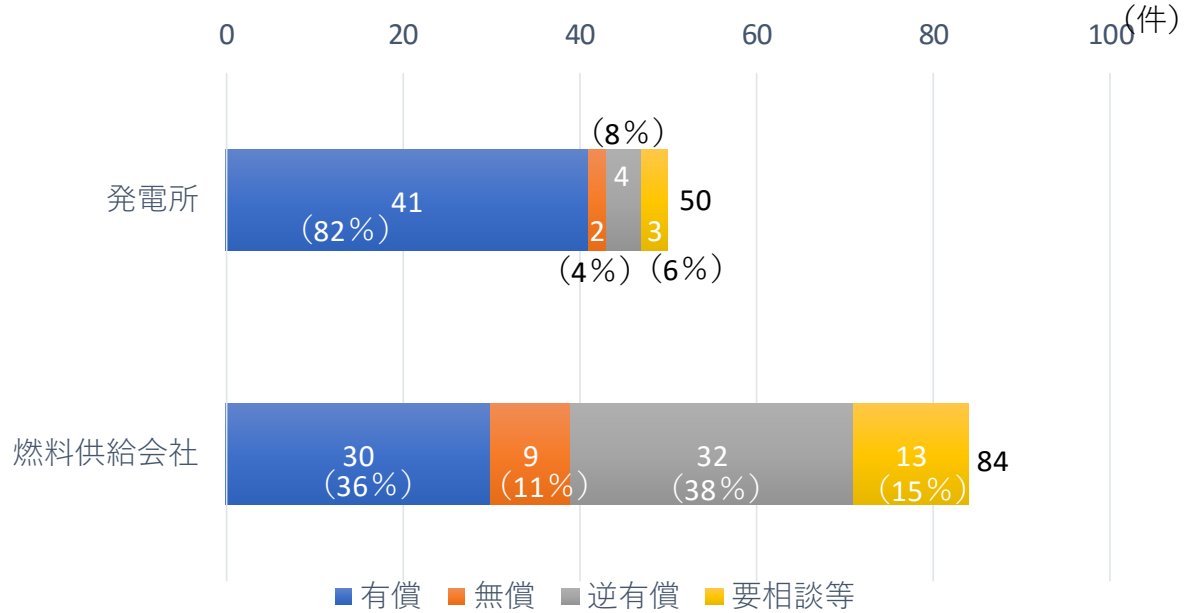
【4】全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握】

(1) 発電所、燃料供給会社 アンケート調査結果〈受入れ条件③受入れ料金〉

➢ 受入れ可能と回答した事業者の半数が「有償」で買い取ると回答した。
➢ 発電所で有償買取りと回答している事業者のうち、約半数は受入れ形態を「チップのみ」としており、チップ化工程を低コストで行うことが課題となる。

■ 受入れ料金

- 受入れ料金について回答があったのは全103事業者（発電所50事業者・燃料供給会社84事業者）であった。
- 発電所は約8割（41事業者）が有償買取りと回答したのに対し、燃料供給会社の有償買取回答は約4割（30事業者）のみであり、燃料供給会社への引き渡しの場合は処理コストがかかる場合が多い結果となった。
- 有償買取や無償引取の発電所のうち、23件は受入形態を「チップのみ」としている。このような発電所の場合、チップ化工程において従来と同様のコストが発生する可能性もあり、処理コスト低減のためには低コストでのチップ化が課題となる。



※同一事業者が複数条件について回答したものは「要相談」として集計した

図 受入れ料金

5. バイオマス関連業務

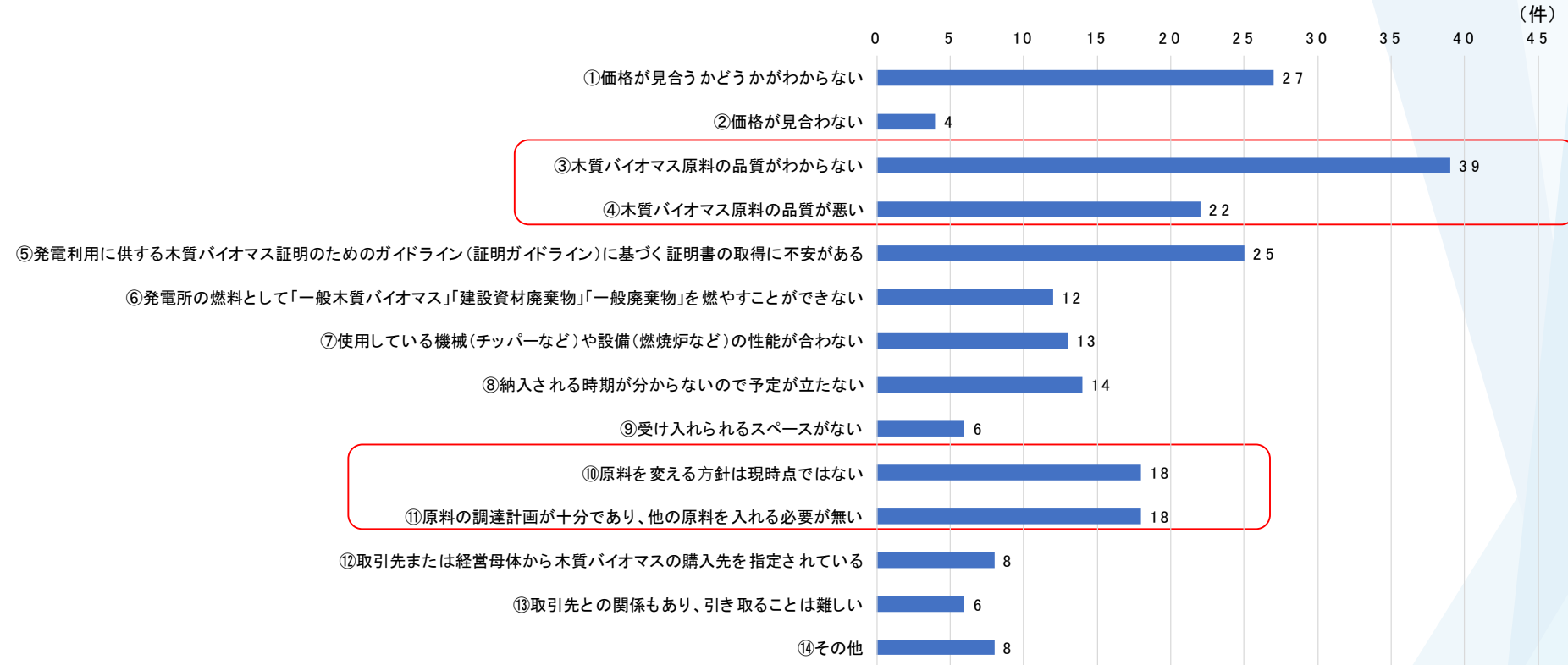
【4】全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握】

(1) 発電所、燃料供給会社 アンケート調査結果 <受入れ不可の理由（発電所）>

➤ 河道内樹木等を受入れ不可とする理由は、価格面よりも木質バイオマス原料の品質に関するもののほうが多い結果となった。
➤ 発電所側としては、証明ガイドラインに基づく証明書の有無や、発電所における燃料の変更等に対しても、大きな懸念を持っていることが分かる。

■ 受入れ不可の理由（発電所）

- 河道内樹木等の原料の品質に対する懸念を持っている事業者が多かった。
- すでに発電所で使用されている燃料を変更したり、追加することを考えていない発電所も一定数あることがわかった。



※複数回答有

図 ダム流木や河道内樹木を受け入れられない理由（発電所）

有効回答数=69事業者

5. バイオマス関連業務

【4】全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握】

(1) 発電所、燃料供給会社 アンケート調査結果 <受入れ不可の理由 (燃料供給会社) >

➤ 河道内樹木等を受入れ不可とする理由は、価格面が最も多かったが、発電所と同様に木質バイオマス原料の品質に関するものも多い結果となった。
➤ 燃料供給会社側からは、原料の納入時期や所有するチップパーの性能の問題等も挙げられた。

■ 受入れ不可の理由 (燃料供給会社)

- 燃料供給会社も原料の品質に対する懸念点を指摘するとともに、元々原料の品質が悪いとの認識を持っていることや、導入されているチップパーでは対応できないなど、原料に対する問題意識を懸念点として挙げている事業者が多い。
- 有効回答数を見ると、発電所よりも燃料供給会社のほうが、河道内樹木等を受け入れられる可能性があると推測される。



※複数回答有

図 ダム流木や河道内樹木を受け入れられない理由 (燃料供給会社)

有効回答数=45事業者

5. バイオマス関連業務

【4】全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握】

(1) 発電所、燃料供給会社 アンケート調査結果〈受入れ不可の理由（懸念される品質内容）〉

➤ 受入れ不可の理由のうち、「④木質バイオマス原料の品質が悪い」の回答について、具体記載欄では受入れ実績の有無にかかわらず泥や石の付着に対する記載が多かった。

■「④木質バイオマス原料の品質が悪い」にて懸念される具体的な品質内容（原文ママ）

<発電所>

- ダム流木：石・プラ等の異物混入、腐り、水分過多。河道内樹木：石・土等異物の混入、長期保管による腐り（ダム流木・河道内樹木 受入れ実績有り）
- 水に浸透された樹木は、熱量が低く、灰処理コスト増となる。（河道内樹木 受入れ実績有り）
- 発電所はチップのみ受入れで、原木(丸太)は受け入れていないが、協定相手のチップ工場では流木等を破碎した実績から、原木(幹)にも大量の砂利が入っており、ボイラー損傷や廃棄物増加が考えられる。（受入れ実績無し）
- 土砂の他、金属片、樹脂類など木質以外の異物が混入。チップ化や搬送作業の際に、設備の破損や安全作業の確保が難しくなる事態が発生する他、ナトリウム、カリウム等、発電設備の劣化・腐食を早める物資の濃度が高いことが懸念される。当社では、水につかっていたもの、土の中に埋まっていたものは受け入れないことにしている。（受入れ実績無し）
- 基本的に産業廃棄物を受け入れている。そのため、無償、逆有償でないと受け入れられない。また、水分が多いと乾燥が必要となり、その乾燥が可能な場所が確保できない。（受入れ実績無し）

<燃料供給会社>

- 石や砂が入っていると刃物がすぐ切れなくなる。木材にヒモや布、鉄線などがからまっている場合がある。木に枝があつたり曲がっていたり処理に手間がかかる場合あり。（ダム流木・河道内樹木 受入れ実績有り）
- 砂が機械に入り、故障の原因となる。受入先の商品に砂が入っていると、クレームの対象となる（ダム流木 受入れ実績有り）
- 土砂、葉の混入が多く、また、含水が高いため、木質ペレットを製造するためには、課題が大きいと考えます。（受入れ実績無し）
- 樹木区分が出来ていない。太さ、長さ、枝などの除去の規格ができていない。泥・石の除去ができていない。（河道内樹木 受入れ実績有り）

5. バイオマス関連業務

【4】全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握】

(1) 発電所、燃料供給会社 アンケート調査結果 <バイオマス利用における懸念点・課題点>

■ 自由意見（原文ママ一部抜粋）

<前向き意見>

- 出来るかぎり対応させて頂こうと考えています。実際に相談も寄せられておりますので、証明書の取得等についてご検討頂きたい（発電所）
- グループ内他社地域に比べ、九州では河道内樹木の活用が進んでいない。行政側・供給者側の認識がまだ広がっていないためと思われるので、ぜひ積極的に働きかけていただきたい。（発電所）
- ダム管理者等(国)がダム流木、河道内樹木を一般木材として証明してくれるのであれば、発電所としては一般木材として何の問題なく受入することができます。なのでそういった木材を一般木材扱いできるように早急に国や自治体が対処するべきだと思います。（発電所）

<品質面の課題>

- 当社としては、価格が合い、品質面（特に砂・泥の付着）に大きな問題が無いようであれば積極的に受け入れたい。（発電所）
- 当社は、燃料材を受け入れているつもりでも、搬入される方々は廃棄物の処分先という見方が拭えないようで、木杭、ロープ、 그리스やオイルの空き缶やチューブ、飲み物の空き缶やペットボトルなど作業者が混ぜ込んだと想像されるものが入っている。（発電所）
- 異物の除去の徹底。（燃料供給会社）
- 土木工事での搬出なので業者によって原木の処理がまるで違う。木も切り方で、工場での作業が楽だったり、手間がかかるものだったりする。（燃料供給会社）
- プラなどの異物が多い。異物や竹などを管理者側できれいに選別していただく必要がある。丸太のなかには中身が腐ってスカスカのものもある。スポンジ状になったものが水を吸って燃料品質に沿わないことがある。（発電所）

<制度面の課題>

- 事前に年間数量を申請する必要があり、認可までに時間を要するため、受入時期が先延ばしになることが懸念される。（発電所）
- 無償で丸太を引き取り、燃料用チップに加工・販売した場合、廃棄物取り扱いの観点から問題がないのかわからない。もし問題ないのであれば、行政や協会から、通達やガイドラインを示してほしい。（燃料供給会社）

<価格面の課題>

- 一般材扱いであればFIT価格（売価）から丸太 1 トン/2000円を超えると採算がとれない。（発電所）
- 運賃のコスト等から有価での買取は難しい。（燃料供給会社）

5. バイオマス関連業務

【4】全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握】

(2) 一般廃棄物処理施設 アンケート調査結果 <受入れ実績の有無、受入れ可能性 >

➤ 現状は「受入れ実績なし」の回答が大半を占める。「受入れ実績あり」の回答数はダム流木に比べ河道内樹木で5倍程度大きい。
 ➤ 受入れの可能性は、受入れ不可が40%強で、受入れ可能が60%弱であった。

■ 受入れ実績

- 河道内樹木及びダム流木の「受入れ実績あり」の回答は、ダム流木の4%に対し、河道内樹木は20%となっており、ダム流木に比べ河道内樹木の利用に対する受容性が高いと考えられる。

■ 受入れ可能性

- 受入れ可能性では、約6割が受入れ可能という結果であった。その内訳は、「条件が合えば受け入れられる」が48%と多く、次いで「ダム流木、稼働内樹木共に受け入れられる」が6%となっており、受入れ条件を満たすかどうか、河道内樹木及びダム流木の利用を左右すると考えられる。

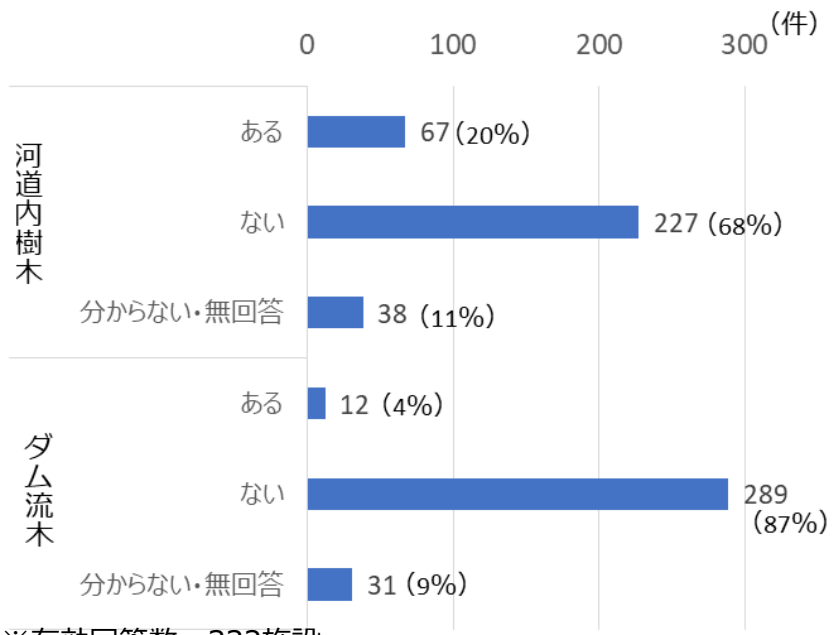


図 受入れ実績の有無

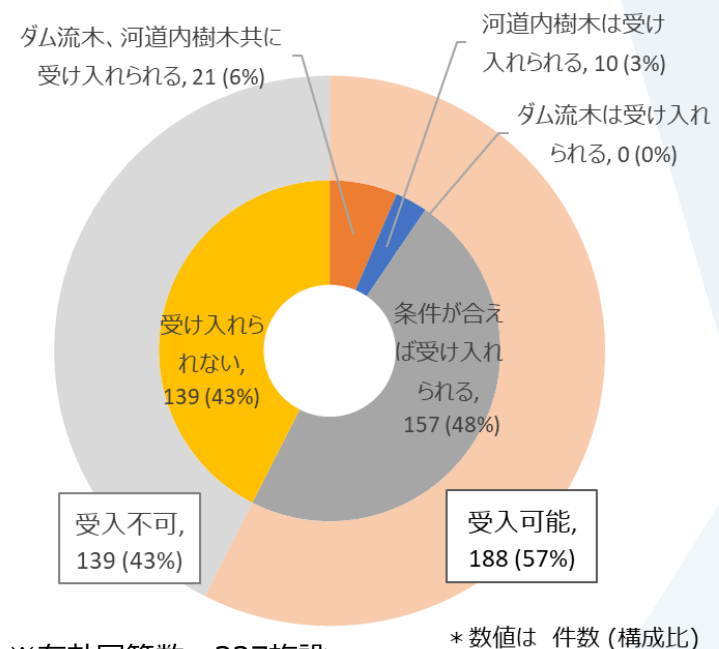


図 受入れ可能性

5. バイオマス関連業務

【4）全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握】

(2) 一般廃棄物処理施設 アンケート調査結果〈受入れ条件①受入れ可能量〉

▶ 受入れ可能量に河道内樹木とダム流木での差はなく、10t未満/日の回答施設が多かった。
 ▶ 要相談とする施設が半数近くあり、施設の受入状況やバイオマス発生量に応じて地域ごとに調整が必要であることが分かった。

■ 受入れ可能量

- 回答を「t/日」単位に換算し集計した。
- 受入れ可能量に河道内樹木とダム流木での差はなく、数値回答があった施設（その他や要相談を除く）の半数以上が10t/日未満を上限としている結果となった。
- 受入れ可能量については「要相談」と回答する事業者は、河道内樹木及びダム流木で40%弱、その他で50%弱であった。

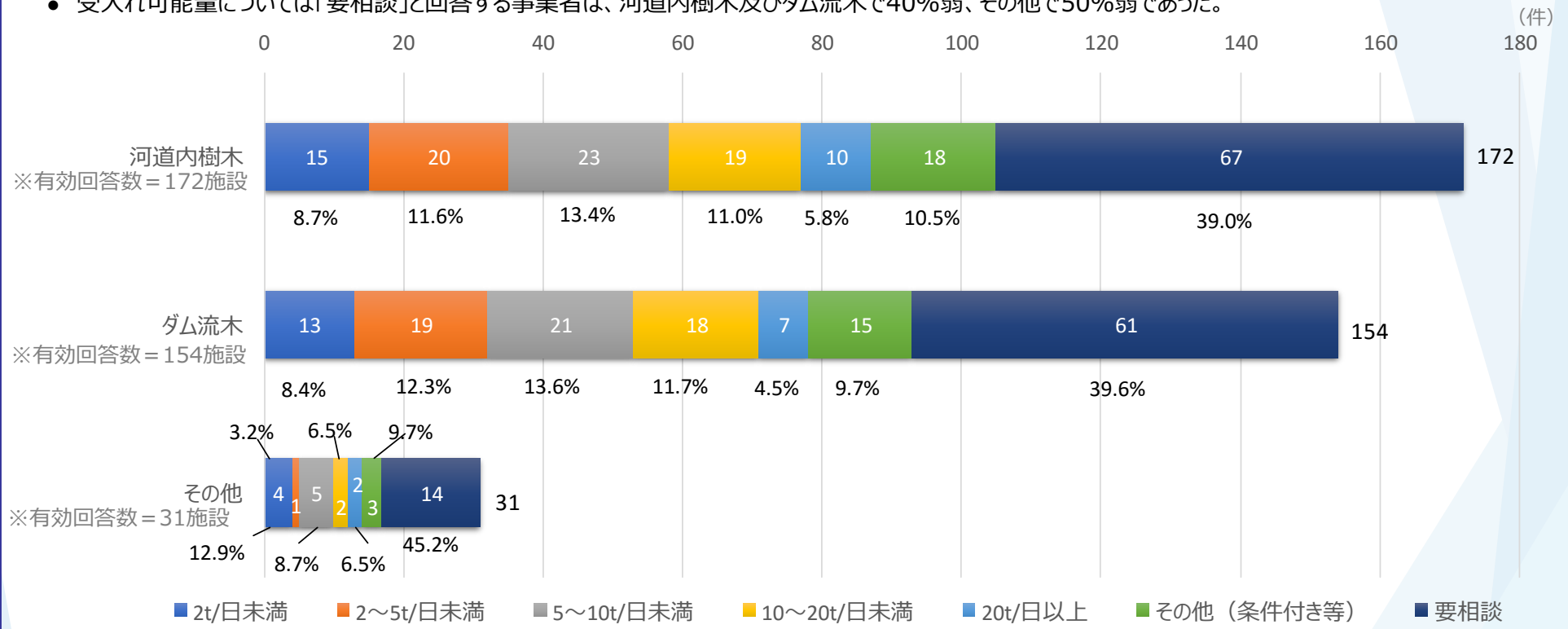


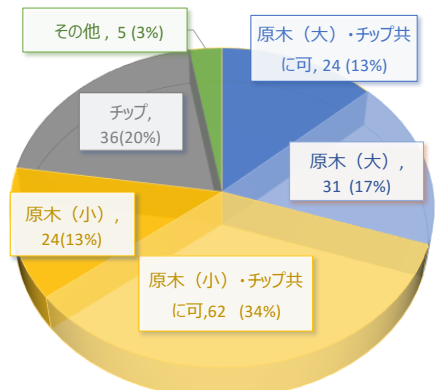
図 受入れ可能量

5. バイオマス関連業務

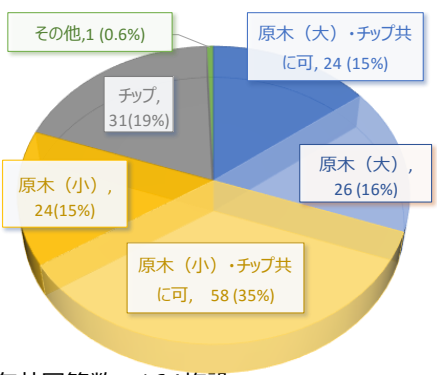
【4】全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握

(2) 一般廃棄物処理施設 アンケート調査結果 <受入れ条件②受入形態>

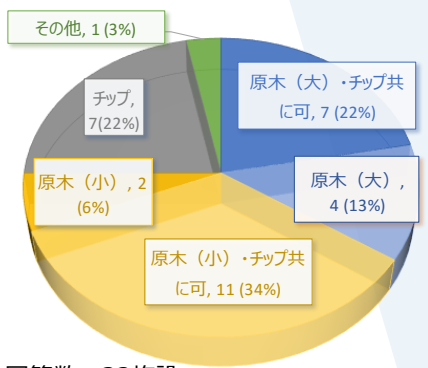
- 長さ50cm以下や直径10cm以下といった短尺や小径なサイズの条件を挙げる施設が多い結果であり、搬入前に材のサイズを揃える手間が課題になると考えられる。
- 受入れ可能なチップの形態として「切削・破砕チップいずれも可」の回答が大半であり、安価なチップ加工体制が構築できれば一般廃棄物処理施設でのバイオマス利用が進む可能性があると考えられる。



※有効回答数 = 182施設
図 受入れ可能な形態 (河道内樹木)

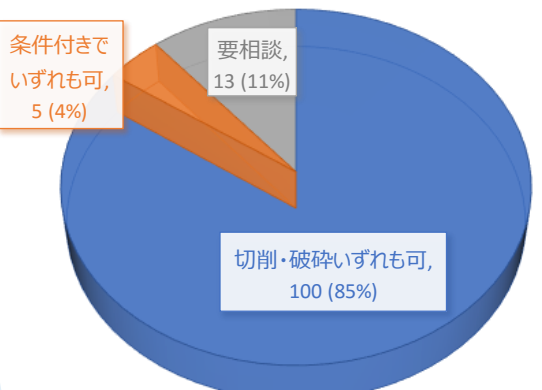


※有効回答数 = 164施設
図 受入れ可能な形態 (ダム流木)

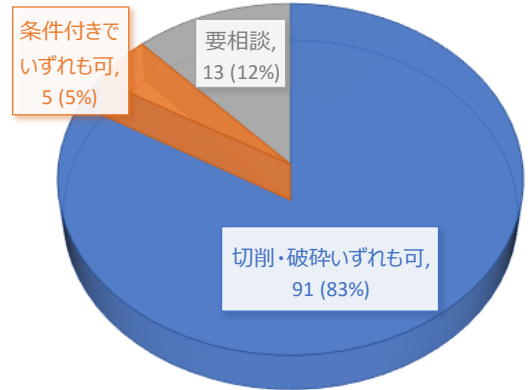


※有効回答数 = 32施設
図 受入れ可能な形態 (その他)

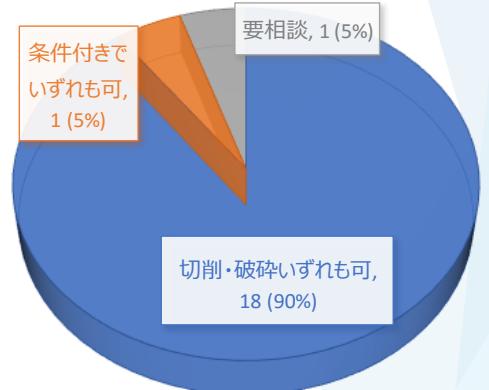
注1: 「原木」の回答のうち、長さ50cm以下、又は、直径10cm以下の条件を挙げているものを「原木(小)」とし、その他を「原木(大)」とした。受入形態が「枝葉」「剪定枝」となっているものも受入れサイズの記載から判断し「原木(小)」などに割り振った。
 注2: 「その他」は「要相談」が該当する。



※有効回答数 = 118施設
図 受入れ可能なチップの形態 (河道内樹木)



※有効回答数 = 109施設
図 受入れ可能なチップの形態 (ダム流木)



※有効回答数 = 20施設
図 受入れ可能なチップの形態 (その他)

5. バイオマス関連業務

【4】全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握

(2) 一般廃棄物処理施設 アンケート調査結果 <受入れ条件③受入れ料金>

➢ 受入れ可能と回答した施設のうち、9割以上が逆有償で処理手数料を必要とする条件であり、大幅な処理コスト削減は見込みにくい結果となった。
➢ 今後は、有償買取や無償引取を可能とする施設にヒアリングし他地域での有償買取や無償引取の可能性を検証する必要がある。

■ 受入れ料金

- 受入れ可能と回答した施設のうち、172施設は受入れ料金は「逆有償」であると回答した（河道内樹木及びダム流木ともに約96%）。
- 河道内樹木及びダム流木の受入れ料金を「無償」及び「有償」と回答した事業者は、それぞれ5件、1件であった。
- 受入れ料金の回答「その他」には、樹皮、水草、つる性植物等があり、31回答のうち「無償」が3回答あった。

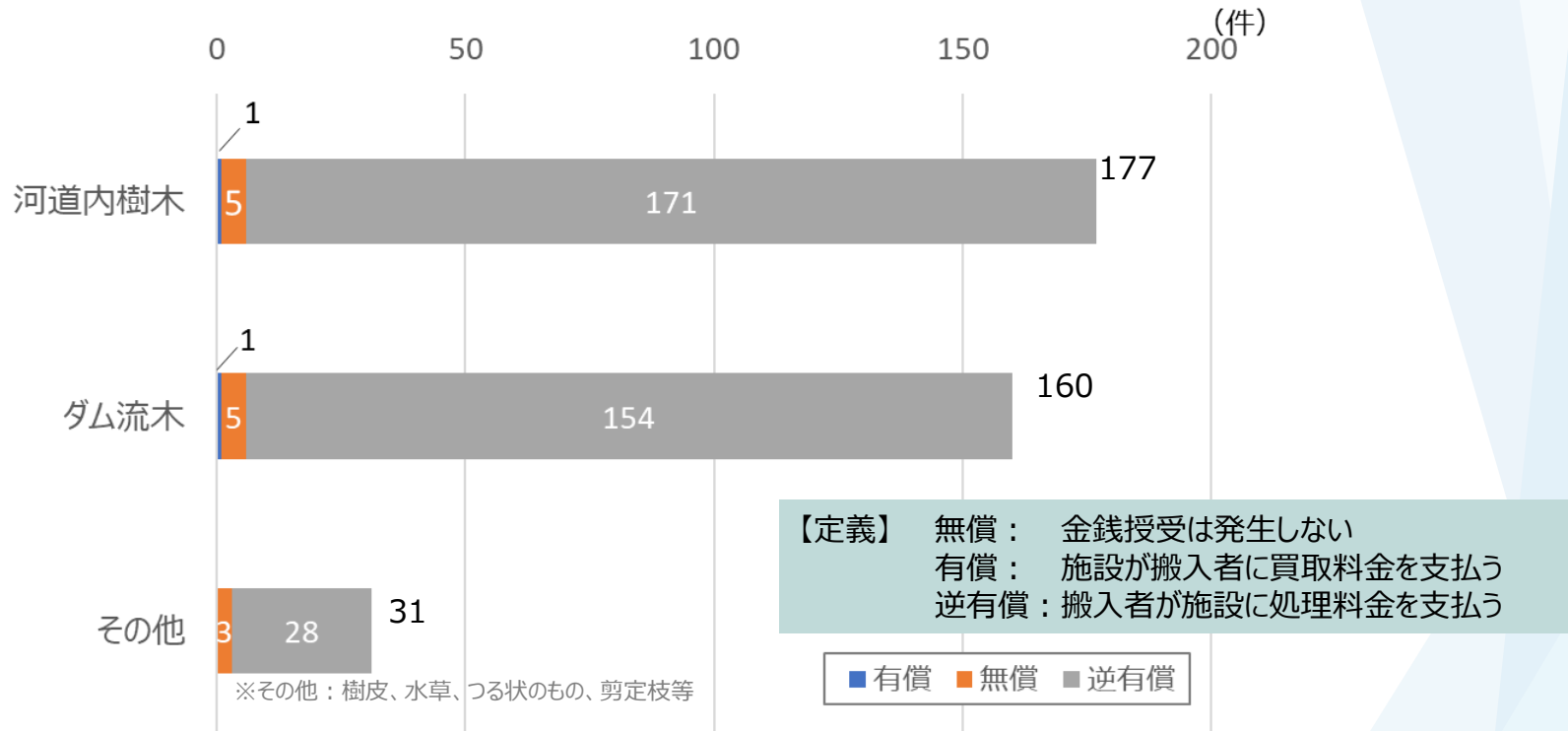


図 受入れ料金

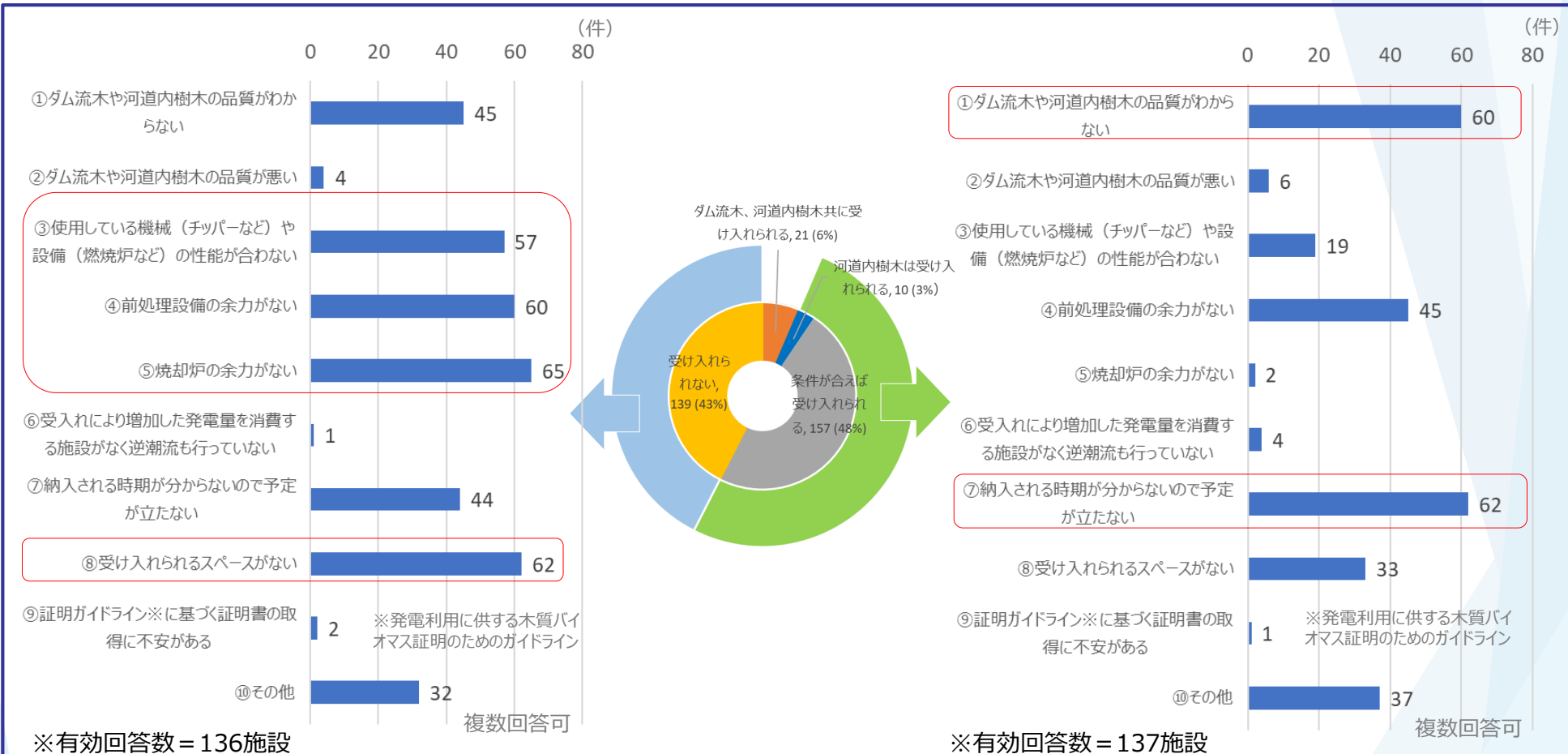
5. バイオマス関連業務

【4】全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握

(2) 一般廃棄物処理施設 アンケート調査結果 <受入れ不可の理由>

➤ 「受入れ不可」と回答した施設のバイオマスを受け入れられない理由は、「機械や設備の性能」「前処理施設の余力」「焼却炉の余力」「受入れスペース」等のハード面での制約を挙げている。

➤ 一方、「受入れ可能だが条件次第」と回答した施設のバイオマスを受け入れられない主な理由として、まず、「品質が不明であること」や「納入時期が不明で予定が立たない」を挙げており、次いで受入スペースとなっている。



※有効回答数 = 136施設 複数回答可
図 「受入れ不可」と回答した施設のバイオマスを受け入れられない理由

※有効回答数 = 137施設 複数回答可
図 「受入れ可能だが条件次第」と回答した施設のバイオマスを受け入れられない理由

5. バイオマス関連業務

【4】全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握】

(2) 一般廃棄物処理施設 アンケート調査結果 <バイオマス利用における懸念点・課題点>

■ 自由意見（原文ママ一部抜粋）

<設備面の制約>

- 直径10cm以内の木材しか処理できない（燃え残り防止のため）。またそれ以上の木材を処理できる破砕機等を備えていない。
- 直径が5cm、長さが2m、幅が1mを超えるものは破砕機が利用できません。また、破砕機の処理能力は10t/5hであり、**処理対象物は主に、畳・カーペット等としており、大量の木材処理に適していません。**

<施設余力の制約>

- 廃棄物処理施設の焼却能力に余力があっても、**発電機が定格運転しているなら、更にダム流木を受入れ焼却しても発電量の増加は見込めない。**
- **処理対象物や規模算定に含まれておらず、処理に対する余力はございません。**

<事前協議の必要性>

- 一般廃棄物として受け入れる際には、時期により搬入されるごみ量が増えること、設備のメンテナンスにより焼却能力が低下している場合があることから搬入時期については要相談とします。
- **年間ごみ搬入量で焼却計画の作成を行っているため、搬入計画の提出をお願いします。**
- 河川管理者等は一般廃棄物となる樹木等を多量に処分しようとする計画があるのなら、**前年度には市町村に対して事前協議をしておいていただかないと、一般廃棄物処理実施計画にも組み入れることができないし、焼却施設等の運転維持管理計画も立てられない。**また、増加したごみの処分に必要となる燃料等さえも予算上確保できないことに留意してほしい。

<品質の懸念点>

- **土砂が付着していると前処理できないため、受入できない。**チップであれば余力のある時期に受入は可能と考える。ただし、チップの品質による。

<政策面の懸念点>

- 国土強靱化による河道拡幅等により一級河川の竹、木が施設に大量に持ち込まれているが、**一般廃棄物処理基本計画で想定していないごみであり（維持管理の範囲を超えている。範囲が広く造成工事と言える）、事業系ごみ削減を進める上で目標達成の阻害要因になっている。**
- 本市では、**唯一の最終処分場をできるだけ長く使用するため、家庭ごみ有料指定袋制など市民・事業者のご負担もいただきながら2Rを中心とするごみ処理施策を進めています。**発生抑制が困難な木質ごみ（剪定枝等）については可能な限りサイクルすることとしており、民間業者が排出する剪定枝等については、民間リサイクル施設で堆肥化等の再資源化をしていただくよう促進するとともに、本市の河川管理等の委託業務においても、原則、民間リサイクル施設で再資源化することを仕様書で定めており、整合を図る必要があります。

<住民理解の必要性>

- **焼却施設が立地する地域住民にご理解いただく必要があります。**

5. バイオマス関連業務

<今年度のまとめと課題>

【バイオマス関連業務 4）全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入に係る実態把握】

■ 検討内容

全国のバイオマス発電所及び外部へ電力供給している一般廃棄物処理施設を対象にアンケートを実施した。アンケート調査では、河道内樹木やダム流木等の受入れの可否、受入れられない理由、受入れ料金を確認し、河川付近のバイオマスを利用するための課題を検討した。

アンケート送付先	送付数	回収数	回収率
発電所	173	97	56%
燃料供給会社	205	98	48%
一般廃棄物処理施設	364	332	91%

■ 検討結果

(1) 木質バイオマス発電所・燃料供給会社のアンケート調査結果

- **受入れの可否**
 - 受入れ可能と回答のあった発電所は51事業社（60%）であり、燃料供給会社は87事業者（90%強）であった。
- **受け入れられない理由**
 - 受入れ不可の理由として多かった回答は「河道内樹木等の品質が分からない・品質が悪い」であった。
- **受入れ料金**
 - 有償買取又は無償引取が可能と回答した発電所と燃料供給会社は約50%となり、河川付近のバイオマスの処理コストを削減できる可能性が期待できる。

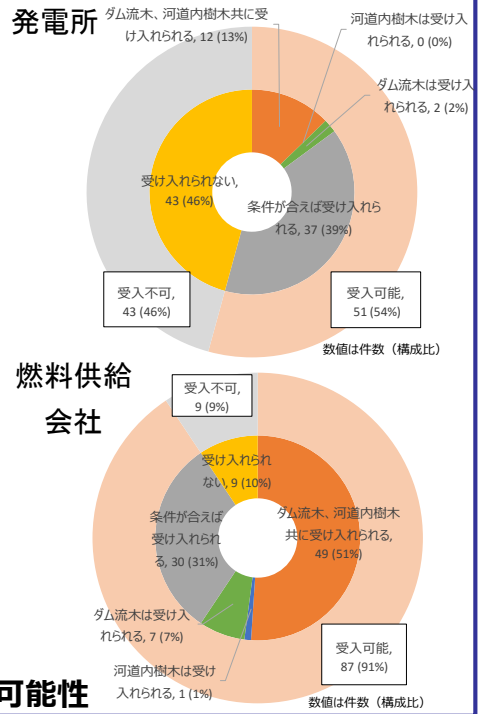
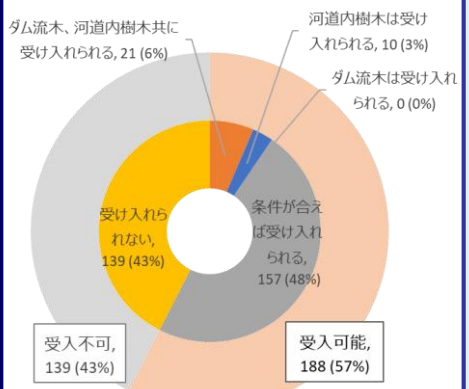


図 受入れ可能性

■ 検討結果

(2) 一般廃棄物処理施設のアンケート調査結果

- **受入れの可否**
 - 受入れ可能と回答のあった施設は188施設（60%弱）であった。
- **受け入れられない理由**
 - 受入れ不可の理由として多かった回答は、「品質」のほか、「前処理施設や焼却炉の余力」「受入スペース」等のハード面での制約であった。
- **受入れ料金**
 - 逆有償（処理手数料で処理）と回答した施設は90%以上であった
 - 有償買取と回答した施設は1施設、無償引取と回答した施設は5施設であった。



※有効回答数 = 327施設 * 数値は 件数 (構成比)

図 受入れ可能性

■ 今後の課題

- 燃料として品質に問題ないか確認するとともに、問題がある場合は伐採・集積・運搬における品質に及ぼす原因把握と改善方法の検討が必要。
- 木質バイオマス発電所・燃料供給会社に対しては、品質の周知が必要。
- 一般廃棄物処理施設に対しては、同様に品質の周知のほか、「前処理施設や焼却炉の余力」「受入スペース」等、ハード面の制約の解決が必要。

5. バイオマス関連業務

【5）堤防除草のバイオマス利活用検討】

【検討/調査内容】

国土交通省管理河川における堤防除草は、近年約540百万m²/年行われているが、活用されずに焼却処分されている刈草もあり、その処理コストは河道内樹木と同様に河川管理上の課題となっていると考えられる。一方、刈草もバイオマス資源として利用可能であればCO₂削減等への寄与も期待できることから、堤防除草のバイオマス利活用について検討する。

■実施方針

- 刈草のエネルギー利用方法について、その概要と近年の動向を既存文献調査と専門団体等へのヒアリングを行い整理する。
- 刈草のエネルギー利用方法としては、例として以下のものが挙げられる。
 - メタン発酵：生ごみ等を原料とする既存のバイオガス発電施設で原料として利用する
 - 固形燃料化：草本ペレット化やバイオークス化してボイラ燃料として利用する
 - 直接燃焼：下水汚泥の焼却処分時に混焼する

(1) 文献収集



(2) 専門団体ヒアリング



(3) 刈草の利用方法案等とりまとめ

図 検討/調査フロー

■実施内容

(1) 文献調査

刈草のエネルギー利用に関する研究・開発・事例等についてインターネットで情報収集を行う。

(2) ヒアリング

ヒアリング先及びヒアリング項目案を以下に示す。

- ヒアリング先：一般社団法人 日本有機資源協会
(選定理由) 有機資源全般の利用に関する調査研究、情報収集を行う団体であるため
- ヒアリング項目案：有効的な利用方法
利用にあたり考えられる課題・解決策
受入れ先施設の候補
今後の調査方針

【期待される成果イメージ】

- 刈草の利用方法例及び技術動向
- 刈草利用における課題と解決策

5. バイオマス関連業務

【5）堤防除草のバイオマス利活用検討】

- 草本系バイオマスのエネルギー利用として、ペレット化、下水汚泥補助燃料利用、メタン発酵、ガス化発電、バイオコークス化といった技術が研究・実証等行われている。
- 特に、ペレット化原料やメタン発酵原料としての利用は多くの実証が行われており、既存施設活用の可能性もあると考えられる。

■ 既存文献調査及び専門団体へのヒアリング結果

ペレット化	<ul style="list-style-type: none">• 草本ペレットの生産は様々な研究・開発や実証事業が行われている。<ul style="list-style-type: none">➢ 栃木県さくら市では燃料用植物として「エリアンサス」を栽培し生産したペレットを温浴施設のペレットボイラで使用している。（農林水産省「バイオマスの活用をめぐる状況」）➢ 北海道では2016年に一般家庭から分別収集した枝・葉・草を原料にペレット製造を行う研究が行われており、十分な発熱量があるペレットを製造可能であることが確認されている。（北海道立総合研究機構「2016年技術支援成果」）➢ 中日本高速道路(株)では、2015年に高速道路の維持管理で発生した刈草・剪定枝・伐採木などをペレット化する施設を整備し試行運転を行っている。（中日本高速道路(株)「定例記者会見 資料2」）• 草本系バイオマスは繊維が長く、せん断や破砕が困難であるほか、木質バイオマスと比較して造粒しにくい、廃棄物由来の場合は土砂や不純物の除去の低コスト化が必要という課題がある。
燃焼	<ul style="list-style-type: none">• 下水汚泥の燃焼時に、草本系バイオマスを補助燃料として混焼する試験が行われている。<ul style="list-style-type: none">➢ 土木研究所では下水汚泥の焼却時に牧草や刈草等を混焼する試験を行い、草本バイオマスの混合比率が多いほど補助燃料の重油使用量を削減可能であることを確認している。（土木研究所「下水汚泥と草本系バイオマスの混合特性」）• 草本系バイオマスは単体で燃焼させるには乾燥工程が必要となる。
メタン発酵	<ul style="list-style-type: none">• 畜産ふん尿、生ごみ、下水汚泥等に草本系バイオマスを混合したメタン発酵の研究・実験等が行われており、実施事例もある。<ul style="list-style-type: none">➢ 新潟市では中部下水処理場において下水汚泥と公園刈草を混合したメタン発酵が行われている。（新潟市webページ「中部下水処理場」）➢ 帯広畜産大学では乳牛ふん尿に堤防刈草サイレージを混合したメタン発酵試験を行っており、0～40%の混合で発酵阻害が見られず乳牛ふん尿単独時よりもガス生成量が多いことを確認している。（帯広畜産大 大内「家畜ふん尿と草本系バイオマスとの混合メタン発酵に関する研究」）
ガス化発電	<ul style="list-style-type: none">• 阿蘇市では、ススキ等を利用したガス化発電実証試験を行っている。草ロールに混入する異物除去装置や草に含まれるカリウムに起因するクリンカ対策等の設備改良を行うことで、連続運転が可能であることを確認しているが、草の収集費用が高く事業収支面に課題がある。（阿蘇市「草本系バイオマスエネルギー利活用システム実験事業 成果報告書」）
バイオコークス化	<ul style="list-style-type: none">• 近畿大学を中心に多くの実証試験が行われている。

5. バイオマス関連業務

【6）河川付近のバイオマス利活用に向けた課題の整理】

【検討/調査内容】

1)～5)の内容を踏まえ、河川付近のバイオマス利活用のための今後の課題を整理し、安定的な取り組みに向けた検討を行う。

■実施方針

- 1)～5)の結果について課題を整理したほか、バイオマス関連団体や先行的な取組を行っている事業者等を対象にヒアリングを実施し、安定的な取組に向けた課題を整理する。

| 主な着眼点

- 今後の課題について、以下の視点で分類した。
 - ①場所（受入れ可能施設が無い地域の抽出）
 - ②制度（受入れを困難とさせる制度や手続）
 - ③技術（受入れ施設が受け入れやすい伐採の仕方、異物付着や樹種等を問わないエネルギー変換）
 - ④広報（制度や品質等についての広報）
 - ⑤現状把握（コストや伐採方法等の現状の把握）

(1) 課題の整理



(2) ヒアリング

図 検討/調査フロー

■実施内容

(1) 課題の整理

表 検討結果の整理内容（例）

仕様書項目	整理内容	課題分類
1)河川付近のバイオマス利活用に関する実証のモニタリング	実証先の発電所・チップ工場では、河道内樹木に扱いづらい点があったか。	技術
	河川管理者の手続きで通常と異なる点はあったか。	制度
2)河川付近のバイオマスの受入れを不能とさせる要因の特定及び解決方法の検討	本検討で明らかになった河道内樹木の品質は、利活用可能なものか。品質を向上させることは可能か。	技術
3)都道府県管理河川における河道内樹木整備実態の把握	都道府県管理河川において、河道内樹木を利活用できない要因はあるか。	制度、技術
4)全国のバイオマス発電所等における河川付近のバイオマスの受入れに係る実態把握	アンケート結果において、受入れ条件となる項目は何か。	技術
	アンケート結果において、受入れ可施設が無い地域はどこか。	場所

(2) ヒアリング

1)～5)の検討方法や検討結果、バイオマス関連団体や河道内樹木の受入れ実績がある発電所等に計2箇所程度ヒアリングを行い、いただいた助言や指摘、先行取組の経験による知見等を元に整理する。以下に、ヒアリング先を以下に示す。

- ・バイオマス関連団体：一般社団法人 日本有機資源協会
- ・先行取組み事例：木質バイオマス発電所

【期待される成果イメージ】

- 河川付近のバイオマス利活用に向けた課題一覧
- 先進取組事例の取組方法

5. バイオマス関連業務

【6）河川付近のバイオマス利活用に向けた課題の整理】

調査	明らかとなった課題
利活用実証	<ul style="list-style-type: none"> ・【制度】国交省管理河川は工事に販売を含めることができない。管理者によって可能な対応が異なる。 ・【制度・技術】一般木質バイオマス用チップは価格が安く燃料供給会社が扱わない場合も多い。 ・【技術】実証協力のための問合せでは、河道内樹木利用に興味を持ち協力意向のある発電所が複数あった。一方で、チップ形態での受入発電所が多く、チップ化を行う燃料供給会社は逆有償であることが多いため、低コストにチップ化することが課題となる。 ・【技術】河川管理者、工事会社を含めた品質改善の認識合わせを行う必要があるほどに品質が悪いことがある。 ・【広報】発電所はチップ品質を重視しており、事前に品質確認が必要となる。 ・【広報】受入れ実績のある施設では発電を停止するほどの影響がないことが明らかとなっている。実績のない発電所へも、影響の出る点・出ない点について広報が必要。 ・【現状把握】河道内樹木の伐採を請負う工事会社は枝払い・玉切りに慣れていない場合があり、工事契約に枝払い・玉切りを含める必要があるがどの程度のコスト増となるのか把握が必要。
ペレット化可能性調査	<ul style="list-style-type: none"> ・【技術】ペレット化は、樹種の違いなどが造粒工程や品質規格などに影響する。
異物付着状況調査	<ul style="list-style-type: none"> ・【広報】品質について受入れ先施設への広報が必要。 ・【現状把握】ダム流木についても異物付着の状況や成分について調査し広報することが必要。
都道府県管理河川の実態調査	<ul style="list-style-type: none"> ・【現状把握】各都道府県で実態が異なる面もあり、さらに拡充した把握で都道府県における活用の方策や課題を検討する必要がある。
受入れ可施設の実態調査	<ul style="list-style-type: none"> ・【場所】受入れ可施設は一定程度あることが明らかとなった。一方で、受入れ可施設までの距離が遠い地域がある。 ・【制度】FIT制度では事前に年間数量を申請する必要があり、認可までに時間を要する。 ・【技術】受入れ可施設が一定程度存在した一方、燃料供給会社では受入れ条件を逆有償とする施設が半数を占めており、処理費低コスト化のために低コストにチップ化可能なサプライチェーン構築が必要である。 ・【技術・広報】木質バイオマス発電所・燃料供給会社は品質を懸念する意見が多数あり、品質の周知が必要。品質に問題ないか確認するとともに、問題がある場合は伐採・集積・運搬において品質に及ぼす原因の特定と改善方法を検討することが必要。 ・【技術】一般廃棄物処理施設に対しては、同様に品質の周知のほか、チップ化は不要でも長さ50cm以下といった短さに前処理する必要があるなど「前処理施設や焼却炉の余力」に制約があったり「受入スペース」に限りがある等のハード面での制約を解決することが必要。 ・【現状把握】河道内樹木と比較してダム流木の受入れ実績が少ないため、ダム流木の発生状況や品質について調査し課題把握が必要。
一般廃棄物処理施設ヒアリング	<ul style="list-style-type: none"> ・【現状把握】一般廃棄物処理施設での木質バイオマス受入れは処理コスト増へ繋がるのではないかという点が自治体の懸念となっている。コスト影響についての調査が必要。
刈草活用文献調査	<ul style="list-style-type: none"> ・【現状把握】実証実験段階のものが多いため、実用化状況や課題について把握が必要。 ・【現状把握】前処理等コストがかかる利用方法もあり、現状の集草処理コスト等の把握により利用可能性の検討が必要。

5. バイオマス関連業務

<今年度のまとめと課題>

【バイオマス関連業務 6) 河川付近のバイオマス利活用に向けた課題の整理】

■ 検討内容
 ・ 1) ~ 4) の調査結果から河川付近のバイオマス利活用に向けた課題を整理し、対応策を取りまとめた。

課題分類	課題	対応策
①場所	<ul style="list-style-type: none"> 受入れ可施設は一定程度あるが、受入れ可施設までの距離が遠い地域がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 受入れ可施設の拡充のため、受入れ先の対象を拡大し調査。
②制度	<ul style="list-style-type: none"> 国交省管理河川は工事に販売を含めることができない。管理者によって可能な対応が異なる。 一般木質バイオマス用チップは価格が安く燃料供給会社が扱わない場合も多い。 FIT制度では事前に年間数量を申請する必要があり、認可までに時間を要する。 	<ul style="list-style-type: none"> 河川管理者別に実施可能な方法を整理。 カーボンプライシングやライフサイクルGHGによる評価など制度変更を注視。
③技術	<ul style="list-style-type: none"> チップ形態での受入れ発電所が多く、チップ化を行う燃料供給会社は逆有償であることが多いため、低コストにチップ化することが課題。 河川管理者、工事会社を含めた品質改善の認識合わせが必要となるほどに品質が悪いことがある。伐採・集積・運搬において品質に及ぼす原因の特定と改善方法を検討することが必要 ペレット化は、樹種の違いなどが造粒工程や品質規格などに影響する。 燃料供給会社では受入れ条件を逆有償とする施設が半数を占めており、処理費低コスト化のために低コストにチップ化可能なサプライチェーン構築が必要。 一般廃棄物処理施設は、チップ化は不要でも長さ50cm以下といった短さに前処理する必要があるなど「前処理施設や焼却炉の余力」に制約があったり「受入スペース」に限りがある等のハード面での制約を解決することが必要。 	<ul style="list-style-type: none"> 伐採現場でのチップ化の効果について検証。 品質向上、低コストについて他産業等の取組を調査し河道内樹木伐採やダム流木集積に展開可能かを検証。 発電利用に加えて、熱利用や粗朶といった地域内での需要調査が必要。
④広報	<ul style="list-style-type: none"> 発電所はチップ品質を重視しており、事前に品質確認が必要となる。 発電所での利用時の、影響の出る点・出ない点について広報が必要。 品質について受入れ先施設への広報が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> 普及啓発資料を作成し河川管理者等に配布。
⑤現状把握	<ul style="list-style-type: none"> ダム流木についても異物付着の状況や成分について調査し広報することが必要。 各都道府県で実態が異なる面もあり、さらに拡充した把握で都道府県における活用の方策や課題の検討が必要。 一般廃棄物処理施設での木質バイオマス受入は処理コスト増へ繋がるのではないかと自治体の懸念。 河道内樹木の伐採を請負う工事会社は枝払い・玉切りに慣れていない場合があり、工事契約に枝払い・玉切りを含める必要があるがどの程度のコスト増となるのか把握が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> ダム流木の異物付着状況やチップ成分を把握。 都道府県管理河川のバイオマス発生状況・利用状況の把握。 伐採工事等の契約内容や伐採方法、コスト増加程度を把握。 一般廃棄物処理施設における木質バイオマス焼却時のコストを把握。
刈草利活用	<ul style="list-style-type: none"> 実証実験段階のものが多いため、実用化状況や課題について把握が必要。 前処理等コストがかかる利用方法もあり、現状の集草処理コスト等の把握が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> 実証実験後の実用化状況を把握。 集草処理コスト等を把握。

5. バイオマス関連業務

【6】バイオマス関連業務とりまとめ

■ 河道内樹木・ダム流木の発生量ポテンシャル

- 年間合計250～314千m³/年以上 (0.55t/m³とすると138～178t/年以上) のポテンシャルがある。

表 河道内樹木及びダム流木の発生量ポテンシャル及び処理費の現状

		発生量ポテンシャル	処理費
国土交通省・水資源管理機構	河道内樹木	107千～167千m ³ /年	638～861百万円/年
	ダム流木	41千～45千m ³ /年	268～331百万円/年
都道府県 (令和2年度調査対象地のみ)	河道内樹木	102千m ³ /年	670百万円/年

※国土交通省・水資源管理機構は平成28～29年度の処理用及び処理費実績
 ※都道府県は令和2年度調査対象の令和元年度実績処理量を0.55t/m³として換算

■ 河道内樹木・ダム流木の利用可否

- 実証やヒアリング結果から、河道内樹木の発電利用、燃料供給会社によるチップ化、一般廃棄物処理での処理が可能であることが分かった。
- アンケートにより河道内樹木・ダム流木受入れ可と回答した施設は全国329件。

表 河道内樹木の利用可否及び受入れ先施設数

	河道内樹木利用の実証及びヒアリング結果	受入れ可施設数 (R2年度時点)
発電所	発電利用可能である。品質によっては搬送設備やスクリーンの閉塞、廃棄物の増加など細かなトラブルもある。	55 件
燃料供給会社	問題なくチップ化可能である。	86 件
一般廃棄物処理施設	処理可能である。	188 件

■ 河道内樹木の燃料品質

- 調査地における河道内樹木由来チップでは、寸法規格を除き「燃料用チップ品質規格」の最上位品質。



**河道内樹木の発生ポテンシャル・品質は発電等への利用が十分可能
 受入れ可能な施設は全国329件**

利用促進に向けた課題

- 河川・ダム管理者、受入れ先施設に向けて、河道内樹木利用の普及啓発が必要
- 熱利用・マテリアル利用を含めて受入れ先施設の把握数拡充が必要
- 地産地消が可能な資源であることを踏まえて河道内樹木等の価値を評価しFIT制度等での扱いに対し議論が必要