

日 ASEAN 新産業実証事業

実証事業報告書

「日尼企業の連携による IT 技術と日本型マネジメント手法を活用した  
水力発電所向け O&M サービスの試験導入・実証事業」

2019 年 2 月

日本貿易振興機構

株式会社 長大

内容	
第 1 章 まえがき	1
1.1 実証事業の背景と目的	1
1.2 実証テーマ A：稼働データの取得・分析の高度化	1
1.2.1 実証事業の概要	1
1.2.2 事業成果と達成状況	2
1.2.3 今後の課題	3
1.3 実証テーマ B：設計及び建設データ管理の高度化	3
1.3.1 実証事業の概要	3
1.3.2 事業成果と達成状況	4
1.3.3 今後の課題	4
1.4 実証テーマ C：遠方監視システムの導入	5
1.4.1 実証事業の概要	5
1.4.2 事業成果と達成状況	5
1.4.3 今後の課題	7
1.5 実施スケジュール	8
第 2 章 実証事業の目的と背景	9
2.1 稼働データの取得・分析の高度化	9
2.2 設計及び建設データ管理の高度化	10
2.3 遠方監視システムの導入	10
第 3 章 事業実施体制と実施スケジュール	11
3.1 事業実施体制	11
3.2 実施スケジュール	11
第 4 章 テーマ A：稼働データの取得・分析の高度化	12
4.1 事業概要	12
4.2 問題事象の整理(1)：発電記録の分析	12
4.2.1 発電実績	12
4.2.2 発電停止実績	14
4.2.3 停止電力量の算出	22
4.3 問題事象の整理(2)：稼働データの収集・分析・活用	25
4.4 対策方針：ネットワークセンサーシステムの構築・検証	25
4.4.1 目的	25
4.4.2 ネットワークシステムの仕様設計	26
4.4.3 センサー稼働確認結果	38
4.4.4 <span style="background-color: black; color: black;">          </span> 現地工事 作業写真集	39
4.5 実証システムの開発、検証、考察：ヘッドポンド水位	41

4.5.1	問題事象の整理：発電所運用実態（ヘッドpond水位）の調査・分析.....	41
4.5.2	目標値の設定：溢水電力量（損失電力量）の改善.....	44
4.5.3	対策方針：出力制御方式の運用改善の提案.....	46
4.5.4	出力制御運用変更後の検証結果.....	47
4.5.5	考察と提案.....	49
4.6	実証システムの開発、検証、考察：放水路水位.....	51
4.6.1	放水路水位計の設置目的.....	51
4.6.2	放水路の設計水位と水位計指示値の関係.....	51
4.6.3	放水路水位計測データの分析.....	52
4.6.4	キャピテーションの評価.....	53
4.6.5	考察.....	54
4.7	実証システムの開発、検証、考察：振動センサー.....	54
4.7.1	振動計測の目的.....	54
4.7.2	本事業の実証目的.....	55
4.7.3	振動測定の概要.....	55
4.7.4	振動の評価基準（判定基準の確立）.....	58
4.7.5	測定データの処理.....	58
4.7.6	解析結果.....	59
4.7.7	考察と改善提案.....	62
4.7.8	加速度の測定データ.....	64
4.8	取水口水位.....	69
4.8.1	課題と検討目的.....	69
4.8.2	基本方針.....	72
4.8.3	計算結果.....	73
4.8.4	実運用データとの検証.....	76
4.9	沈砂池地点.....	81
4.9.1	検討目的.....	81
4.9.2	通過流量.....	81
4.9.3	堰堤無効放流量の分析（沈砂池通過量に基づく無効放流量の推定）.....	84
4.9.4	4観測水位測定値の分析.....	86
4.9.5	評価・分析.....	90
4.9.6	考察と改善提案.....	91
第5章	テーマB：設計及び建設データ管理の高度化.....	92
5.1	事業概要.....	92
5.1.1	事業の目的.....	92
5.1.2	実施概要と内容.....	92

5.1.3	事業実施範囲	92
5.2	問題事象の整理	94
5.2.1	小水力発電事業のリスク	94
5.2.2	主要リスク	94
5.3	目標（値）の設定	100
5.3.1	地形図作成と設計・計画手戻りに係る費用削減	100
5.3.2	最適配置計画による事業費用の削減	100
5.3.3	適正な流水管理による増収	100
5.3.4	適正なメンテナンス履歴の記録による経費削減	101
5.4	対策方針（システム仕様）の検討	101
5.5	実証システムの開発	102
5.5.1	ドローンを活用した高精度測量システム	102
5.5.2	ドローン測量成果と連動した基本/詳細設計システム	103
5.5.3	施工管理及びO&M支援システム	104
5.6	実証システムの検証結果	106
5.6.1	ドローン測量の精度	106
5.6.2	B/D（基本設計）、D/D（詳細設計）による検証	112
5.6.3	共通プラットフォーム	120
5.7	評価・分析	121
5.7.1	評価	121
5.7.2	分析	121
5.8	考察と改善提案	122
5.8.1	考察	122
5.8.2	改善提案	123
第6章	テーマC：遠方監視システムの導入	125
6.1	事業概要	125
6.2	問題事象の整理(1) 発電記録の分析	125
6.2.1	発電実績	125
6.2.2	発電停止実績	127
6.2.3	停止電力量の算出	129
6.3	問題事象の整理(2) 遠方監視システム	133
6.3.1	事業状況	133
6.3.2	運転中発電所の運用方法	133
6.3.3	問題の整理	134
6.4	目標（値）の設定	134
6.5	対策方針（システム仕様）の検討	134



6.5.1	対象とする発電所	134
6.5.2	新たに設置する中央監視所	134
6.5.3	遠方監視システム概念	134
6.5.4	現状把握	137
6.5.5	改善策の検討（遠方監視システムの作成）	149
6.5.6	システム構成の確認	156
6.5.7	遠方監視システムの再構成	157
6.6	実証システムの開発	161
6.6.1	工事設計	161
6.6.2	ヒューマンインタフェースの設計	169
6.6.3	工事の実施	172
6.6.4	検査	177
6.7	実証システムの検証	177
6.7.1	得られたデータ	177
6.8	評価・分析	181
6.9	考察と改善提案	184
6.9.1	将来の遠方監視システム	184
6.9.2	発電所の自動制御	185
6.9.3	電源の強化	186
6.9.4	実導入、普及展開に向けた課題と提案	186
6.9.5	遠方監視システムを導入した場合の工事費、経費の見積もり	187
第7章	今後の事業戦略と活動	189
7.1	事業戦略の概要	189
7.1.1	事業コンセプト	189
7.1.2	事業推進体制	192
7.1.3	サービス開発	192
7.1.4	マーケティング戦略	193
7.1.5	アライアンス戦略	194
7.2	事業リスクの分析	196
7.2.1	競合分析	196
7.2.2	優位性分析	198
7.3	今後の活動	198
7.3.1	インドネシアにおける今後の活動	198
7.3.2	規制改革に向けた活動	199
7.3.3	他アセアン諸国への展開	201
第8章	総括と結論	204

8.1	本実証事業の成果.....	204
8.1.1	実証テーマA：稼働データの取得・分析の高度化.....	204
8.1.2	実証テーマB：設計及び建設データ管理の高度化.....	205
8.1.3	実証テーマC：遠方監視システムの導入.....	206
8.2	今後の事業戦略と活動.....	207
8.2.1	事業戦略.....	207
8.2.2	事業リスク分析.....	208
8.2.3	今後の活動.....	209
8.3	インドネシア政府への提言.....	210
8.3.1	インドネシア国スマートシティイベント講演.....	210
8.3.2	日ASEAN新産業創出事業の実証報告会.....	210

## 第1章 まえがき

### 1.1 実証事業の背景と目的

インドネシアでは、2009年の再生可能エネルギーに対する全量買取制度（Feed-in-tariff：FIT 制度）の導入から、特に小水力発電事業における新規参入者による開発が多数行われてきた。FIT 制度導入から10年近くが経ち、運転開始に至っている小水力発電事業が多数出てきた中、事業関係者は様々な技術的課題に直面している。過去の水力開発は国有電力会社である PLN（PT. Perusahaan Listrik Negara）グループが外資技術コンサルティング会社等の支援を受けつつ独占的に実施してきたことから、その技術力の裾野は十分に広がっておらず、案件開発当初の計画発電量を下回る運転が続いている発電所も散見されている。

小水力発電事業開発では、設計においてプロジェクト立地周辺の自然条件を十分に考慮すること、及び、建設中に工事データ等を機能的に管理し、検収前にはコントラクターの業務に対する技術的検証を十分に実施することが肝要である。更に、完工後の発電所の運転・保守管理状況を見える化し、データとして蓄積・整理・分析することで、発電量減原因の特定、改善策の考察、並びに効率的な管理体制の構築等を行うことが発電量最大化、ひいては経済性の確保やCO2 排出量の削減に繋がることとなる。また、小水力発電事業の開発には数億円から数十億円の投資資金の調達が必要となる。かかる資金を国内外で調達するためには事業の技術面における信頼性、ひいては事業から生み出されるキャッシュフローの確実性を高めることが不可欠であり、上記取組みは重要な役割を担う。

しかしながら、インドネシア小水力発電市場では新規参入者が大半を占める中で上記のような取組みが必ずしも行われていない。「日尼企業の連携によるIT 技術と日本型マネジメント手法を活用した水力発電所向け O&M サービスの試験導入・実証事業」（以下、「本実証事業」とする）では、事業の技術的信頼性向上、投資資金の流入による開発の加速化に寄与していくため、「稼働データの取得・分析の高度化」、「設計及び建設データ管理の高度化」、「遠方監視システムの導入」を実証し、小水力発電所の「設備利用率の最大化」、「発電所のライフサイクルにおける費用の最小化」を図った。

本実証事業は、3つのテーマから構成されている。実証テーマ A は「稼働データの取得・分析の高度化」、B は「設計及び建設データ管理の高度化」、C は「遠方監視システムの導入」である。以下、各実証テーマにおける「実証事業の概要」、「事業成果と達成状況」、「今後の課題」、並びに「実施スケジュール」について整理する。

### 1.2 実証テーマ A：稼働データの取得・分析の高度化

#### 1.2.1 実証事業の概要

実証テーマ A は、インドネシア [REDACTED] を対象として、同発電所内及び主要な土木設備にセンサを設置、無線ネットワークを活用し、水位・振動等のデ



ータを自動取得する実証システムを開発した。本テーマの目的は大きく4つに分かれており、①ヘッドpond水位計測により、同水位に応じた出力制御を行い取水流量を最大限活用（＝発電量最大化）すること、②放水路水位計測により、設計水位と実施の運転状態における水位を分析、吸収し高さの検証を行い、キャビテーションの影響度合いを調査すること、③水車発電機の振動計測により、異常または故障の原因と将来の影響を予知・察知し、必要な対策を早期に講ずること、④取水口水位・沈砂池水位計測により、河川流量、取水量、余水吐き越流量、発電使用水量を水理的に把握する基礎式を構築し、今後の維持管理における基礎流量取得の可能性について試算することである。

これらにより、発電所の稼働・設備状況を踏まえたトータルなデータ分析を行い、発電量最大化に向けた方策、示唆を導出した。

### 1.2.2 事業成果と達成状況

ヘッドpond水位計測では、ヘッドpond水位と発電機出力の関係を調査分析し、最大出力以下の状況でスピルウェイから水量が溢れていることが判明した。かかる溢水電力量は[ ]に相当し、出力制御をよりの確に実施することで損失を回避でき、増電力量に繋がることが確認された。ヘッドpondの運用基準水位を[ ]を提案し、水位出力調整をヘッドタンク監視員と電話連絡で行う代わりに、発電所内配電盤室で水位計データを確認できるようにしたことで、目標とした[ ]増電力量が期待できることが確認された。

放水路水位計測では、運転中の放水路水位（運用水位）を測り、設計水位と運用水位から運転キャビテーション係数を算出し、臨界キャビテーションとの裕度を評価した。運用水位は、設計水位（Min1.32m、Nor1.72m）より0.8～1.02mと低い水位であり、キャビテーション係数の安全率も1.17～1.13と小さくなる傾向にある。一般的には、正規状態で1.35～1.5倍程度の安全率が目安とされており、[ ]運転状況では裕度が小さいと言えるが、軽負荷運転の影響を考慮しても実質的な影響は小さいと考えられる。

振動計測では、振動シビアリティの評価のため、加速度センサのRMS値とISO2372の振動基準から加速度に換算した基準を相対的に比較したところ、SID20のX軸およびY軸がB評価（やや悪い）、その他はA評価（良好）となった。これにより、今後の運用における加速度に関する評価基準が策定された。

取水口・沈砂池水位計測では、水位観測結果に基づき検討した取水地点のH-Q式や、流量規模別の水面形算定結果を用いて、取水量と流入水路や沈砂池内流量等を設定、発電出力とのキャリブレーションを行い、算定式の精度検証を行った。更に、発電出力は使用水量と有効落差が説明変数となることから、取水口水位、沈砂池水位、ヘッドpond水位、放水口水位を発電出力の説明変数として重回帰分析を実施した。結果、出力と使用水量の関係に基づく精度に対して、有効落差を考慮した場合の方が精度が数段上がった。こうして作成されたH-Q式を活用していくことにより、年度の発電計画（定期点検の計画を含む）





ことが可能となる。

### 1.3.2 事業成果と達成状況

本実証テーマでは、①地形図精度向上を目的とした点群/写真データをドローンにて撮影し、CIM ソフトウェアを活用して三次元モデルを生成、②生成した地形図三次元モデル情報に、機器・施設的设计図を入れ込み図面化、③これら一連の情報を、開発した実証システム（共通プラットフォーム）に一元的に管理するシステムを構築した。また、同システムを活用して建設中、O&M フェーズにおけるデータ整備・管理・モニタリング手法を検討するとともに、予測される効果について考察した。

上記①により地形図精度向上が達成されたか、ドローン測量成果に基づく地形図の一部を対象に地上測量（縮尺：1/500）を実施したところ、ドローン測量により得られる等高線は地上測量による等高線とほぼ同一であり、詳細設計に必要な縮尺 1/500 に必要な精度は有していると考えられる。つまり、地上測量と同等の精度でより広範囲の地形図を短期間に作成可能であることが確認された。また、実証事業におけるドローン測量と地上測量、計画設計費用を対比した結果、XXXXXXXXXX効果があることが確認されており、事業実施の判断、事業費の確定と施工者への迅速な発注を経済的に行えることが実証された。更に、ドローン測量成果に基づき、導水路の最適基本設計を実施した結果、導水路延長の短縮によりXXXXXXXXXXの事業費用の削減（水路造成に係る単価をXXXXXXと想定、工事費ベース）が可能となった。

上記②で作成された図面化された地形図や設計図面は「計画」、「設計・施工」、「管理」の3段階に分類した格納フォルダに保存し、各フェーズにおいて閲覧、更新が可能な共通プラットフォームを構築した。本実証事業では、設計図書等を格納し、また更新をかける検証を実施した。

なお、C/M 段階から O/M 段階で想定されるリスクの一つは安全・安定性の観点から注視すべき地質条件の施設や範囲等の記録や目視による巡視結果の記録等の保全である。併せ記録された結果に基づいて注意喚起をうながすシステムを具備しておくことも肝要である。

また、もう一つのリスクは地質条件の差異や発電施設の更改に付随する設計変更等の履歴の保存がなされていないことであり、これらは上記した格納フォルダに保存、更新することで履歴や最新設計図、完工図等の所在が迅速に把握できる。

### 1.3.3 今後の課題

今後は、CIM ソフトウェアにおいて、プロジェクトの立地により異なる地形条件に合わせたテンプレートの開発が必要と考えられる。例えば、地形によっては長い導水路延長が必要になるケース、及び水圧管路等の管路流に対応した構造物が必要になるケース等もある。こうした条件を反映したテンプレートを開発しておくことで、より経済的な基本設計が実施可能となる。

さらに、施工段階以降の地形改変の結果、明らかとなる構造物の安定・安全性に関わる情報（法面、構造物基礎）と施工中、完成後での巡視記録等と連動して注意喚起をうながすシステムを具備することが今後の課題である。

#### 1.4 実証テーマC：遠方監視システムの導入

##### 1.4.1 実証事業の概要

実証テーマCは、インドネシア [REDACTED] [REDACTED] 稼働中発電所を対象として、現地事情を踏まえた「遠方監視システム」を開発した。発電所毎に専門のエンジニアを配置して監視を行う形態から、中央監視所（ [REDACTED] ）を1箇所作り、集中監視システム化させることで、重複する人件費の削減だけでなく、エンジニアの効率的な活用の実現を目指すものである。

##### 1.4.2 事業成果と達成状況

運転記録の分析による問題点の整理では、両発電所とも計画外停止、いわゆる突発的な事故・トラブルをいかに防止できるかが重要な課題であることが判明した。そのためには、事故・トラブルをきちんと把握し、原因を深堀しその対策を的確に実施すること、事故・トラブルを履歴として管理することが「遠方監視システム」による集中監視に加えて必要となる。

本実証事業では、現地調査、技術図面の分析結果に基づき、現地設備状況に合わせて伝送データを精査し、以下の情報に限定した。

- (1) 発電機が停止しているのか、発電しているのか その状態が判ること
- (2) 発電中の電力(MW)、電圧(V)、電流(I)、力率( $\cos \phi$ )などの電気量が判ること
- (3) 設備故障や異常時に発する警報が判ること
- (4) 保護機能の作動が判ること

これを実現するためのハードウェア構成は以下のとおりとし、設置工事、検査を行い、正常に伝送されていることを確認した。



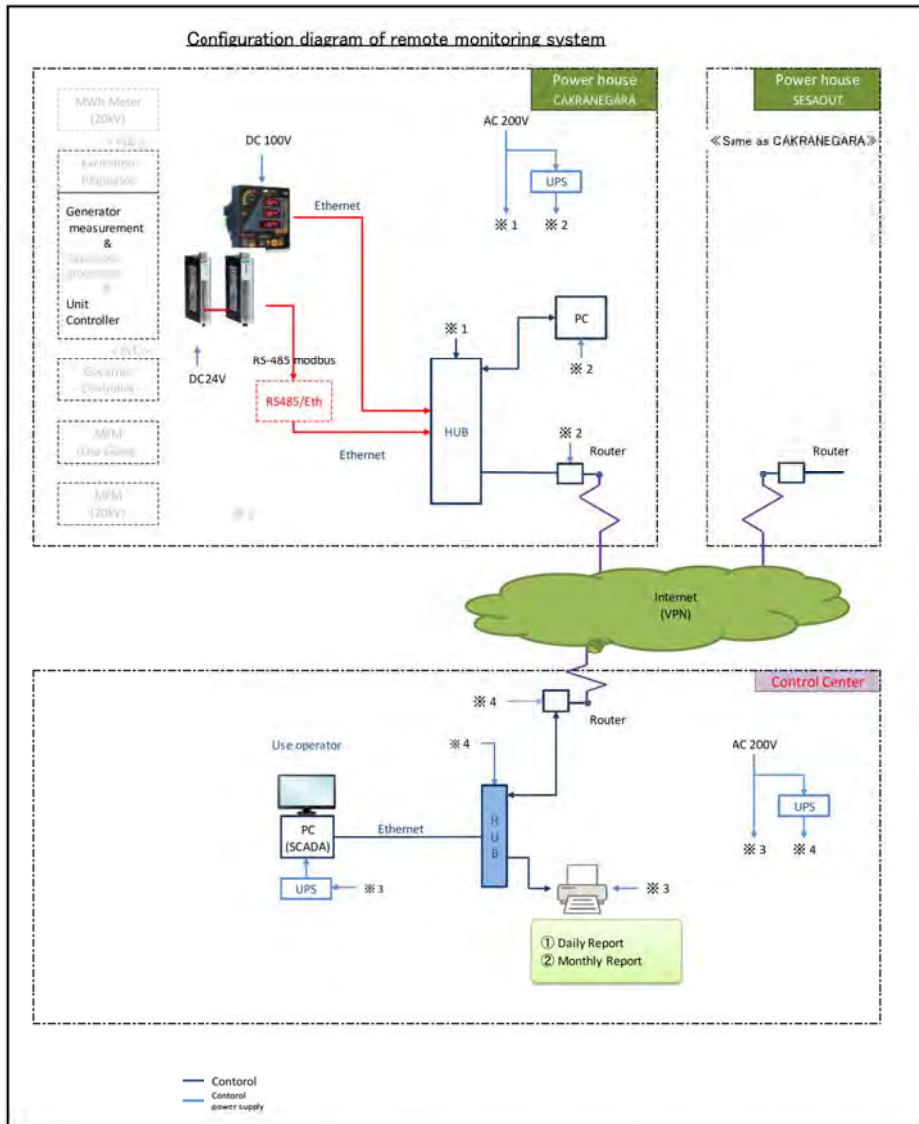


図 1-1 遠方監視システムと運転データ収集システムのハードウェア構成図

運転データに加えて、ヘッドポンドの水位データと水路中に設置されたごみ取りスクリーンに溜まるゴミを監視する CCTV の映像を発電所に伝送し、ヘッドポンド水位に合わせた出力調整、ごみの溜まり状況に応じた除去作業の実施が効率的に実施できるようにした。具体的なシステム構成は以下のとおりであり、各種設備の据付を実施、発電所 PC への正常な伝送を確認した。

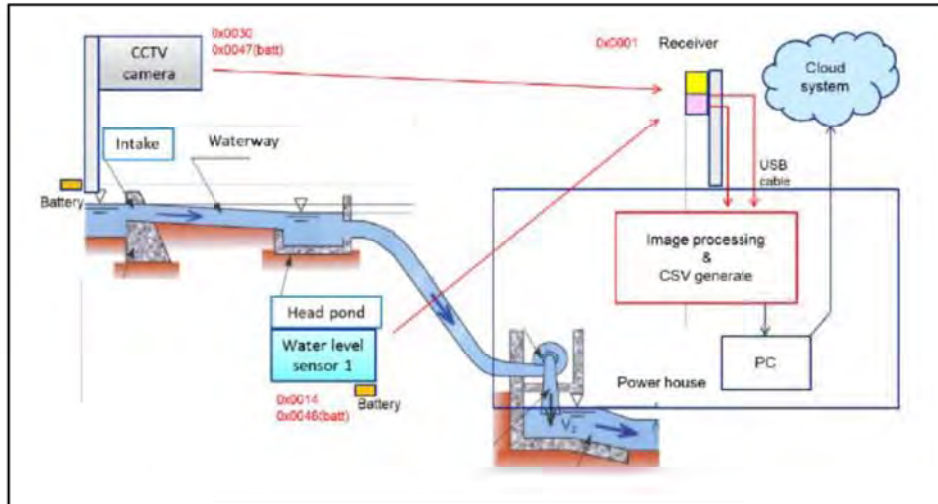


図 1-2 水位データ及び水路映像システム ハードウェア構成図

設備導入後の実証については、  
 PLN 指導による発電停止、  
 発電が停止し、実証データの取得が短時間になった。集中監視によるエンジニアの効率的な活用、事故・トラブル履歴管理の効果については今後継続的な検証が必要となる。長期的には、発電所の建設に合わせて設備を追加していき、以下のように現状の有人運転を継続した場合と比較して効率化していくことが望まれる。

表 1-1 中央監視所を採用した場合の運転員予測

3 直 4 交代で試算

	現状の方法での運用		中央監視所を採用した運用			
			○			
	○		○			
	○			○	○	

### 1.4.3 今後の課題

本実証の対象発電所を含め、インドネシア国内の多数の小水力発電所設備は、  
 のが現状である。説明書、図面が不十分であることに加えて、

記載であることにより、現地インドネシア人技術者の運転、保守に関する技術習得を難しくしている。

遠方監視化するには、水位調節制御や応水制御を付加するなど自動化を推進し、監視項目を削減することが必要不可欠である。そのため、今後は小水力発電所の自動化を市場全体で進めていくことが重要となる。

また、PLC は汎用性がなく、水位調節制御や応水制御を付加するための接続が出来ない。こうした状況を踏まえて、今後は現地事業者に対して、メーカーからの提出書類としてインドネシア語での説明書、図面を要求するようアドバイスをしていくことが必要となる。また、どのような説明書、図面を要求するべきか、日本の経験者が支援（発電機器の購入仕様書の作成支援）していくべきである。

更に、警報が発せられた際の対応、計測器を使ったメンテナンスなど、現場運転員の能力向上についても、設備面と合わせて対応が必要と考えられる。

### 1.5 実施スケジュール

本実証事業の実施スケジュールは以下のとおりである。

表 1-2 実施スケジュール (2017 年～2019 年)

業務内容	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月
問題事象の整理	■	■													
目標値の設定		■	■												
対策方針の検討		■	■	■											
実証システム開発		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
実証システム検証						■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
評価・分析													■	■	■
考察と改善提案													■	■	■
報告書作成															■



## 第2章 実証事業の目的と背景

インドネシアの小水力発電事業を取り巻く全体の状況として、インドネシアでは小水力を含む再生可能エネルギーに対して固定価格買取制度（FIT）が導入され、政策的にも政府としては優先順位を高く置いているが、制度の運用という観点からみると、法令や規制が頻繁に変わることからも、海外からの投資は限定的であり、国内の独立系発電事業（IPP）が大部分のリスクを取り進めていきているの状況である。

小水力発電事業の推進には、規模にもよるものの、数億円から数十億円の投資資金の調達が必要となる。この多額の投資資金を国内外で調達していくためには、プロジェクトとしての信頼性、確実性の向上が不可欠である。残念ながら、現状としては、着工前の開発中、自然条件を十分に考慮せずに専門知識のないコンサルタントが設計を行い、建設中は工事データ等が機能的に管理されず、技術的検証が不十分のまま納品・検収するケースが多い。更に、完工した後の発電所の運転・保守管理がデータとして蓄積・整理・分析されてないだけでなく、非効率な管理体制より計画発電量を下回る発電所が多数存在している。

その課題に対して、本業務を通じて、プロジェクトの実現性、再現性を考慮しつつ、特に技術面における、「稼働データの取得・分析の高度化」、「設計及び建設データ管理の高度化」、「遠方監視システムの導入」を実証し、小水力発電所の「設備利用率の最大化」、「発電所のライフサイクルにおける費用の最小化」を図ることで、投資資金を呼び込みやすくなり、インドネシアにおける小水力発電事業の推進が図られるものと考えている。

以下、具体的に、「稼働データの取得・分析の高度化」、「設計及び建設データ管理の高度化」、「遠方監視システムの導入」における目的、背景について説明をしていく。

### 2.1 稼働データの取得・分析の高度化

実証実施地は、インドネシアの

対象である。この発電所は、発電量や出力、水位などの最低限のオペレーションデータをまずは手書きをして、それをエクセル化して運用を行っている。そのデータを確認したところ、本来であれば水槽から溢れている水をタービンに取り込み出力を更に上げられるにもかかわらず何も実施されていない、発電所の停止期間・停止事由の定量的な分析がなされていない、等の改善の余地がある状況が確認された。そのため、この稼働中の発電所施設内及び主要な土木設備にセンサー及び無線ネットワークを活用し、水位・振動等の観測データを自動的に取得する実証システムを開発することで、センサーから取得した客観的なデータに加えて、発電所の稼働・設備状況を踏まえたトータルなデータ分析を行うことで、より効率的且つ、信頼性の高い発電所運転を実現することを目的として本事業を実施した。

## 2.2 設計及び建設データ管理の高度化

実証実施地は、インドネシアの [REDACTED] 対象である。この発電所はまだ着工前であり、既に [REDACTED] にて実施された地形図や基本設計図を確認したところ、技術的な確からしさのところで疑義が生じた。他方、この発電所だけでなく、インドネシアの小水力発電事業の一番大きな問題として、正確性の高い地形図作成があまり多く実施されていないことが挙げられる。そのため、実態とは違う地形図を使いながら設計を行い、施工のタイミングで地形図が違うことが判明。地形図作成のやり直し、設計図の作り直しが生じ、結果的に工事工期及び予算、品質までも影響を与えることになる。そのため、今回は、この開発中の発電所を選び、ドローン活用による地形図精度向上を目的とした点群データまたは連続写真データからリアリティモデルを作成、設計図・仕様書・着工図の 3D モデリング情報から、図面データなどの一式を生成し、建設中もクラウド上でリアルタイムのデータ管理を行える実証システムを開発する。これにより、従来はフェーズ間のデータ非整合が原因で発生する情報漏れや再設計等を解消するとともに、従来測量と比較して工期の短縮化、正確性の向上等を実証することを目的とする。

## 2.3 遠方監視システムの導入

実証実施地は、インドネシアの [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] 発電所を対象とする。 [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] いかにして個別発電所の収益を最大化させていくかが大きな課題となっていた。インドネシアでは日本の発電所のように完全自動化させることは経済性の観点から難しいため、ただ、中央監視所のようなものを1か所作り、集中監視システム化させ遠方からでも複数サイトの監視・管理させることを検討。ただし、インドネシアの現地事情を考慮し、費用面及び技術面で現実的な、「遠方監視システム」を開発することで、重複する人件費の削減だけでなく、エンジニアの効率的な活用を実現できるものと考え本業を実施した。

### 第3章 事業実施体制と実施スケジュール

#### 3.1 事業実施体制

実証事業は、以下の実施体制で行った。

表 3-1 実証事業実施体制

担当	氏名	役割
プロジェクトマネジャー	■■■■■	業務全体統括
プロジェクトリーダー	■■■■■	全体統括補佐及び業務全般
プロジェクトリーダー	■■■■■	全体統括補佐及び業務全般
プロジェクトエンジニア	■■■■■	土木関係技術統括及び業務全般
プロジェクトエンジニア	■■■■■	業務全般
プロジェクトエンジニア	■■■■■	業務全般
プロジェクトエンジニア	■■■■■	業務全般
プロジェクトエンジニア	■■■■■	業務全般
プロジェクトエンジニア	■■■■■	電気/機械関係技術統括及び業務全般
プロジェクトエンジニア	■■■■■	業務全般
プロジェクトエンジニア	■■■■■	業務全般
プロジェクトエンジニア	■■■■■	業務全般、各種手続き等

#### 3.2 実施スケジュール

表 3-2 実施スケジュール

業務内容	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月
問題事象の整理	■■■■■														
目標値の設定		■■■■■													
対策方針の検討		■■■■■													
実証システム開発		■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■										
実証システム検証						■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■
評価・分析													■■■■■	■■■■■	■■■■■
考察と改善提案													■■■■■	■■■■■	■■■■■
報告書作成															■■■■■



第4章 テーマA：稼働データの取得・分析の高度化

4.1 事業概要

実証実施地は、インドネシアの [redacted] 対象  
 [redacted] である。この発電所施設の稼働中の主要機器および土木設備に計測センサーを設置し、無線ネットワークの活用による水位・振動等の観測データを自動的に取得する実証システムを開発する。センサーから取得したデータに加えて、発電所の稼働・設備状況を踏まえたトータルなデータ分析を行うことで、より効率的かつ信頼性の高い発電所運転を実現する。

4.2 問題事象の整理(1)：発電記録の分析

4.2.1 発電実績

2016年と2017年の発電実績を表4-1とグラフ4-1~2に示す。2016年と2017年の発電実績は、発電電力 [redacted] ある。設備利用率は [redacted] および [redacted] あり、一般的な水力における設備利用率 [redacted] 考慮すると、2017年は、ほぼ平水ベースの出水があったものと考えられる。(出水率の統計がないため想定のみ)

表4-1 発電実績

	2016年			2017年		
	発電電力量 (MWH)	平均電力 (MW)	設備利用率 (%)	発電電力量 (MWH)	平均電力 (MW)	設備利用率 (%)
Jan	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Feb	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Mar	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Apr	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
May	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Jun	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Jul	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Aug	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Sep	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Oct	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Nov	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Dec	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
合計	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

最大電力 [redacted]





注1) 設備利用率：発電設備が年間最大出力で運転できた場合の発電電力量に対する実際の発電電力量の割合

注2) 設備利用率＝発電電力量/（最大出力×8,760時間）＝平均発電力/最大出力

## 4.2.2 発電停止実績

### (1) 設備別発電停止

2017年の設備別の発電停止の概要を表4-2とグラフ4-3に示す。年間の総発電停止時間は、XXXXXXXXXX、暦日時間に対する停止時間率はXXXXXXXXXX。このうち、外部要因(External)である配電事故による発電停止は、XXXXXXXXXX、各ユニットとXXXXXXXXXX  
XXXXXXXXXX

内部要因(Internal)である土木系、電気系および機械系の点検、トラブルによる発電停止は、XXXXXXXXXXである。電気系の発電停止はXXXXXXXXXX特徴的である。これは、リレーなどの不要動作が多いことが要因である。XXXXXXXXXX  
XXXXXXXXXXこれは、XXXXXXXXXX  
XXXXXXXXXX作業停止の影響である。この予定内作業を除くと各ユニットとも事故、トラブルによる予定外停止であり、ほぼ停止時間は同じである。配電線事故の外部要因による停止は、自所において防ぐことはできないが、内部要因の事故・トラブルによる発電停止は、対策をとることによって削減することが可能であり、抜本的な防止対策をとらなければならない喫緊の課題であるといえる。回転機器である水車、発電機は、事故や故障をゼロにすることは不可能であるが、それによる発電停止を限りなくゼロにするような発電所運転保守技術の高度化が不可欠である。

表4-2 設備別発電停止の概要

設 備	<span style="background-color: black; color: black;">XXXXXXXXXX</span>			<span style="background-color: black; color: black;">XXXXXXXXXX</span>		
	停止時間 (H)	全停止時 間比率 (%)	停止時間率 (%)	停止時間 (H)	全停止時 間比率 (%)	停止時間率 (%)
配電線事故	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>
土木	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>
電気	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>
機械	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>
合計	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>	<span style="background-color: black; color: black;">XXXX</span>

注) 停止時間率=停止時間/暦日時間数

グラフ 4-3 ユニットの設備別停止時間

(2) 要因別発電停止

表 4-3 とグラフ 4-4 に要因別の発電停止実績を示す。

各ユニットとも [redacted]。特に配電線事故の影響による [redacted] この停止は、発電機が負荷状態で遮断されるため水車、発電機 の速度上昇など水車発電機器に与えるストレスが大きくなる。また、 [redacted]、配電線の電圧が高くなることから電圧対策として1台を停止しているようであるが、通年、発電機電圧が高めの状況にあり、主要変圧器の電圧タップ調整などを検討する必要がある。

表 4-3 要因別発電停止

	回数 (Times)	[redacted]		[redacted]	
		停止時間 (H)	停止時間 率 (%)	停止時間 (H)	停止時間 率 (%)
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

#### グラフ 4-4 各ユニットの要因別停止時間と停止回数

##### a. 配電線事故による波及停止

配電線事故による発電停止はグラフ 4-5 に示すとおり、  
回の停止時間は、  
める。1日  
は大きい。特に、  
どは、過剰な動作の繰返しが蓄積され寿命を縮めるなど故障の連鎖を誘発している。配電線グリットの問題ではあるが、  
を求めるなどの対応が迫られている。

#### グラフ 4-5 配電線事故による停止

b. 自流減による停止

グラフ 4-6 に [REDACTED] グラフ 4-7 にその [REDACTED]  
を示す。概ね [REDACTED] があ  
る。そのうち [REDACTED] であり、 [REDACTED] となる。特に [REDACTED]  
[REDACTED] である。また、 [REDACTED]  
停止になる。 [REDACTED]  
[REDACTED] である。 [REDACTED] ということがわ  
かる。

グラフ 4-6 自流減少による月別停止時間

グラフ 4-7 自流減少発生日の停止時間

c. 土砂排除

グラフ 4-8 に土砂排除による月別停止時間およびグラフ 4-8 にその実施日の停止時間を示す。沈砂池および水槽の土砂排除は [REDACTED] 実施している。

[REDACTED] しているが、その他の [REDACTED] [REDACTED] などして実施している。1 回当たりの土砂排除は、 [REDACTED] である。土砂排除回数、時間を工夫しながら土砂排除の効果を模索しているようである。堆積土砂が多くなると排砂に時間を要することも考えられることから、土砂の水車流水部への影響などを考慮しながら排砂作業を適切に行うことが重要である。しかし、現段階において、排砂時期、排砂時間などが適切に行われているかを、本停止データから一概に判断することは難しい。堆積土砂などのデータを蓄積しながら効率的な排砂作業を検討、確立していく必要がある。

グラフ 4-8 土砂排除による月別停止時間

#### グラフ 4-9 土砂排除実施日の停止時間

##### d. OCR（過電流継電器動作）

グラフ 4-10 に示すとおり OCR（発電機過電流保護継電器）は、XXXXXXXXXX XXXXXXXXXX している。XXXXXXXXXX であり、停止後、すぐに並列して復旧できているため発電機主回路の短絡事故は考えられない。OCR リレーの誤動作あるいはリレー整定の協調が取れていないことが要因であると考え。また、その他の保護・制御リレーによるトリップも散見されることから、保護、制御リレーの劣化が著しいもの想定できる。

#### グラフ 4-10 過電流保護継電器の動作による停止時間



e. 電気系の事故・修理

電気系の事故および点検などによる停止時間をグラフ 4-11 に示す。OMCは、発電所屋外の電柱に設置され、遮断器、取引用計器などを付属した装置である。詳細な [REDACTED] している。 [REDACTED] である。開取りでは、人為的な操作ミス、点検の不備などが起因しているようである。復旧は、事故機器を切り離し、そのまま暫定的に運転再開、その後の機器の手配から取替えを終了するまで約半年を要している。設備信頼度を向上させるためには、機器の手配に長期間を要するものは、予備品を保有するなどの措置が必要である。

グラフ 4-11 電気系事故・修理による停止時間

f. 機械系の事故・点検

機械系の事故および修理などによる停止時間をグラフ 4-12 に示す。 [REDACTED] 要している。その他は、水 [REDACTED] 停止である。これらの停止(故障)は、 [REDACTED] に来ている。

グラフ 4-12 機械系事故・修理による停止停止

(3) 各ユニットの月別停止時間

各ユニットの月別停止時間と停止時間率をグラフ 4-13 および各ユニットの外部要因と内部要因の停止時間と運転時間率をグラフ 4-14、グラフ 4-15 に示す。 [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] となる。 [REDACTED] であるといえる。

グラフ 4-13 各ユニットの停止時間と停止時間率

グラフ 4-14 Unit 1 の外部、内部要因別停止時間と運転時間率

グラフ 4-15 Unit 2 の外部、内部要因別停止時間と運転時間率

#### 4.2.3 停止電力量の算出

各月の運転時間における平均電力を基に、停止要因別の停止電力量を算出した。表 4-4 および表 4-5 にその結果を示す。停止電力量の合計は、██████████となる。可能発電電力量は、██████████となり、利用率は、██████となる。配電線事故による発電機停止の██████████あり、配電線事故の影響を除くと利用率は、██████████なる。配電線の影響による停止およびランナ修理などの点検作業（土砂排除作業を含む）をあらかじめ計画した予定内停止とすると、██████████  
██████████考えられる。██████████であるので、██████████  
度が事故・トラブルによる予定外停止と推定できる。この予定外停止をいかに削減できる

かが利用率向上のカギとなる[redacted]ことにより、[redacted]を見込むことができ、設備利用率を[redacted]できる。カ[redacted]は、水車発電機および制御・保護装置のトラブルが多いことが要因と考えられることから、機器の点検・調整の適正なインターバル化が緊急の課題である。

表 4-4 停止電力量の算出（溢水電力量）

	[redacted]		[redacted]		[redacted]	
	停止時間 (H)	損失電力量 (MWH)	停止時間 (H)	損失電力量 (MWH)	停止 (損失) 電力量 (MWH)	停止率 (%)
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

表 4-5 2017 年、年間可能発電量の予測と利用率

発電電力量 (MWH)	[redacted]	[redacted]
平均電力 (kW)	[redacted]	[redacted]
停止電力量 (MWH)	[redacted]	[redacted]
可能発電電力量 MWH)	[redacted]	[redacted]
設備利用率 (%)	[redacted]	[redacted]
利用率 (%)	[redacted]	[redacted]

注 1) 利用率 = (1 - 停止率) = (発電電力量 / 可能発電電力量)

注 2) 停止率 = 停止電力量 / 可能発電電力量

注 3) 可能発電電力量 = 発電電力量 + 停止電力量 (損失電力量)

グラフ 4-16 月別発電実績

グラフ 4-17 停止電力量（損失電力量）

#### 4.3 問題事象の整理(2) : 稼働データの収集・分析・活用

██████████ は、土木設備である取水口、ヘッドポンドなどに運営管理の基本となる計測装置が設置されていない。このため、発電所の運転状況をモニタリングすることができず効率的な運用が困難となっている。このため、取水口水位の観測による出水状況の早期把握やヘッドポンド水位と発電力の監視による発電電力量の最大化などを図るには、運用データを分析・評価できる計測センサーの設置が必要である。

発電所運用データの分析・評価は、これらのセンサーが無ければ見落とされていた問題を早期に発見し、対策を提案することで、発電所の質の高い運用管理と収益性を実現できる。

#### 4.4 対策方針：ネットワークセンサーシステムの構築・検証

##### 4.4.1 目的

██████████ において取得する稼働データは、表 4-6 のとおりである。これらセンサーの取付けと、センサーから取得した計測データをクラウドシステムと連系するためのネットワークシステムを構築する。なお、各センサーによる取得データの分析・評価は、4.5 以降に述べる。

表 4-6 取得データの種類

計測機器	計測箇所	計測時間	目 的
水位計	ヘッドpond	1分毎	水位調整運転の運用改善および的確化
水位計	放水路	1分毎	放水路水位とキャピテーションの関係
振動計	水車発電機	1分毎	水車発電機の振動管理基準の策定
水位計	取水口	1分毎	河川流入量の把握(水位から流入量の推定)
水位計	沈砂池	1分毎	取水口と沈砂池水位の関係

#### 4.4.2 ネットワークシステムの仕様設計

##### (1) 無線通信機器類の配置検討

発電所は、携帯電話網等の電波が十分に届かない僻地であるため、発電所の各エリアに設置されるセンサーのデータを集約する通信環境を整備する必要があった。このデータネットワーク網の構築は、発電所の各設備間の距離が長くなることから、伝送ケーブルによるネットワークシステムより、コスト面で有利な無線ネットワークシステムを採用した。取水口や沈砂池のある上流側から水車発電機のあるパワーハウスまで、直線で約 3.2 km の距離があり、途中の山並みが電波を遮るため、無線機は、サイト事務所 (Site Office) 地点やヘッドpond (Head pond) 地点に中継機を配置した。

図 4-1 センサーの無線ネットワークシステムの設置概要



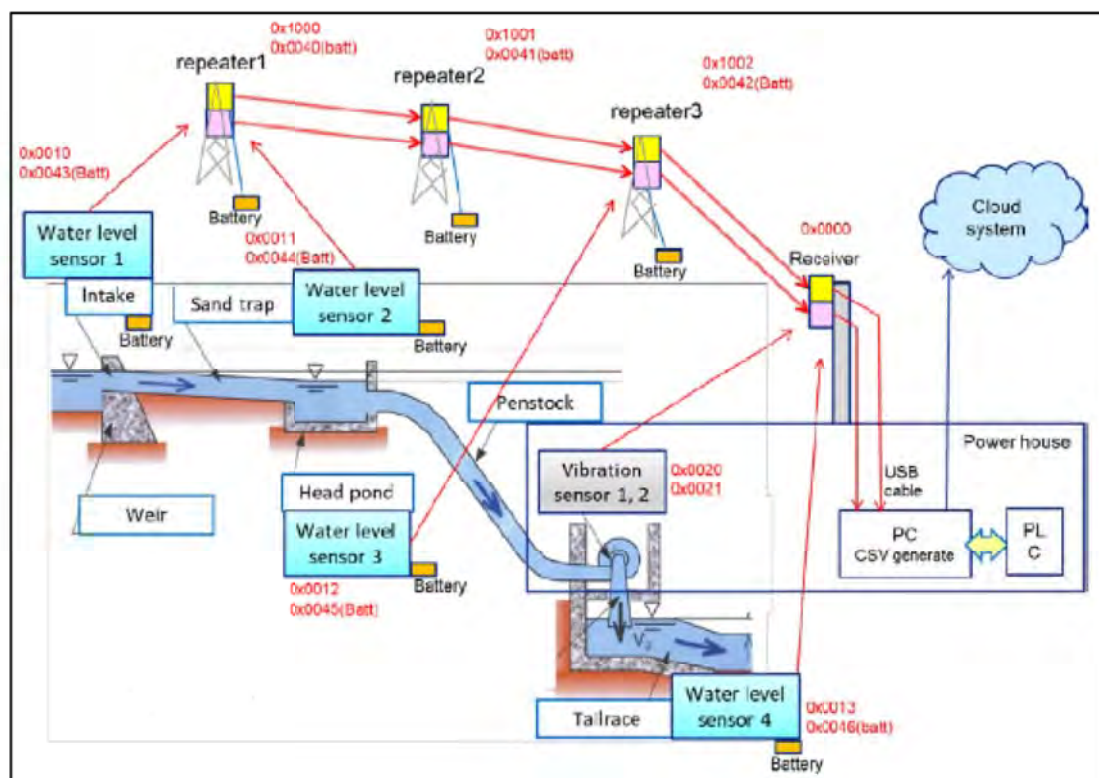


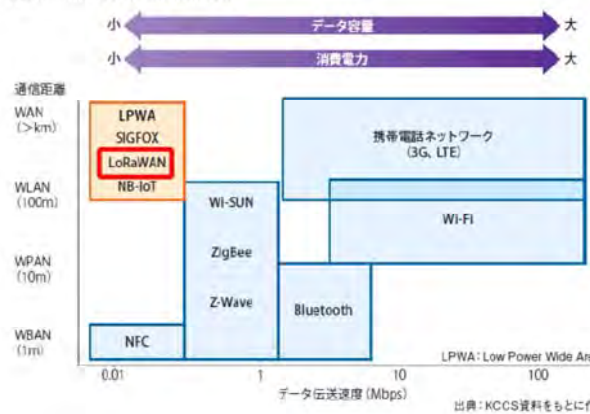
図 4-2 センサーの無線ネットワークシステムの構成図

- a. 各センサーから送信されるデータ類は、近隣の無線中継機（リピーター）を經由してパワーハウス内のパーソナルコンピュータ（PC）に送られる。また、PCに集約されたデータ類は、既にパワーハウス内に設置されているWiFiルータを經由してクラウドシステム（Cloud system）に伝送されて、ジャカルタの事務所内でも閲覧できるシステムにした。

通信モジュール用の電源は、商用電源の確保が難しいためバッテリーを利用することにした。なお、通信モジュールの採用に当たっては、低消費電力、低ビットレート、広域カバレッジを特徴とするLPWA（Low Power Wide Area）規格のLoRa-マルチIOTボードを採用することにした。

- b. 各種無線伝送システムにおけるLoRa方式の特徴は、下記の図4-3の通りである。

図表1 IoTを実現する無線方式



今回LoRaを推奨  
LoRaという規格名は、「長距離」を意味する英語“Long Range”からサブギガ帯の周波数と、チャープ信号を使った独自のスペクトラム拡散方式での変調

SIGFOX、LoRa、NB-IoTの違い（概要）

名称	SIGFOX	LoRaWAN	NB-IoT
推進団体・企業	SIGFOX	LoRa Alliance	3GPP
電波免許	不要	不要	要
利用周波数帯域	Sub-GHz帯	Sub-GHz帯	LTE帯域
通信速度	約100bps	約250bps	約100kbps
最大通信距離	50km程度	15km程度	20km程度

<https://www.sbbt.jp/article/cont1/33292>  
より引用

図 4-3 LoRa 方式の特徴

(2) ネットワークセンサーシステム構築のための主要機器の仕様検討

- a. 各センサーからのデータの中継する無線通信中継機は、故障の際の冗長性を考慮して、デュアルシステムを採用した。また、中継機の設置場所は、広域カバレッジを実現するために、既設のタワー部に設置した。
- b. データ送信用の LoRa-マルチ IOT ボードは、現場毎に 3m の新設鋼製ポールに設置した。
- c. 電源バッテリーは、充電や取替えの利便性を考慮し、無線機の地上部に設置した。また、バッテリーの設置場所が遠く、アクセスが難しい中継機 No.1 については、特にバッテリー2 台を併用して、メンテナンス作業の簡素化を図った。

表 4-7 主要計器

No.	デバイス	概要	数量	単位
1	LoRa-マルチ IOT ボード	自動データ送信	6	台
2	水位計	1分毎計測	4	台
3	振動計	1分毎計測	2	台
5	中継機・無線モジュール	無線通信中継機器	8	台
6	電源用基盤	電源利用プラットフォーム	9	台
7	センサー用防水ケース	センサー保護	10	台
8	ポール	7mのポール：1（親機） 3mのポール：4（水位計）	5	台
9	カーバッテリー	中継器用：4 水位計用：4 スペア：1	9	台
10	バッテリーボックス	シングルボックス：6 ダブルボックス：1	7	台
11	USB 延長ケーブル	20mのUSB 延長ケーブル	2	本
12	サージプロテクター	PC用サージプロテクター	2	個

表 4-8 ネットワーク機器類の配置と通信設定

機種	設置場所	CH		SF	BW	ID
		Main	Sub			
親機	パワーハウス	30	-	9	125	0x0000
		38	-	9	125	
中継器 1	SandTrap の近くラジオタワー	30	-	9	125	0x1000
		38	-	9	125	
中継器 2	サイトオフィスの近くラジオタワー	30	-	9	125	0x1001
		38	-	9	125	
中継器 3	HeadPond の近くラジオタワー	30	-	9	125	0x1002
		38	-	9	125	
水位センサー1	Intake	30	38	9	125	0x0010
水位センサー2	SandTrap	30	38	9	125	0x0011
水位センサー3	HeadPond	30	38	9	125	0x0012
水位センサー4	Tail Race	30	38	9	125	0x0013
振動センサー1	パワーハウス	38	30	9	125	0x0020
振動センサー2	パワーハウス	38	30	9	125	0x0021
バッテリー1	中継器 1	30	38	9	125	0x0040
バッテリー2	中継器 2	30	38	9	125	0x0041
バッテリー3	中継器 3	30	38	9	125	0x0042
バッテリー4	水位センサー1	30	38	9	125	0x0043
バッテリー5	水位センサー2	38	30	9	125	0x0044
バッテリー6	水位センサー3	38	30	9	125	0x0045
バッテリー7	水位センサー4	38	30	9	125	0x0046

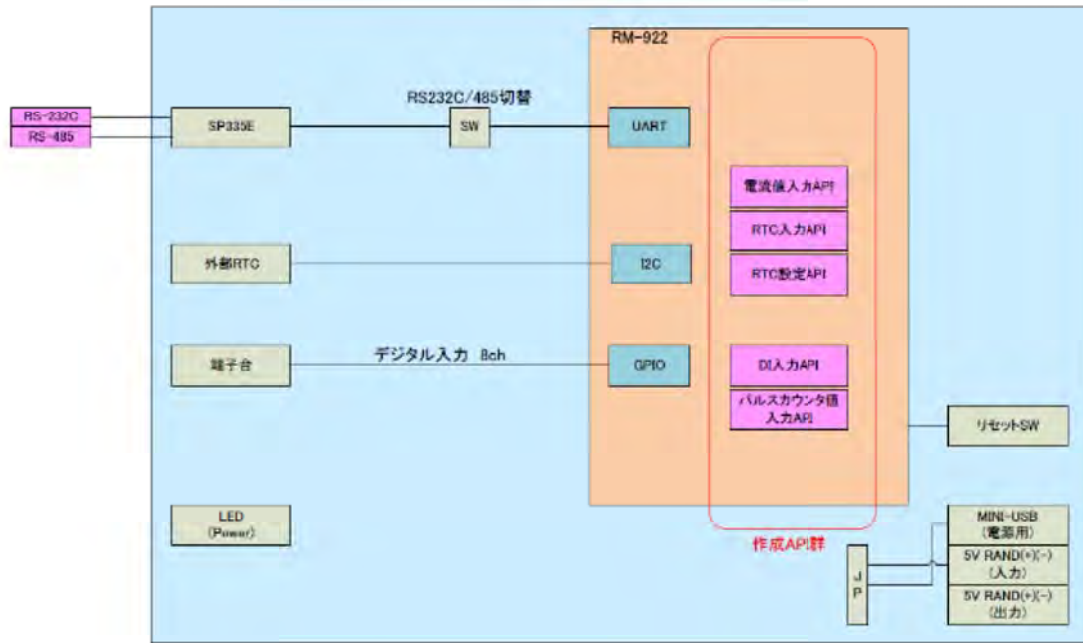


図 4-4 無線モジュールの内部ブロック図



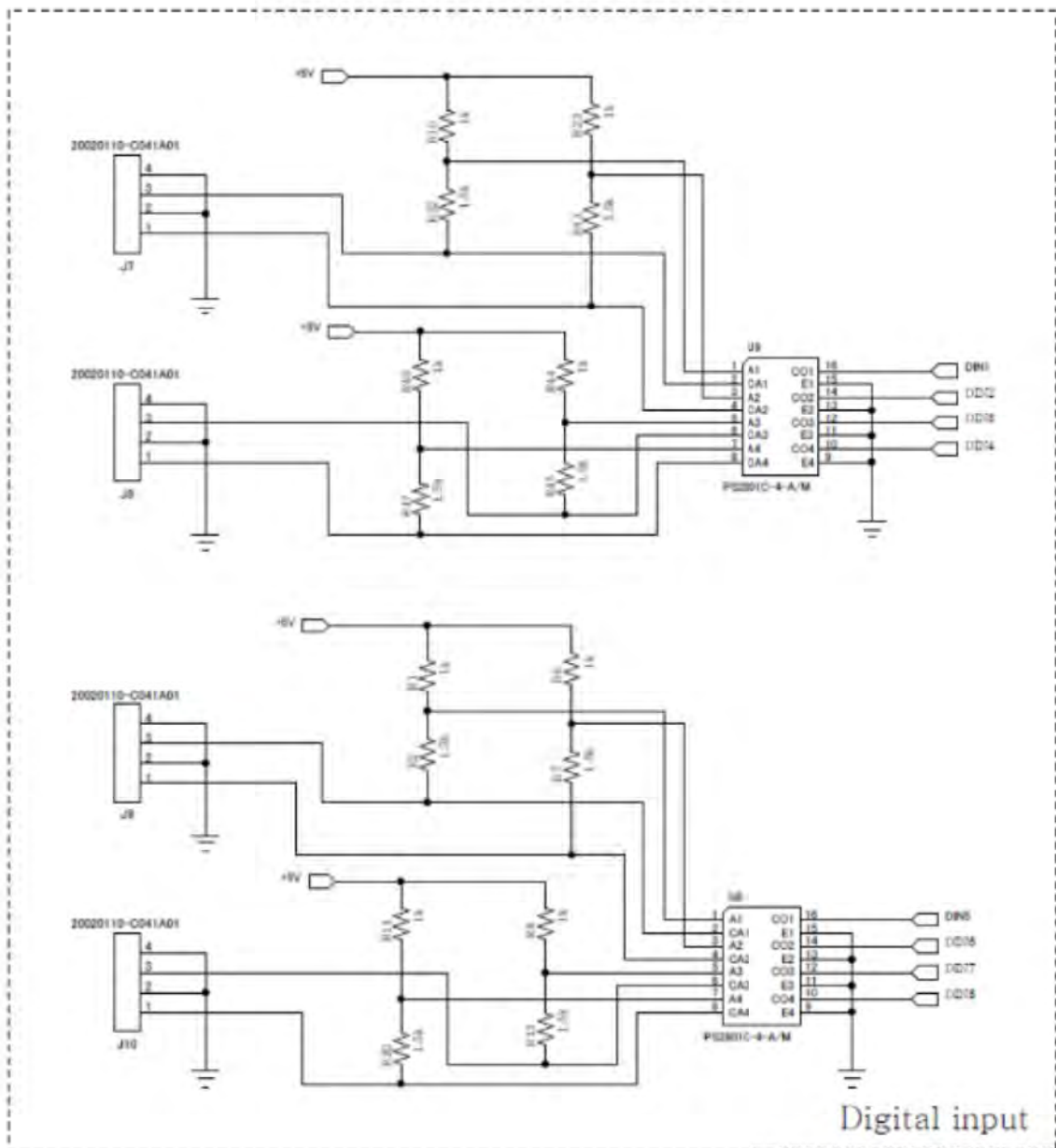


図 4-5 デジタル入力部の設計回路図

(3) 各機器類の設置場所の検討

発電所設備の現状を確認しながら、新設センサーや通信機器の設置場所を検討した。

(以下の資料は、主要設備の設置計画)



a. 取水口の水位センサーとデータ伝送無線設備の設置計画

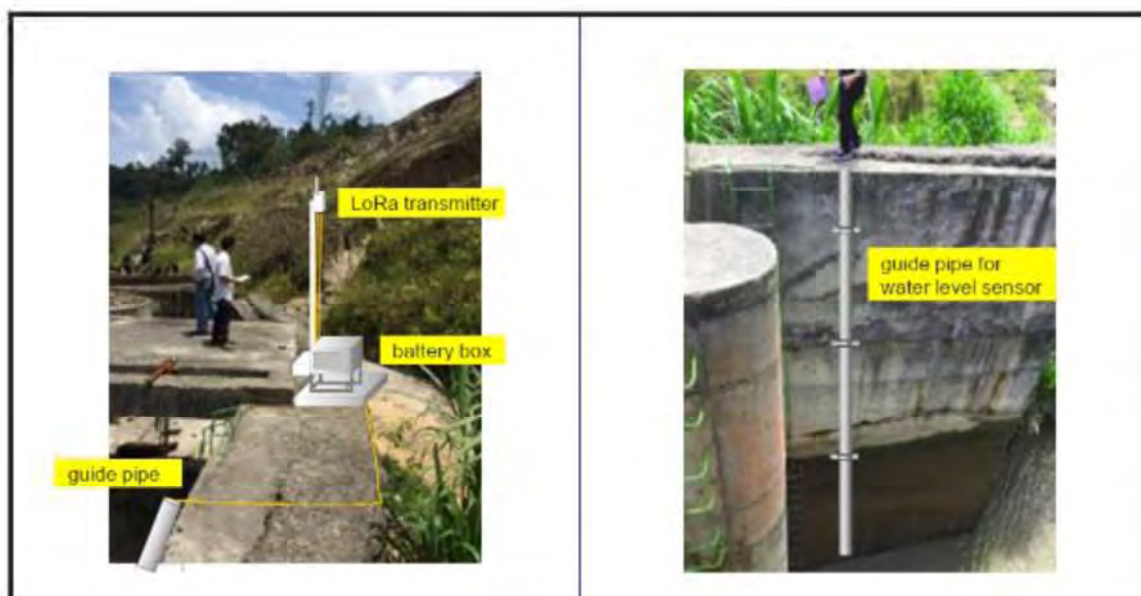


図 4-6 取水口の水位センサーとデータ伝送無線設備の設置計画図

b. 沈砂池水位センサーとデータ伝送無線設備の設置計画



図 4-7 沈砂池水位センサーとデータ伝送無線設備の設置計画図

c. ヘッドポンド水位センサーとデータ伝送無線設備の設置計画

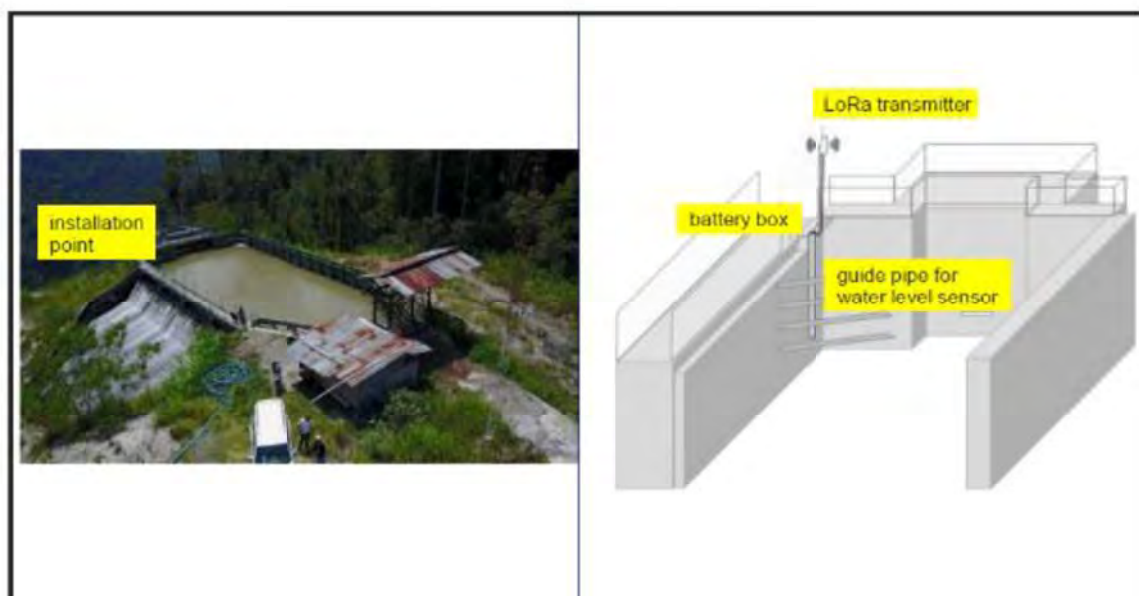


図 4-8 ヘッドポンド水位センサーとデータ伝送無線設備の設置計画図

d. 放水路水位センサーとデータ伝送無線設備の設置計画

図 4-9 放水路水位センサーとデータ伝送無線設備の設置計画図

- e. 水車発電機の振動センサーとデータ伝送無線設備の設置計画

図 4-10 水車発電機の振動センサーとデータ伝送無線設備の設置計画図

- f. パワーハウス外部の無線受信機の設置計画

図 4-11 パワーハウス外部の無線受信機の設置計画図

g. 取水口近辺の既設タワーに設置する中継機の設置計画



図 4-12 取水口近辺の既設タワーに設置する中継機の設置計画図

h. サイト事務所近辺の既設タワーに設置する中継機の設置計画

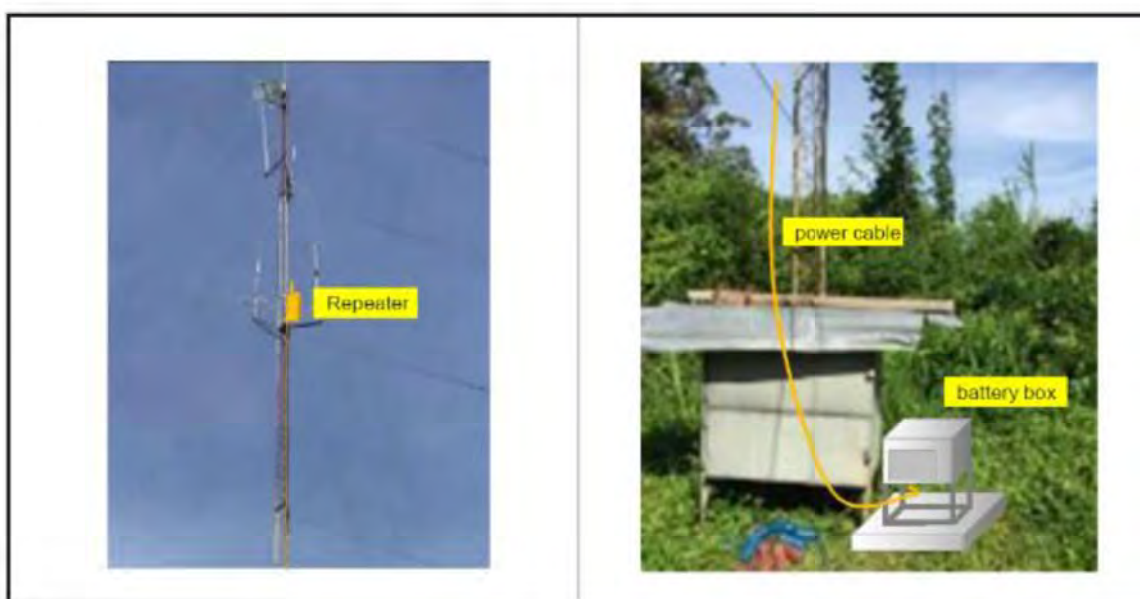


図 4-13 サイト事務所近辺の既設タワーに設置する中継機の設置計画図



i. ヘッドポンド近辺の既設タワーに設置する中継機の設置計画



図 4-14 ヘッドポンド近辺の既設タワーに設置する中継機の設置計画図

j. 取水口近辺の既設タワーの中継機およびバッテリーBOXの詳細設計

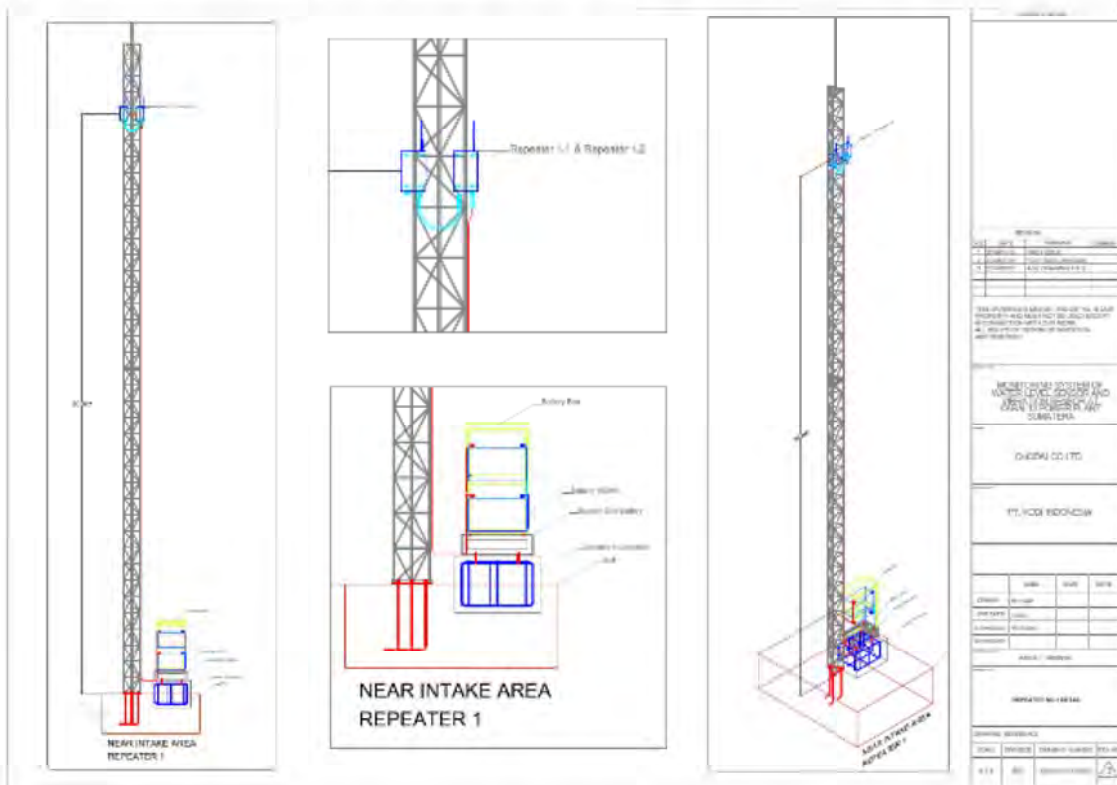


図 4-15 取水口近辺の既設タワーの中継機、バッテリーBOXの詳細設計図



k. 沈砂池に設置する水位センサーと無線モジュール取付用ポール類の詳細設計

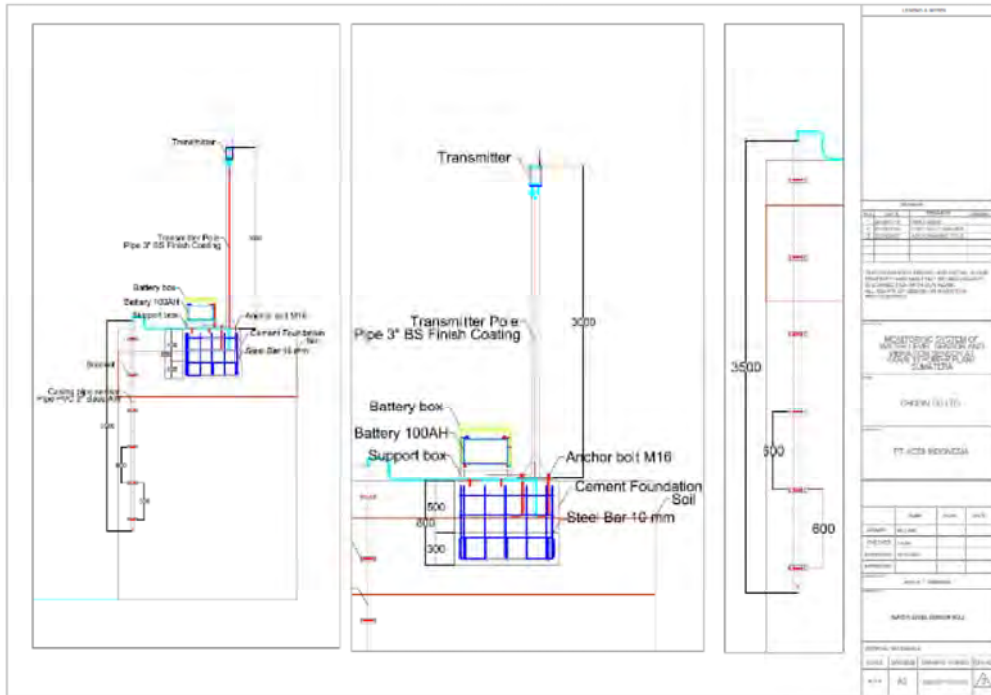


図 4-16 沈砂池に設置する水位センサーと無線モジュール取付用ポール類の詳細設計図

l. 沈砂池に設置する無線モジュール取付用ポールの詳細鉄筋設計

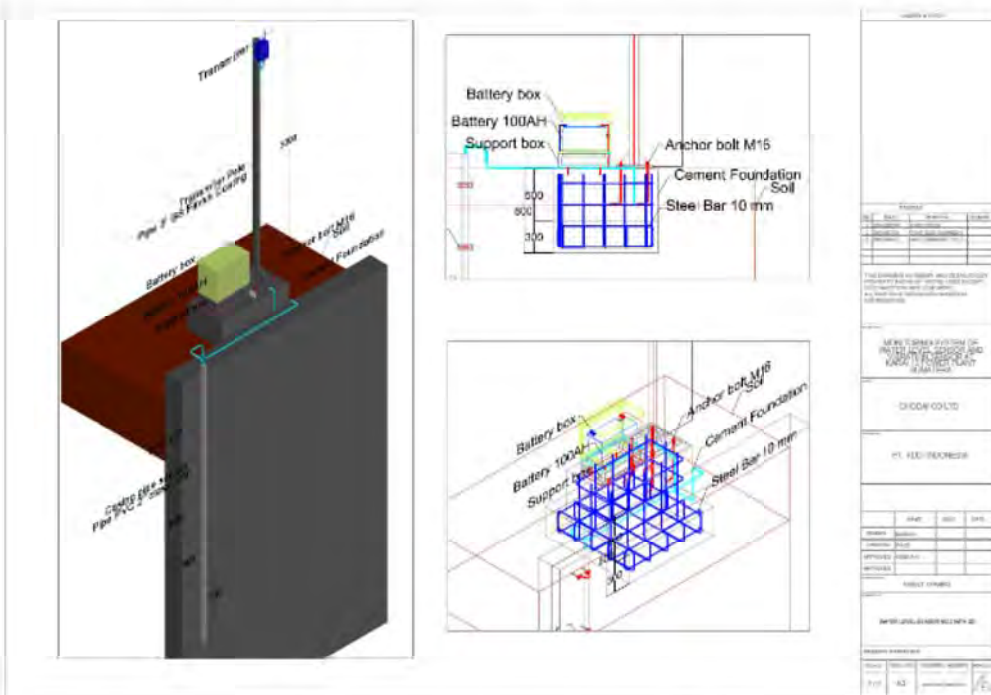


図 4-17 沈砂池に設置する無線モジュール取付用ポールの詳細鉄筋図

#### 4.4.3 センサー稼働確認結果

各センサーのデータ収集を開始し、伝送状況、データ表示などを確認した。表 4-9 と表 4-10 に、取得データの抜粋を例示する。

##### (1) 水位センサー稼働確認

表 4-9 水位データ

##### (2) 振動センサー稼働確認

表 4-10 振動データ



使用材料(鋼管柱)類



鋼管柱 寸法確認



鋼管柱 寸法確認



使用材料(バッテリー)



ケーブル保護管類



バッテリーボックス



取水口 水位計取付上部



取水口 発信器1 建柱作業  
バッテリーボックス取付



発信器2 (Sand Pond)  
建柱作業



中継器1 (Sand Pond)  
バッテリーボックス取付作業



中継器1 設置作業  
(35M 鉄塔に取付)



中継器1 取付作業





中継器2 (現地オフィス)  
設置作業



中継器2 (現地オフィス)  
バッテリーボックス



中継器3 (Head Pond)  
設置作業



中継器3 (Head Pond)  
バッテリーボックス



発信器3 バッテリー架台  
取付作業



発信器3 水位計上部  
バッテリーボックス



受信器1 (Power House)  
設置作業



受信器1 (Power House)  
設置作業



発信器4 (Tail race)  
設置作業



発信器4 (Tail race)  
設置作業



振動センサー 取付  
(Generator No.1)



振動センサー 取付  
(Generator No.1)

#### 4.5 実証システムの開発、検証、考察：ヘッドポンド水位

##### 4.5.1 問題事象の整理：発電所運用実態（ヘッドポンド水位）の調査・分析

■■■■■、流れ込み式の発電所であるので、河川流量をそのまま取水して発電する。取水口からヘッドポンド（水槽）に流入する流量に応じて、ヘッドポンドの流入量と水車の使用流量が等しくなるよう発電機出力を制御する。発電所の配電盤室には、ヘッドポンド水位が表示されていないため、運転員がヘッドポンドに待機している水位監視員と直接連絡（無線など）をとりながら出力を制御している。ヘッドポンド水位は、流入量が急変にした場合に備え、ヘッドポンド越流部（余水路：Spillway）からある程度の余裕をもった低い水位を基準として運用しなければならない。出力制御が、この基準水位をもとに理想状態で運用されているかを、発電所運転記録から調査・分析した図 4-18 にヘッドポンドの概略構造を示す。

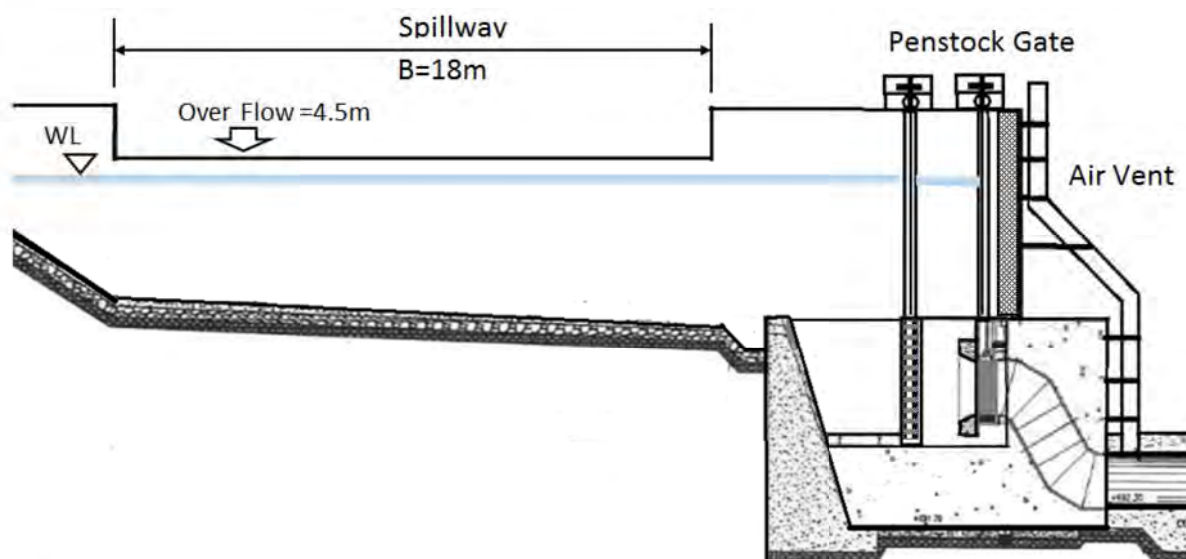


図 4-18 ■■■■■ ヘッドポンドの概略構造

##### (1) 調査・分析結果

発電所運転記録を基に、ヘッドポンド水位と発電機出力の関係を調査した。2017年の■■■■■における水位－出力関係をグラフ 4-19 に示す。余水路の越流点は、■■■■■が、グラフ 4-19 をみると最大出力以下において、この越流水位を超える時間帯があり、余水路から水量が溢れている（赤四角の部分）ことになる。出力に余裕があるにもかかわらず、かなりの時間帯で、溢水（いっすい）が生じており、取水量を有効に使用しておらず、損失が生じていることがわかる。すなわち、溢水電力量が発生している状況であり、これは各月すべて同様な運用実態であった。これは、水車の出力制



御をヘッドpond水位監視員と連絡をとりながら行っていることが大きな要因であると考えられる。

グラフ 4-19 ヘッドpond水位と発電機出力の関係



(2) ヘッドpond水位と各ユニット出力の関係

出力制御の運用実態を詳細に把握するため、ヘッドpond水位と各ユニット出力の関係を分析した。グラフ 4-20 は、XXXXXXXXXXヘッドpond水位と各ユニット出力の運用実態を表したものである。ヘッドpond水位がXXXXXXXXXX溢水を生じている。XXXXXXXXXXであり、主にユXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXを調整している。ヘッドpond水位が越流点を超えても、ユニット1の出力を増加させることがなく溢水状態が継続している。また、XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX場合もみられる。XXXXXXXXXXできていない実態があることが分かった。グラフ 4-21 とグラフ 4-22 に一日単位でみた出力調整のよい事例と悪い事例を示す。出力調整の良い事例は、取水量が比較的安定しているときのみみられる。

グラフ 4-20 ヘッドpond水位と号機別出力の関係 (約 80 時間)

グラフ 4-22 出力調整が悪い事例

#### 4.5.2 目標値の設定：溢水電力量（損失電力量）の改善

越流点を越えた溢水電力量（ $\text{MW}$ ）を計算する。その結果を表 4-11 に示す。溢水電力量は  $\text{MW}$  となり、 $\text{MW}$  相当する。これは、出力制御を的確に運用することで、損失を回避でき増電力量につながる。

表 4-11 溢水電力量（損失電力量）の算定

注 1) 越流流量  $Q = \blacksquare \times B \times H_o^{1.5}$

Q : 越流量(m<sup>3</sup>/s) B:余水路長さ  $\blacksquare$  Ho : 越流水深(m)

注 2) 電水比 (kW/m<sup>3</sup>/s) = 定格出力/定格流量 =  $\blacksquare$

注 3) 出力 (kW) Po = 電水比 × 越流流量 (Q)

注 4) 溢水電力量 (kWh) Wo = Po × 越流時間(h)

グラフ 4-23 溢水電力量が発生した時間帯（ピンク部分）

#### 4.5.3 対策方針：出力制御方式の運用改善の提案

ヘッドポンドに水位計を設置し、配電盤室に伝送、表示することにより、直接、運転員が水位監視しながら出力を制御できる運転方式とした。図 4-19 に現状の運用と図 4-20 に改善策の概要を示す。

##### (運用改善の提案)

最大取水量以下の取水量では、ヘッドポンドからの越流を回避する運用が不可欠である。このため、ヘッドポンドの運用基準水位を [REDACTED] を提案した。運転員が [REDACTED]、直接水位監視を行いながら出力を制御する運用形態に変更した。

図 4-19 ヘッドポンド水位の連絡を受けて出力制御する現状の運用形態



図 4-20 ヘッドpond水位を直接監視しながら出力制御する運用形態

#### 4.5.4 出力制御運用変更後の検証結果

からの運用実態は、グラフ 4-24 のとおりである。グラフ前半は自流が多く、最大出力 において、出力制御をする余裕がないことがわかる。このため、出力制御に余裕のあるグラフ後半のヘッドpond水位と出力の関係をグラフ 4-25 に拡大した。これをみると、ほぼ において出力制御を実施しており、改善の効果を確認することができた。

注) 運用変更後においては、 されており、 であった。



ター監視画面である。

グラフ 4-26 伝送遅れ時間の検証結果

図 4-21 ヘッドpond水位のモニター監視画面

#### 4.5.5 考察と提案

本事業においては、運転員がモニター監視画面で、ヘッドpond水位を監視しながら出力制御することを可能とした。発電力が [REDACTED]、目標とした

と考える。将来的には、常にヘッドポンド水位に応じてガイドベーン開度を自動的に調整できる水位調整装置を付加することで、発電所運用の高度化を図ることが可能となる。これにより、人間系が介在することなく効率的な運転が可能となり、流れ込み式発電所の的確な運用と水資源の有効活用を図ることができる。図4-22に水位調整装置による自動制御システムの概要を示す。

今後の流れ込み式水力発電所の新設や改造においては、下記の運転制御方式を基本とした制御システムを導入することが重要である。

- a. 発電所の機器の運転状況が一目で分かるように、各計器類の指示計や遮断器などの開閉状態を示す表示を配電盤に配置する。特に、ヘッドポンド水位表示器の設置は重要である。
- b. 水車発電機は、シーケンス制御によって、始動操作、並列操作、停止操作などの一連の機器動作を自動的に行う一人制御方式とする。
- c. 並列後は、水位調整装置でヘッドポンド（水槽）への流入量の変動および水位変動に応答して、水車ガイドベーンを自動的に開閉し、出力制御を行う水位調整運転とする。
- d. 故障時には、保護継電器により警報および停止を自動的に行う。

図 4-22 水位調整装置による自動出力制御運転システムの概要

## 4.6 実証システムの開発、検証、考察：放水路水位

### 4.6.1 放水路水位計の設置目的

、水車点検において、  
と言われていた。この現象は、水車効率の低下を招くことから水車出力の減少が懸念される。キャビテーションは、水車内部の圧力が飽和蒸気圧以下に低下することによって発生する現象であり、水車ランナの形状や水車の吸出し高さなどが大きく影響する。このため、設計の放水路水位と実際の運転状態における水位分析を行い、キャビテーション係数の安全率を検証し、キャビテーションの影響度合いを調査・分析する。

#### (キャビテーションの説明)

キャビテーションとは、水が水車の羽根の間を流れるときに、形状や条件が異なるため各部分の流速や圧力は一定でなく、ある部分の圧力が、そのときの水温における飽和蒸気圧まで降下すると、その部分で水が沸騰し、蒸気泡をつくる現象である。キャビテーションにより発生した気泡が圧力の高い部分で急激に崩壊し、その衝撃圧力で水車材料の流水面を浸食、水車に機械的振動を発生させる。

### 4.6.2 放水路の設計水位と水位計指示値の関係

図 4-23 に放水路の概略構造と標高を示す。それに基づき設置した放水路水位計指示と標高の関係は図 4-24 のとおりである。

図 4-23 放水路の概略構造と標高



図 4-24 標高と放水路水位計指示値との関係

#### 4.6.3 放水路水位計測データの分析

放水路水位が設計水位で運用されているかを、設置した水位計記録から分析、検証を実施した。放水路水位と発電所出力の関係は、グラフ 4-27 のようにほぼ相関性がみられる。グラフ 4-28 から運転出力における放水路水位は、XXXXXXXXXXとなる。

グラフ 4-27 放水路水位と出力の関係

グラフ 4-28 放水路の運用水位の変化

4.6.4 キャビテーションの評価

放水路の設計水位と運用水位から運転キャビテーション係数を算出し、臨界キャビテーションとの裕度を評価する。

表 4-12 設計水位における運転キャビテーション係数

設計水位	標高 (m)	水位計指示 (m)	吸出し高さ $H_s$ (m)	$\sigma_p$	安全率 $\sigma_p / \sigma_c$
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■

表 4-13 実際の運用水位による運転キャビテーション係数

運転水位	標高 (m)	水位計指示 (m)	吸出し高さ $H_s$ (m)	$\sigma_p$	安全率 $\sigma_p / \sigma_c$
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■

注 1) キャビテーション係数について

$\sigma_c$  : 臨界キャビテーション係数

キャビテーションの発生によって効率が低下し始めるときのキャビテーション係数

$\sigma_p$  : 運転キャビテーション係数

実際の運転時のキャビテーション係数

注2) 臨界キャビテーション係数（日本電気学会 1958 年による式を参照）

$\sigma_c =$  [ ] から算出

注3) 吸出し高さ (Hs) の簡略計算式を用いて  $\sigma_p$  を算出

$$\sigma_p = (H_a - H_v - H_s) / H$$

H<sub>a</sub> : 大気圧 H<sub>v</sub> : 飽和蒸気圧 H<sub>a</sub> - H<sub>v</sub> = [ ] (m)

H : 有効落差 [ ] (m)

ここでの H<sub>s</sub> は、水車中心標高 - 放水路水位標高の差

#### 4.6.5 考察

設計水位における運転キャビテーション ( $\sigma_p$ ) の臨界キャビテーション ( $\sigma_c$ ) に対する安全率 ( $\sigma_p / \sigma_c$ ) は [ ] となる。一般的には、正規運転状態（最大効率点の運転状態）で [ ] が目安となるが、[ ] 小さい設計といえる。また、実際の運用水位は、設計水位（ [ ] ） [ ] であり、キャビテーション係数の [ ] にある。臨界キャビテーション係数は、運転状態が正規運転状態をはずれると、正規運転状態を最小値として放物線的に大きくなるため、軽負荷運転時には、臨界キャビテーション係数が運転キャビテーション係数を上回ることが想定できる。しかし、軽負荷運転時にはキャビテーションの影響があるものの、実質的な運転範囲での影響は小さいものと考ええる。

### 4.7 実証システムの開発、検証、考察：振動センサー

#### 4.7.1 振動計測の目的

水車発電機の振動計測は、現在の振動の状態を定量的に把握して、異常または故障の原因と将来の影響を予知・察知し、必要な対策を早期に講ずることが可能となる。

データを効率的に収集し、診断結果に基づくデータ評価を実施し、より確実に効果的な振動管理を確立する。

主な振動計測の目的は、以下の通りである。

- ① 設備の監視と保護
- ② 設備の異常を早期に検出
- ③ 設備の劣化状態を傾向管理

#### 4.7.2 本事業の実証目的

本事業における振動計測は、ISOの振動シビアリティ評価基準を設備の状態レベルと比較、検証し、機器の異常を的確に良否判定できるアルゴリズムと振動評価基準を見出すことである。

#### 4.7.3 振動測定の概要

振動の単純な形は単振動で、振幅、周波数、位相の三要素である。

JISにおいて振動は、「機械の運動または変位を表す量の大きさがある平均値または基準値よりも大きい状態と小さい状態を交互に繰り返す時間的变化」と規定されている。機械の内部に異常が発生すると振動の振幅の大きさや波形の性状が変化する。

振動を測定するパラメータとして、変位（片振幅）、速度、加速度の3つのパラメータがあり、本事業においては、(1)の理由により加速度センサーを採用する。片振幅および速度は、加速度から計算式により算出することが可能である。ただし、振動周波数成分によって変換値が異なる点は注意が必要である。

##### (1) 振動の測定パラメータの選定

測定する振動周波数の範囲は、おおよそ図4-25の赤丸で囲んだ低周波数領域である。この領域は、直線が一番上にある速度センサーが適している。しかし、本事業においては既設機器にセンサーを常設するため、加速度センサーのサイズが小型かつ軽量であり、データ通信が容易なことが必須条件となる。半導体素子で構成するMEMS（Micro Electro Mechanical System）加速度センサーは、サイズ、重量およびインテリジェント機能を集積しており、上記の条件に適合する。このため、圧電式加速度センサーより検出精度面およびS/N比では劣るが、常設での状態監視測定において有効であると考えた。

図 4-25 振動周波数と測定パラメータの関係

振動波形を正弦波振動とした場合、振動測定パラメータの振幅 (D)、速度 (V) および加速度 (A) には、下記の関係が成り立つ。

①加速度	A	$A = (2 \pi f)^2 \times D$
②速度	$V = A / 2 \pi f$	$V = (2 \pi f) \times D$
③変位 (片振幅)	$D = A / (2 \pi f)^2$	D

## (2) 加速度センサーの特徴

MEMS 加速度センサーは、重力相当の静加速度と動加速度を測定できる加速度センサーである。図 4-26 に、加速度センサーの概略回路図を示す。

- ①種類 : 静電容量型加速度センサー(MEMS) 3軸
- ②測定レンジ :  $\pm 2G$
- ③特徴 : 低周波領域の測定値においてノイズの影響が大きくなる可能性大
- ④サンプリングタイム : 2 msec (500Hz)
- ⑤送信機能 : 15 個 (30 msec) を一括送信 (1 分毎に送信)
- ⑥信号処理 : アルゴリズム検証のため生データを直接収集



図 4-26 加速度センサーの概略回路図

(3) 加速度センサー取付け位置

振動センサーを取付ける場合、リブなど剛性のある部分に設置する必要があるが、軸受の構造上から取付け位置が限定される。このため、センサーの取付け位置が剛性のない部分になる可能性もあり、分析、評価する上でノイズなどの影響を考慮する必要がある。図 4-27 に振動センサーの取付け位置と計測軸の概略を示す。

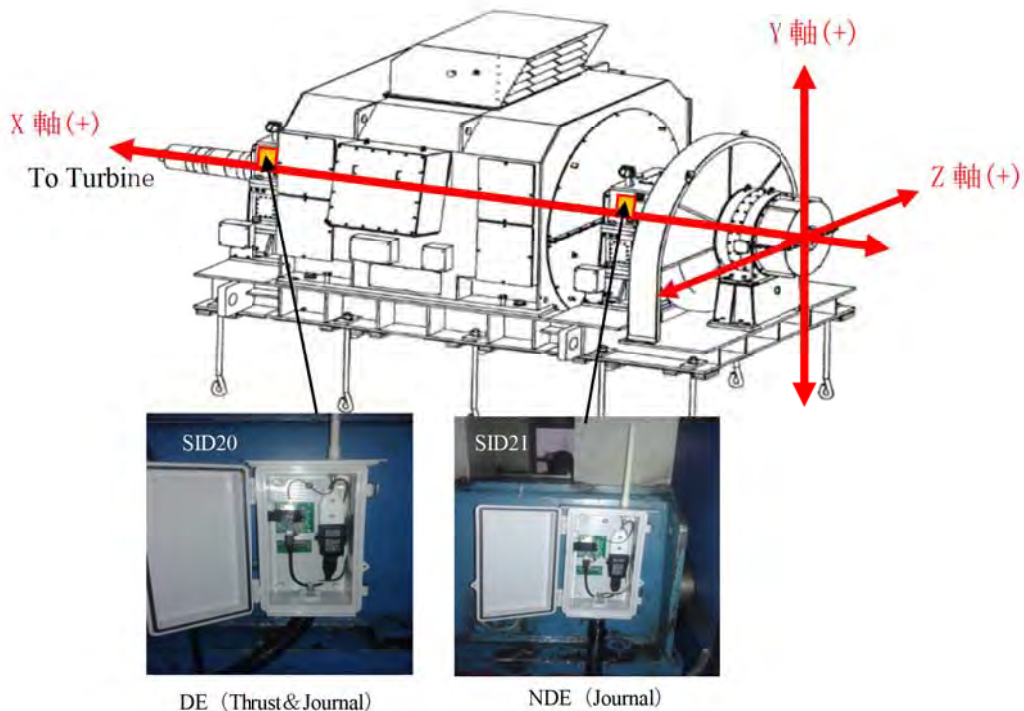


図 4-27 振動センサー取付け位置と計測軸

#### 4.7.4 振動の評価基準（判定基準の確立）

水車発電機の振動は、数 Hz～500Hz の長周期の低周波数領域の振動である。一般的に振幅および速度による振動評価基準が確立されているが、加速度による振動評価基準は確立していない。このため、振動測定データを収集し、水車発電機の運転状態と比較、評価を行い、加速度における振動評価基準を確立する。

#### 4.7.5 測定データの処理

時間的に変化する信号を評価するため、統計値や確率変数の散らばりを表す「二乗平均平方根（RMS：Root Mean Square）」を用いて、収集データを解析・評価する。

##### (1) 測定データにおける静加速度と動加速度

振動のセンサーからの時間信号は、静加速度と動加速度が混合した交番信号で瞬時に変動する複雑な波形となる。このため、静加速度を基準とした交番信号とするため、機器停止時の静加速度で測定データを補正する。

○静加速度 の大きさ

X軸(軸方向)	: $A_x =$	■	mg
Y軸(垂直方向)	: $A_y =$	■	mg
Z軸(水平方向)	: $A_z =$	■	mg
(加速度		■	m/s <sup>2</sup> )

##### (2) 交流信号に変換

静加速度を基準にした交流信号に加工する。

$$X_i = A_i - (A_x \text{ or } A_y \text{ or } A_z)$$

$A_i$  : 各軸の生波形値

$X_i$  : 変換した加速度データ値

##### (3) 実効値（RMS）を算出（二乗平均平方根）

$$\text{RMS}(X) = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i)^2}$$

n : 特定時間の測定データ数

#### 4.7.6 解析結果

##### (1) RMS の平均化時間

SID20 (DE Bearing) および SID21 (NDE Bearing) の加速度波形の平均化時間 (周期) を 60msec、180msec、600msec とし、RMS (2乗平均平方根) を算出する。その計算結果を表 4-14 および表 4-15 に、SID20 の X 軸の波形例をグラフ 4-29~31 に示す。ピーク値は、平均化時間によって異なるため、平均化時間を長くすることで RMS が一定値化し、より確度の高い RMS を反映できる。当面は、600 msec を周期として RMS を算出して監視を行うこととする。

表 4-14 SID20 周期別 振動値 (単位: mg)

	振動軸	60 msec		180 msec		600 msec	
		P-P	RMS	P-P	RMS	P-P	RMS
生波形	X 軸	■	■	■	■	■	■
	Y 軸	■	■	■	■	■	■
	Z 軸	■	■	■	■	■	■
変換波形	X 軸	■	■	■	■	■	■
	Y 軸	■	■	■	■	■	■
	Z 軸	■	■	■	■	■	■

注) ( ) 内はマイナス値

表 4-15 SID21 周期別 振動値 (単位: mg)

	振動軸	60 ms		180 ms		600 ms	
		P-P	RMS	P-P	RMS	P-P	RMS
生波形	X 軸	■	■	■	■	■	■
	Y 軸	■	■	■	■	■	■
	Z 軸	■	■	■	■	■	■
変換波形	X 軸	■	■	■	■	■	■
	Y 軸	■	■	■	■	■	■
	Z 軸	■	■	■	■	■	■

注) ( ) 内はマイナス値

グラフ 4-29 SID20 X 軸 60 msec の場合

グラフ 4-30 SID20 X 軸 180 msec の場合

(2) 振動計測値の評価

SID20 および SID21 における加速度の計測値を表 4-16 にまとめる。グラフ 4-31、34 およびグラフ 4-35 から SID20 の X 軸および Y 軸方向の加速度は、直流分を含んでいることが分かる。停止状態の静加速度（重力）から運転状態で反対方向の加速度が発生する。加速度センサーに何らかの直流分が上乘しているようであり、振動値を過大に評価している可能性がある。このため、携帯用振動速度計で測定を行い比較することにした。

表 4-16 SID20 および SID21 振動計測値（周期 T=600 msec）

軸	SID 20 (DE 側)			SID 21 (NDE 側)		
	RMS	等価ピーク	波高率	RMS	等価ピーク	波高率
	■	■		■	■	
X 軸	■	■	■	■	■	■
Y 軸	■	■	■	■	■	■
Z 軸	■	■	■	■	■	■

注 1) 等価ピーク : RMS が正弦波として仮定した場合のピーク値  $\sqrt{2} \times \text{RMS}$

注 2) 波高率 : ピーク値と RMS の比率  $\text{ピーク値} / \text{RMS}$

(3) 加速度データと携帯用振動速度計データの比較

加速度の RMS 値を速度に換算した値と携帯用振動速度計の測定値を比較した結果を表 4-17 に示す。加速度の振動周波数は、



に換算した。加速度から速度への換算値は、振動周波数の取り方で違いがあるが、この換算周波数で振動の大きさは、ほぼ同一の傾向にあることが確認できた。ただし、SID20のY軸のみ加速度の換算値が速度計値より若干大きな値となった。

表 4-17 加速度測定値と携帯用速度計値との比較

軸	SID 20 (DE 側)			判定	SID 21 (NDE 側)			判定
	加速度	換算値	速度計		加速度	換算値	速度計	
	mg	mm/s	mm/s		mg	mm/s	mm/s	
X 軸	■	■	■	■	■	■	■	■
Y 軸	■	■	■	■	■	■	■	■
Z 軸	■	■	■	■	■	■	■	■

注) 速度換算は加速度の波形から回転周波数ので換算

#### 4.7.7 考察と改善提案

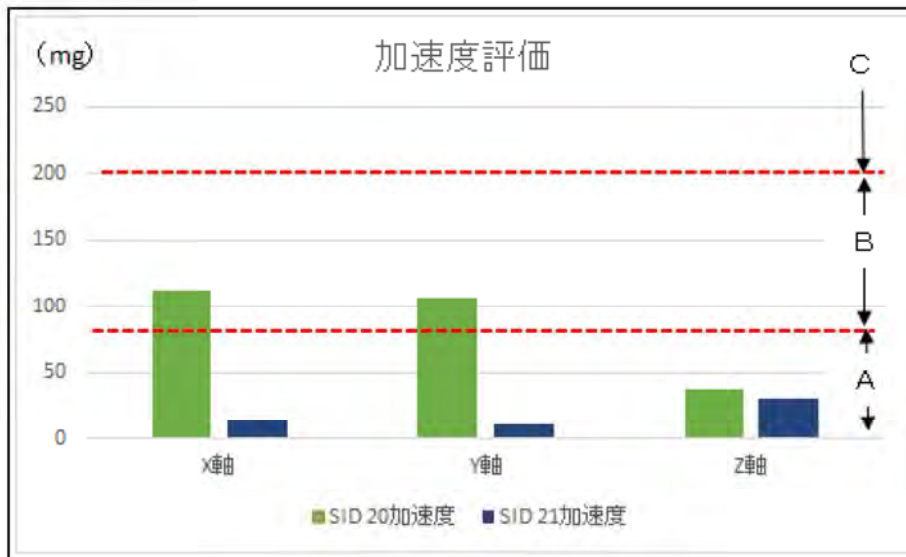
##### (1) 加速度の振動シビアリティ評価基準の確立

振動シビアリティ評価は、ISO2372 の速度評価基準によるものであるため、加速度の測定値と ISO2372 の速度評価基準値を相対的に比較して、加速度の振動シビアリティ評価基準を表 4-18 のとおりに定めた。この評価基準に基づき、加速度を評価すると表 4-17 の判定ランクとなる。SID20 の となる。この加速度の振動評価をグラフ 4-32 に示す。また、グラフ 4-33 は、加速度を速度換算し、ISO2372 の振動シビアリティ評価基準と比較したものである。

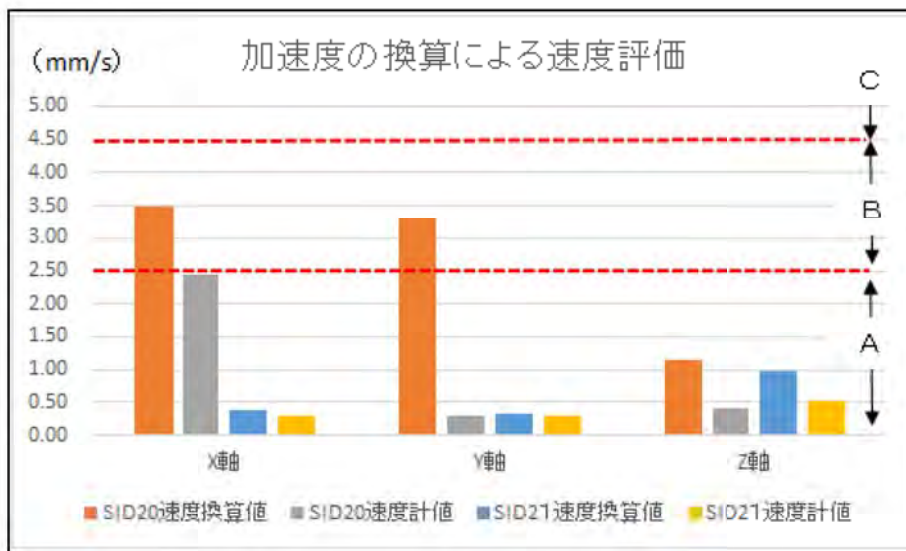
表 4-18 ISO2372 の振動基準から算出した加速度評価基準

ランク	速度範囲 (mm/s)	加速度範囲 (換算値) (mg)	評価
A	0~1.8	0~80	良好 (Normal)
B	1.8~4.5	80~200	やや悪い (Un significant)
C	4.5~11.2	200~500	悪い (Significant)
D	11.2 以上	500 以上	危険 (Serious)

グラフ 4-32 加速度の振動評価



グラフ 4-33 加速度の速度換算と速度計の振動評価比較



(2) 測定データの確度性

SID21 の加速度は、X 軸、Y 軸において直流成分を含んでいるが、加速度の振動シビアリティ評価基準から判断して、データの確度に問題がある可能性は低いと判断できる。しかし、センサーの精度、取付け不良およびノイズなどの影響が懸念されるため、機器状態レベルあるいは携帯用速度計との比較を行い、センサーの選定の可否を含めてセンサー適用性能の検証をすることが重要である。

### (3) RMS の平均化時間

現在、平均化時間 600 msec 周期で RMS を計算しているが、今後は、データ処理周期の比較・検証を行い、1 秒程度の平均化時間で RMS 値の統計処理をして、振動監視のデータ処理および監視の簡素化を図る。

### (4) 加速度の振動シビアリティ評価基準による簡易診断手法の確立

本事業で策定した加速度による振動シビアリティ評価基準は、振動診断における判定基準の精度を上げていくために、より設備実態にあった評価基準とする必要がある。この評価基準を基に、設備の状態レベルを総合的に判断できる簡易診断手法の確立が重要である。

### (5) 振動波形の精密診断手法の確立

振動が周期毎に同じ波形を繰り返す場合は、正弦波、または正弦波の和で表すことができ容易に振動解析ができ原因の解明が可能である。しかし、設備から発生する実際の振動は、色々な周波数の振動が合わさった複雑な波形となるため、上記、簡易診断で異常と診断された場合、精密診断を実施する必要がある。精密診断では、加速度の計測生波形が重要であり、この測定された波形からどのような周波数成分の振動が大きいのかを調べることが重要となる。計測波形をフーリエ変換して、その周波数成分から異常を推測する精密診断技術に応用していくことが、今度の課題となる。

## 4.7.8 加速度の測定データ

### (1) SID20 (DE : Thrust & Journal Bearing)

グラフ 4-34 SID20 X 軸 (軸方向) の加速度  
(生波形)

(補正した波形)

グラフ 4-35 SID20 Y 軸 (垂直方向) の加速度

(生波形

)

(補正した波形)

グラフ 4-36 SID20 Z 軸(水平方向) の加速度

(生波形)

(補正した波形)



(2) SID21 (NDE : Journal Bearing)

グラフ 4-37 SID21 X 軸 (軸方向) の加速度

(生波形)

(補正した波形)

グラフ 4-38 SID21 Y 軸（垂直方向）の加速度

（生波形）

（補正した波形）

## グラフ 4-39 SID Z 軸（水平方向）の加速度

（生波形）

（補正した波形）

### 4.8 取水口水位

#### 4.8.1 課題と検討目的

##### (1) 課題、問題事象の整理

取水口地点では、これまで [REDACTED] なされていなかった。一方、 [REDACTED] に、ヘッドポンドにおける水位情報に基づく出力制御により負荷調整を行っていることが管理実態の把握の結果明らかとなっている。（「4.5.1 発電所運用実態（ヘッドポンド水位）の調査」参照。）さらに、管理実態のヒアリング等に基づく取水堰堤の天端からの放流や取水口から沈砂池間に設置さ

れている余水吐きからの放流はこれまで確認されていない。また、後述する本事業で設置した取水口水位の観測 [REDACTED] から取水堰堤越流頂からの放流は確認されていない。また、沈砂池水位に基づく沈砂池通過流量の算定結果からも取水口から沈砂池間に設置されている余水吐きからの越水が確認できる流量規模では無いと考えられる。

以上述べた管理実態、本事業における観測結果に基づく、取水口における取水量の調整は、堰堤右岸側に設置されている土砂吐き用の水門による河川水の放流により実施されていることは明らかであり、管理実態も土砂吐き用水門の開度により取水水位に応じた放流と発電使用水量の取水がなされていると考えられる。即ち、河川流量と放流量、取水量の関係は下図、図 4-28 に整理される。

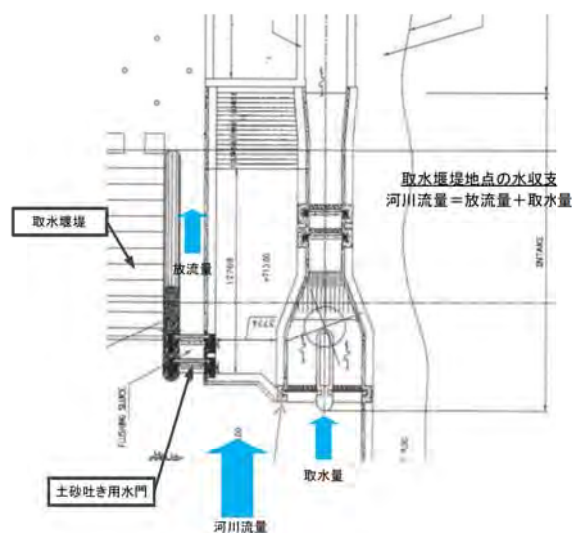


図 4-28 河川流量と放流量、取水量の分流概念図

以上、述べてきた管理実態から想定される課題は以下のとおりである。

- ① 日々、変化する河川流量の変化に追従した適正な取水がなされているのか。そもそも河川流量の把握がなされずに発電運用されきたことに問題は無いのか。
- ② 本来、発電に使用すべき河川流量が使用されず土砂吐きを通じて下流に放流されていることは無いのか。

## (2) 検討目的と目標

本検討は、[REDACTED] 地点の取水堰堤において堰堤上流側水位を計測することで、河川流量、取水量、余水吐き越流量、発電使用水量を水理的に把握する基礎式を構築して今後の維持管理における河川流量取得の可能性について試算する。次に、河川流量を把握して運転管理をすることで供給電力量の増加が見込める可能性の検討を主たる目

的に実施する。

増電目標は、施設の維持管理とは無関係に発電に係る無効放流量（発電に使用しないで取水堰堤や余水吐きから堰堤下流に放流された流水の量）の検討結果に基づき増電可能量を算出した後決定する。

カライ 13 発電所の平面形状と縦断形状、並びに本検討で使用する施設名称を図 4-29、図 4-30 に整理する。

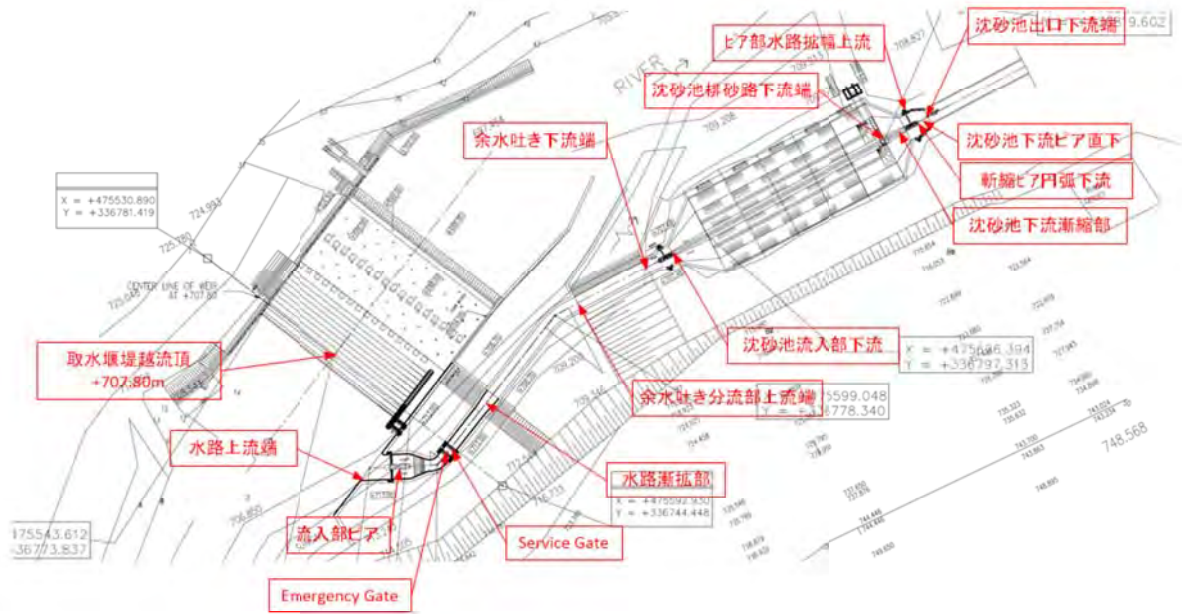


図 4-29 流入口平面形状

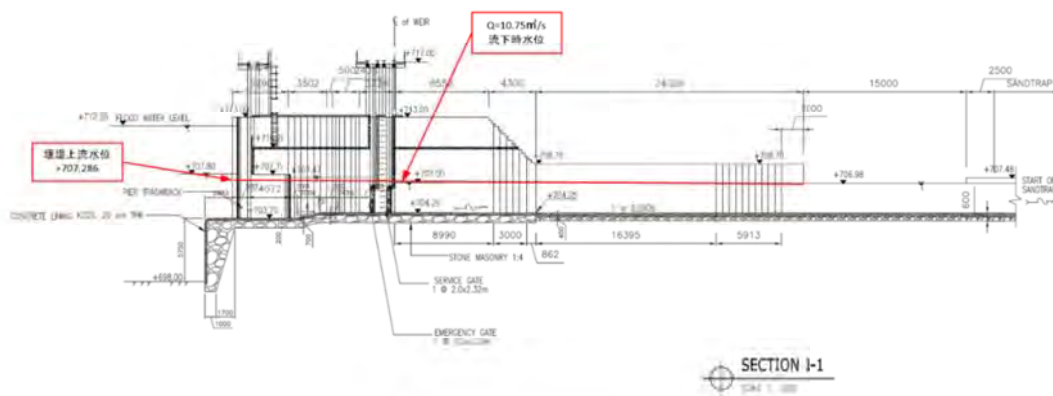


図 4-30 流入口縦断形状



## 4.8.2 基本方針

### (1) 手法

当施設は、流入部から沈砂池下流端まで流れの区分は「常流」(Fr<1.0)状態であり、沈砂池下流端の水位を出発水位に設定して取水量別の「不等流計算」に基づき水面形の計算を下流から上流に向けて逐次算定し、上流端である取水水位を算出する手法とする。また、流入部から余水吐き間に存する二つの水門(上流側：、下流側：)も余水吐き越流開始流量 [ ] においては「開水路流」であることから流入部から沈砂池下流端まで一連の不等流計算で実施することが可能と考えられる。

不等流計算の基本式は、図 4-31 に示す各諸量に基づきエネルギーの保存則とマンニング式より  $\Delta X(m)$ 離れた 2 断面間において次式が成り立つ。

$$Z_2 + h_2 + \frac{\alpha_2 U_2^2}{2g} - \frac{n_2^2 U_2^2}{R_2^{4/3}} \frac{\Delta x}{2} = Z_1 + h_1 + \frac{\alpha_1 U_1^2}{2g} - \frac{n_1^2 U_1^2}{R_1^{4/3}} \frac{\Delta x}{2} \dots (1)$$

これは 2 断面間のエネルギー損失が、 $x$  間の河床粗度係数に支配される摩擦損失として扱われるもので、一般には計算区間の下流端に水位を、上流より流量を与えて下流断面から逐次上流に向かって計算する。いったん上流断面の水位を仮定して、式(1)を用いて取れん計算を行い、上流断面の水位を求めるのである。

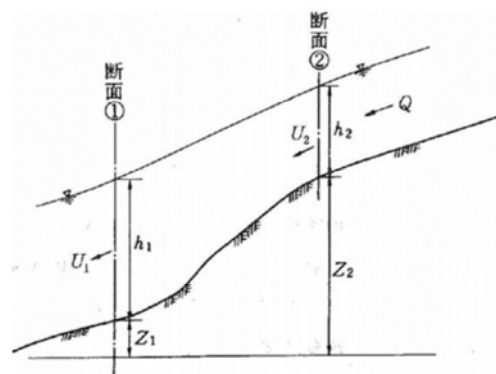


図 4-31 流れの模式と断面の諸量

## (2) 水理諸元

流入部から沈砂池下流端までの不等流計算に必要な水理諸元は以下のとおりである。

- a) 計算断面間隔：縦断方向の計算断面間隔は、                    とするが断面形状の変化点（急縮、急拡）は全て計算断面に含める。
- b) 計算横断面：計算に用いた横断形状は添付資料-1 に整理する。
- c) 粗度係数：水路は全て                    であり、                    とする。
- d) 計算流量：前述したように、余水吐き越流開始流量が                    であることと                    であることを勘案し計算流量の                    とし                    で算定する。

## 4.8.3 計算結果

### (1) 水面形計算結果

流量規模別の水面形計算結果の詳細データは、添付資料-1 に示すが水位を図化した結果は、図 4-32 に示す。

また、図 4-33 には、                    詳細な結果を示した。図中には水路、沈砂池内の流速計算結果も併記した。

圖 4-32 水面形計算結果

圖 4-33 10 m<sup>3</sup>/s 流下時計算水位

## (2) H-Q 式と誤差分析

前記図 4-30 の水面形計算結果（水位縦断面図）に基づき流入部（前図 H-Q 式地点）における流量と水位の関係をプロットして、2 次曲線の回帰式を設定した。結果は、図 4-34 に示す。

図 4-34 2 次曲線回帰式と計算データ

### 4.8.4 実運用データとの検証

施設別の水位観測結果に基づき今回、検討した取水地点の H-Q 式や流量規模別の水面形算定結果を用いて取水量と流入水路や沈砂池内流量等を設定し発電出力とのキャリブレーションを行い算定式の精度検証を行う。

前述したように沈砂池前に設けられている余水吐きの越流開始流量は水面形算定結果に基づく [ ] と推定される。しかし、発電計画における最大使用水量は [ ] ため、余水はヘッドポンドの余水吐きから放流されているものと推定される。また、取水堰越流部の [ ] されているため、河川流量が [ ] 場合、H-Q 式に基づくと [ ] 沈砂池へ流入することとなる。

#### (1) 実測データの概要

##### a. 観測位置

取水口、沈砂池、ヘッドポンド、放水口における観測位置は、観測精度の確保、計測に係る維持管理の容易性等の観点から選定した。各施設の観測位置を、次ページの図 4-35～図 4-38 に示す。



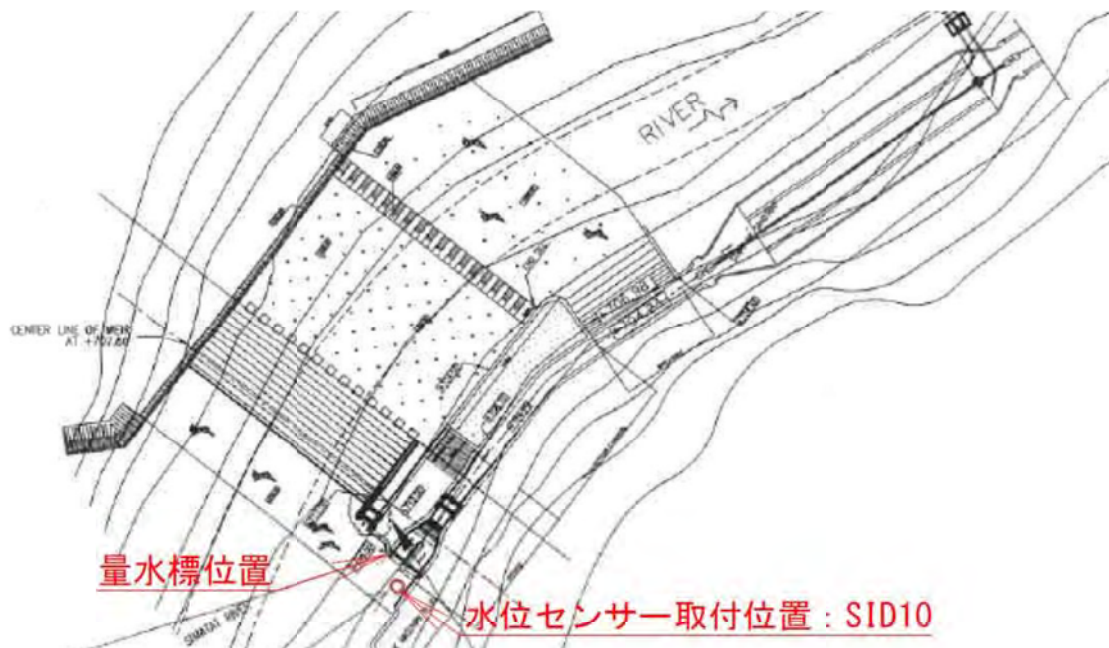


図 4-35 取水口水位センサー取付位置 (センサーNo. : SID10)

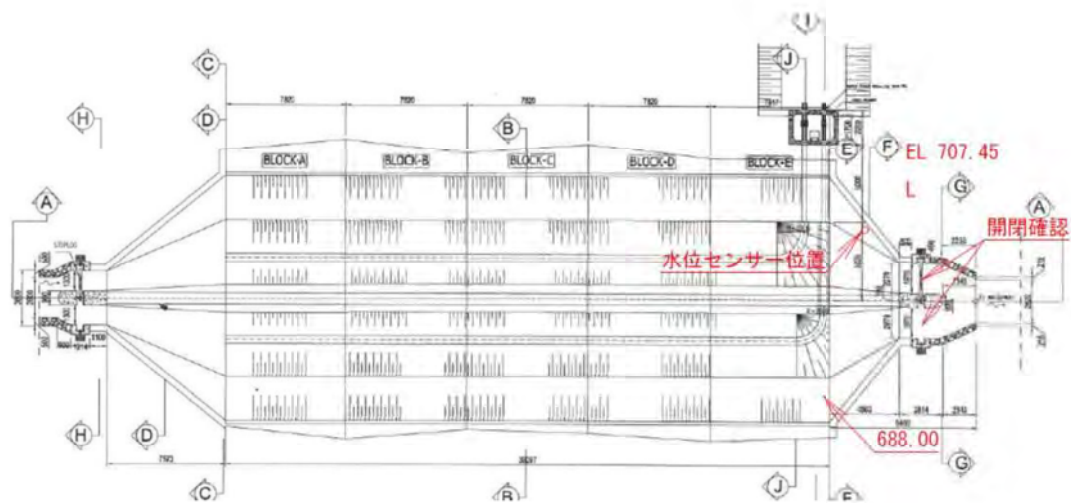


図 4-36 沈砂池水位センサー取付位置 (センサーNo. : SID11)

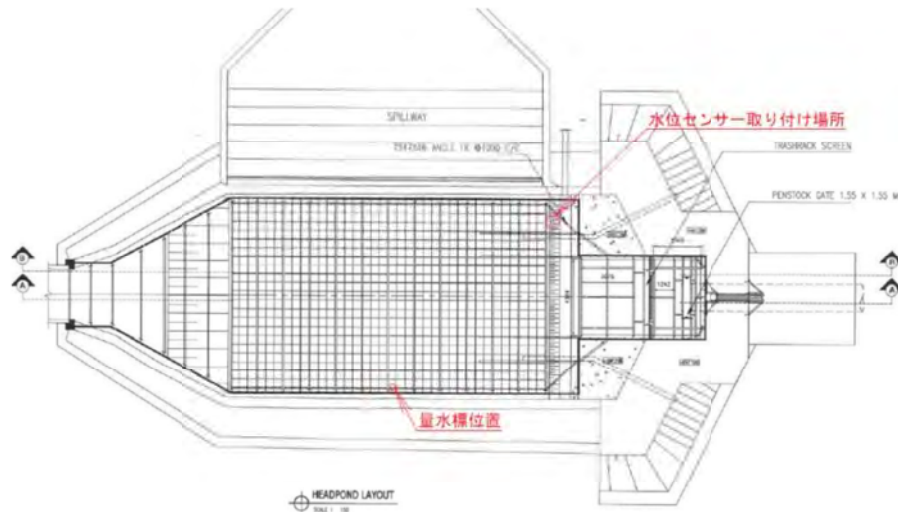


図 4-37 ヘッドpond水位センサー取付位置 (センサーNo. : SID12)

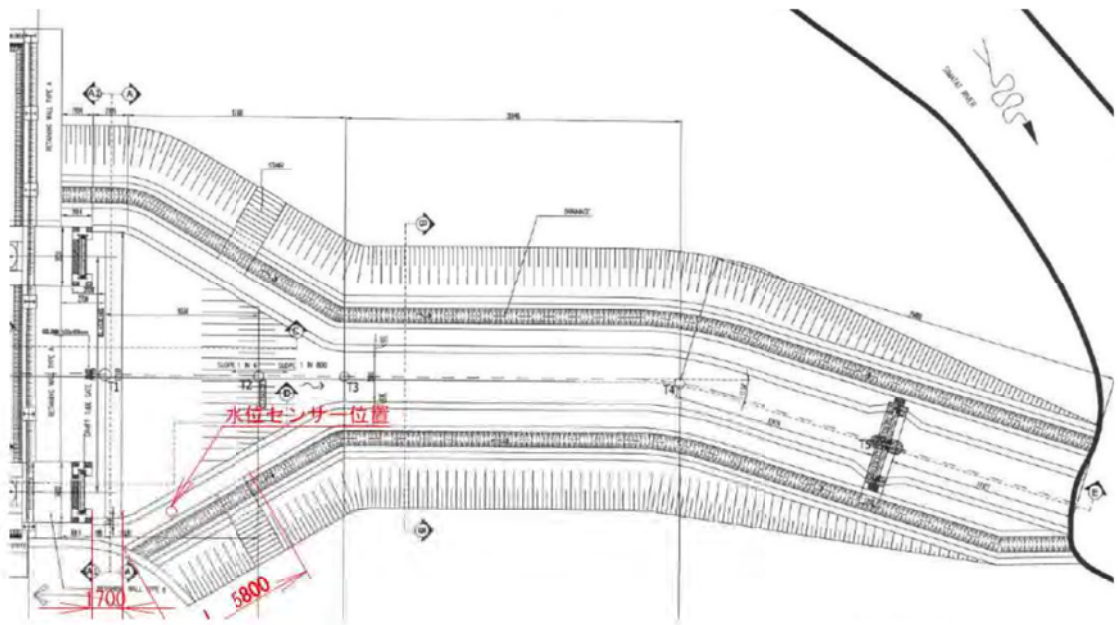


図 4-38 放水口水位センサー取付位置 (センサーNo. : SID13)

b. 実測データ内容

実測データは、水位計の読み値を毎分毎に収集しているが、今回は、低水流量（洪水時とは異なる）に係る検証のため、毎分データ 60 個を比較的 [REDACTED] 毎正時値としてまとめた。次表、表-4.19 には、[REDACTED] 1 時間データに平均化した実測値を例示した。

表 4-19 実測データ

なお、取水口地点における水位計の「読値」と標高値の換算式は下式の通りである。

$$\text{取水位} = \text{水位計読値} + \text{■} \quad (\text{EL.m})$$

ただし、欠測数が 60 回ある場合は、毎正時値を欠測とした。

## (2) 検証

### a. 取水口地点流入量

前述した流入口における水位と流量の関係式（H-Q 式）に基づき、実測値（水位センサーSID10）を水位に換算して、流量を算出した。実測値を水位に換算した結果は次ページ表 4-20 に示す。

上記、流量と、出力の関係を調べる目的で下図、図 4-39 に示すような散布図を作成した。

図 4-39 散布図

図に見られる通り、取水流量と出力の関係は、相関関係が極めて低いことが分かる。その主たる原因となる事柄は現段階において以下のとおりと推定される。

すなわち、

- 一般的に出力は、使用水量、有効落差、ならびに機器の効率から定まるため、取水量との相関は悪くなる。
- H-Q 式は、流入口のゲートが常時 100%開度であることを想定して推定したものであり、最大使用水量 [REDACTED] との相関は悪くなって当然と思料される。さらに、土砂吐き水門からの放流量も把握されていないことから取水口実測流量と発電使用水量の関係は一義的に定まらないことは自明である。
- なお、前述したように沈砂池上流側の余水吐きは、水面追跡計算結果においては、 [REDACTED] 越水しない構造であり、完成図の精度が課題といわれていることも否めない。

等、である。

表 4-20 取水口地点実測値（読値）の水位・流量換算結果

## 4.9 沈砂池地点

### 4.9.1 検討目的

沈砂池では既に述べたように、左岸側水路（水車発電機 UNIT2）にのみ水位センサーを取り付けている。水位センサーに基づく沈砂池通過流量を推定して前述した堰地点の取水量と河川流量との関係を再考する。

さらに、沈砂池において堆砂した場合の H-Q 式も今後、算定して堆砂の程度を水位と流量の関係から把握できるシステム構築の一助とする。

### 4.9.2 通過流量

取水口と同様に観測地点（SID11 水位センサー）の H-Q 式を作成し H-Q 関係図に整理した。次ページ図 4-40 に示すとおりである。



図 4-40 沈砂池水位と流量の関係

上記、H-Q 式を用いて、水位を流量に換算し出力との関係を検証する。

なお、沈砂池は下図、図 4-41 に示すとおり中央に隔壁が具備されているため、出力は左右岸の合計値ではなく「UNIT 2」の出力単独とする。

取水口と同様、H-Q 式を用いた算出流量 [redacted] 対象に例示して表-4.21 に示す。

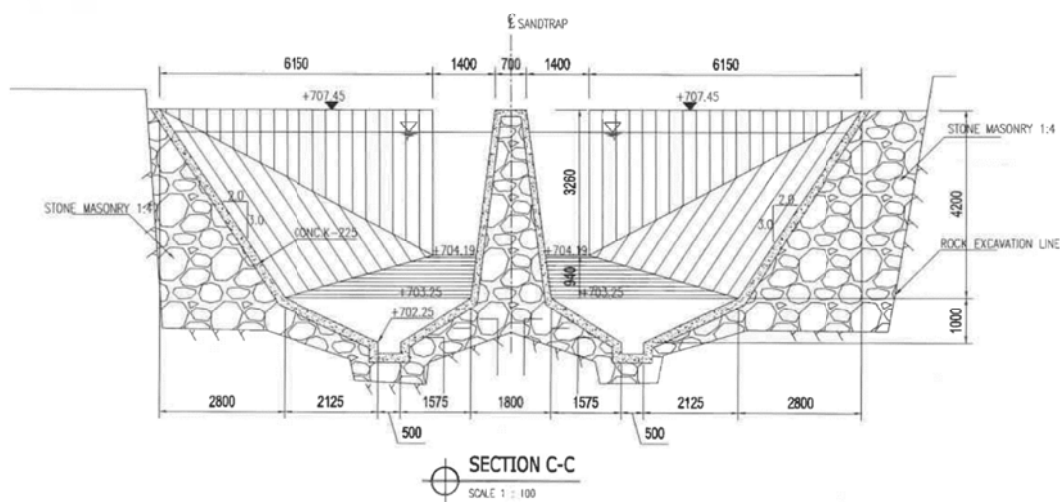


図 4-41 沈砂池横断形状図 (中央隔壁の状況)

表 4-21 沈砂池観測値の水位換算結果と出力

また、沈砂池左岸側通過流量と出力の関係散布図は、図 4.42 に示すとおりである。

図 4-42 沈砂池（左岸側）通過流量と出力の関係

沈砂池の終端における水位測定結果は、XXXXXXXXXXを対象としたため、下流にあるヘッドタンクに近いことに起因するの分散状況は取水口よりも小さいことが分かる。

#### 4.9.3 堰堤無効放流量の分析（沈砂池通過量に基づく無効放流量の推定）

##### (1) 仮説と目的

これまで、述べてきたように堰堤観測流量、沈砂池通過量と出力の相関関係は低く、原因は、堰堤からの無効放流量に起因するとの仮説の検証に基づき、堰堤地点流量観測精度、沈砂池における今後の観測の有意性等を考察することを目的に実施する。

##### (2) 分析結果

前述した取水口地点の水位から求まる取水量（H-Q 式換算）と沈砂池通過流量に基づき堰堤無効放流量を推定した。無効放流量の推定は、下表、表 4-22 に例示するとおり、堰堤地点流量（①）から、沈砂池兩岸通過流量を差し引いた値として算出している。即ち、沈砂池左岸側水位から H-Q 式で換算した左岸側通過流量（②）を単純に 2 倍して算出した結果である。（③）

表 4-22 河川流量、沈砂池（左右岸）通過流量、堰堤放流量と出力の関係

下図、図 4-43 は、沈砂池通過量と無効放流量、合計出力の関係をプロットした結果である。同図から以下のことが考察される。

- ① 沈砂池通過量が [ ] 無効放流量が発生している。
- ② このときに、合計出力が発生する場合と発生しない場合（X 軸上）があるが実データに基づく出力値の欠測であり前後の正時には出力が記録されている。

また、単一ユニット運転時における無効放流量の実態も前後の正時においては両ユニットの運転であることが確認できる。

以上のことから、 [ ] に基づくと発電に使用しない無効放流量は生じていないことが確認できると思われる。

また、本事業における河川流量の観測結果は、沈砂池通過量、無効放流量の観点から発電管理に必要な観測精度は有していると考えられる。

図 4-43 沈砂池通過流量、無効放流量、合計出力の関係

#### 4.9.4 4 観測水位測定値の分析

出力 P(kW)の算定基本式は下記に示すように、最大使用水量 Q (m<sup>3</sup>/s)、有効落差 H<sub>e</sub>(m)の二変数による一次関数式である。

$$P = 9.8 \times Q \times H_e \times \eta \cdots \cdots \text{出力算定式}$$

ここに、

P : 出力 (kW)

9.8 : 重力の加速度 (m/s<sup>2</sup>)

Q : 使用水量 (m<sup>3</sup>/s)

H<sub>e</sub> : 有効落差(m)

η : 総合効率

すでに、述べたように、使用水量と出力の関係の相関が低いのは、有効落差の項目が含まれていないとの前提にたち、本項では二つの説明変数（使用水量、有効落差）から目的変数を推定する重回帰分析を実施する。

重回帰分析結果に基づいて、完工図面の精度、維持管理上の特性等、今後の流水管理に役立たせる水位観測の妥当性を検証する。

##### (1) 重回帰分析

例えば、交通需要予測に用いられている重回帰法は、「ゾーン*i*の発生交通量 T<sub>i</sub>の推定モデルとしては重回帰法が用いられることが多いようである。説明変数 x<sub>ij</sub>としては、常住人口人口、従業地就業人口、産業別就業人口、学生児童数、用途別土地利用面積、用途別床面積、自動車保有台数、商品販売額、工業出荷額などがあるが、各交通目的に合う説明変数が選ばれることになる。

この場合の基本式は下記に示すとおりである。

$$T_i = f(x_{i1}, x_{i2}, \cdots, x_{ij}, \cdots, x_{in})$$

いま関数形として一次式を用いると、

$$T_i = a_0 + a_1x_{i1} + a_2x_{i2} + \cdots + a_jx_{ij} \cdots + a_nx_{in}$$

であり、a<sub>0</sub>, a<sub>1</sub>, a<sub>2</sub>, …, a<sub>j</sub>, …, a<sub>n</sub>はパラメータである。これらのパラメータの値は最小二乗法によって決定することができる。

発電所出力に関連する説明変数は、流量と有効落差であり、今回計測した流入口、沈砂池、ヘッドpond水位、放水口水位と説明変数との関連は下表に整理される。



表 4-23 出力算出のための説明変数

出力算出	関連計測項目	換算式の次数
使用水量 (Q)	取水口水位	二次関数
	沈砂池水位	同上
有効落差 (H <sub>e</sub> )	ヘッドポンド水位	一次関数
	放水口水位	同上

上表に整理するとおり、取水口の水位と沈砂池水位に基づき流量を算定する式は二次関数であるからそれぞれの観測水位を二乗したものを使用する。なお、センサー読値から水位への換算式は一次関数であることから分析に際しては読値を直接使用しても問題無いと考えられる。ヘッドポンド水位、放水口水位と総落差の関係は一次関数なので読値をそのまま使用する。有効落差を算出するための損失落差は使用水量 Q の関数となるが今回の分析では損失落差成分を無視できるものと考えた。

(2) 重回帰分析結果

目的変数を発電出力、説明変数を各観測値として重回帰分析を実施した。

表 4-24 重回帰分析結果

重回帰分析結果から設定される重回帰式は下式で表される。

$$P = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n X_i^2}$$

上式を用いて各説明変数に基づき発電出力を推定した結果は、次ページ、表 4-25 に示す。  
また、図 4-44 には、これらの散布図を示す。

表 4-25 重回帰式を用いた発電出力の推定

図 4-44 重回帰分析結果

### (3) 分析結果の考察

今回の重回帰分析の結果に基づくと以下のことが考察される。

即ち、

- ① 出力と使用水量の関係に基づく精度に比して、有効落差を考慮した場合の方が精度は数段上回ったと考えられる。
- ② しかし [ ] の回帰式推定値と実測値との乖離は大きく、その主たる要因は取水口、もしくは沈砂池における流量誤差と思われる。
- ③ 流量誤差の要因には、完工図面の精度、人為操作等が挙げられ、今後、使用水量の精度向上を図るためには、設備の測量に基づく標高の確認、取水口における操作状況等の情報が必要と思われる。

等である。

#### 4.9.5 評価・分析

本事業においては堰堤地点取水口、沈砂池水位に基づく河川流量、沈砂池通過流量の換算式（H-Q 式）を作成し、堰堤地点の無効放流量の算出等、一連の収支計算を実施して出力との関係を分析した。 [ ] は、無効放流量は確認できず、無効放流量の低減に伴う具体の増電量は算出不可能であった。

しかし、これらの観測と記録を継続してデータを蓄積することにより以下に示す観点で出力の増加が見込めると考えられる。

- ① 継続した堰堤地点における河川流量の観測とデータの蓄積により年間における河川流量の多少に係る傾向が明らかとなり河川流量の予測によるメンテナンス

計画等、年間の経営計画をより増電側で立案することが可能となる。

- ② また、日々の発電時においては、堰堤地点の無効放流量を把握することで無効放流量を発電使用水量に振り替えることで増電に向けた運転が可能となる。

#### 4.9.6 考察と改善提案

流れ込み式発電設備でも、本邦においては法的に取水地点の河川流量や取水量を河川管理者に報告することが義務付けられている。一方、インドネシア国では、本事業において実証事業の対象とした[ ]代表されるとおり河川流量の観測、記録はなされていないのが実態である。

上記したように、今後、河川流量を観測することで河川流況に見合った発電や年間発電計画の樹立が可能となることは明らかであり、発電事業者においては本事業を契機に今後、観測や記録を継続されることを期待する。

ただし、沈砂池における水位観測に基づく通過流量の算定は、単一ユニットによる運用等を考慮すると、今後、右岸側に水位計を増設して沈砂池通過流量の精度向上を図る必要がある。

さらに、完成図面の精度向上、土砂吐きゲートの実操作（ゲート開度）も情報として取り込むシステムを構築すれば河川流量に見合った発電出力を継続して維持できると、適正なメンテナンスや沈砂池の堆砂排除等も観測結果に基づき適正に行えるものと思われる。



## 第5章 テーマ B：設計及び建設データ管理の高度化

### 5.1 事業概要

#### 5.1.1 事業の目的

本事業ではドローン測量成果、CIM ソフトウェアを統合した実証システム（共通プラットフォーム）を開発し、F/S から O&M まで各フェーズでのデータ整備・管理・モニタリング手法及び予測される効果を実証することを目的とする。

#### 5.1.2 実施概要と内容

本事業における実施概要と実証内容は、以下のとおりである。

すなわち、

- ① 地形図精度向上を目的とした点群/写真データをドローンにて撮影し、CIM ソフトウェアを活用して三次元モデルを生成する。生成した地形図三次元モデル情報に、機器・施設の設計図を入れ込み図面化させる。これら一連の情報を、開発した実証システム（共通プラットフォーム）に一元的に管理する。
- ② 建設中、O&M フェーズにおいてデータ整備・管理・モニタリング手法及び予測される効果を実証する。
- ③ 対象は、[REDACTED]とする。  
等である。

#### 5.1.3 事業実施範囲

事業実施範囲は、以下のとおりである。また、図-5.1 には、実証範囲と将来計画を示した。

即ち、

- ① 実証実施地は、[REDACTED]  
[REDACTED]対象とする。
- ② 本発電所はまだ着工前であり、開発及び建設中の発電所において、地形図精度向上を目的とした点群データまたは連続写真データからリアリティモデルを作成する。
- ③ 設計図・仕様書・着工図の 3D モデリング情報から、機器・施設の仕様書データ、図面データ、工事台帳、設備台帳等のデータ一式を生成する。
- ④ 建設中もクラウド上でリアルタイムのデータ管理を行う実証システムを開発する（ただし、開発した実証システムの検証は F/S 段階から D/D 段階までとする）。
- ⑤ 完工後の O&M においても [REDACTED]することで、一貫通貫で

各種データの共通プラットフォーム化を目指す。

- ⑥ これにより、従来はフェーズ間のデータ非整合が原因で発生する情報漏れや再設計等を解消する。
- ⑦ 工事中に確認されたリスク要因を特定し、事前の対策や傾向を稼働状況に合わせて予測できる仕組みを構築する。

等である。



## 5.2 問題事象の整理

### 5.2.1 小水力発電事業のリスク

小水力発電事業に係る主要リスクをこれまで(株)長大がインドネシア国で実施した FS レビュー、詳細設計 (EPC 段階) 等での経験に基づきリスクとその要因を以下に示す。

### 5.2.2 主要リスク

主要リスクを列挙するとともに事業別段階別のリスクを整理する。

#### (1) 事業段階別要素別リスク

発電事業における出力 (kW)、年間発電電力量 (kWh) の算出は事業性評価を行うためには必要不可欠である。これらを算出するためには、低水流量資料、施設配置計画に基づく落差等の計画諸元を設定する必要がある。また、施設配置計画は、事業者により FS 段階において作成された地形図に基づき検討されている。後述するように地形図の精度は事業者により異なり、FS 段階の地形図で検討した概略設計に基づき国への許認可行為や用地交渉等が行われているため、地形図の精度が低い場合には建設着手段階等で地形図と実際の地形条件が異なることによる計画、設計変更等のリスクを内包していることが想定される。

以下には、事例に即したリスク内容の概要を示す。

#### ① 河川流量 (低水流量)

一般的に水力発電は、普段の河川流量等を用いて発電を実施する。普段の河川流量とは、年間を通して発電対象河川の取水地点を通過する流量であり、洪水時のピーク流量等は除外して考えるものである。これまで発電事業者は事業実施可否の判断時に河川流量の多少については既存データが乏しいこともあり、当該地点の通年観測等を実施した後に事業可能性や出力規模を判断するケースは稀である。

この背景には、本邦のように水利権の許認可に際して流量資料の精度を厳しく審査されることが無いためと推察される。国土交通省内の審査では、認可者の審査責任も考慮して濁水頻度が計画を上回らないように河川流量に関しては実測を重視して慎重になされている。

このような観点から、想定した河川流量の精度が悪いため予定の電力量を確保できない発電所も散見される。

#### ② 河川維持流量

近年のインドネシア国内発電事業においては、自然環境保全に係るニーズの高まりを反映して、後述する流込み式発電事業においても発電取水による減水区間の河川環境保全を考慮して政府も事業認可に際して河川維持流量を制限流量とすることを義務付けているようである。

ただ、維持流量の



確保に関して、水利権取得時の法的規制、報告義務、罰則等の詳細な取り決めがされている。(本邦では河川法に基づき「水利使用規則」を事業者が定め遵守することが義務付けられている。) 今後は、実管理において維持流量と発電取水量を区分し、かつ確保していくのが課題と思われる。

### ③ 発電方式

発電方式は、全ての発電所において流込み式を採用している。このため、以下のリスクを内包していると思われる。

- ・ 貯留施設を有さない発電方式のため、日々の河川流量の多少が発電電力量の多寡に影響する。
- ・ また、落差を大きくとることを目的に導水路の延長は概して長く地形図の精度により導水路の工事費が大きく変化することも想定される。一般的には導水路の法線計画が確定した段階で路線測量と横断地形測量が実施されているようであるが F/S 段階での想定との乖離が大きく再度、法線計画を見直す場合もあるようである。

### ④ 水車形式

一般的に、水車形式は河川流量（流況曲線）、より設定される最大使用水量と後述する有効落差に基づき最適な形式が選定される。この場合は、次ページ、図-5.2 に示す水車選定図にみられるように一つの水車形式は最大使用水量や落差に幅をもたせて選定できるため最大使用水量の精度や落差を決定づける地形図の精度との関連性は少ない

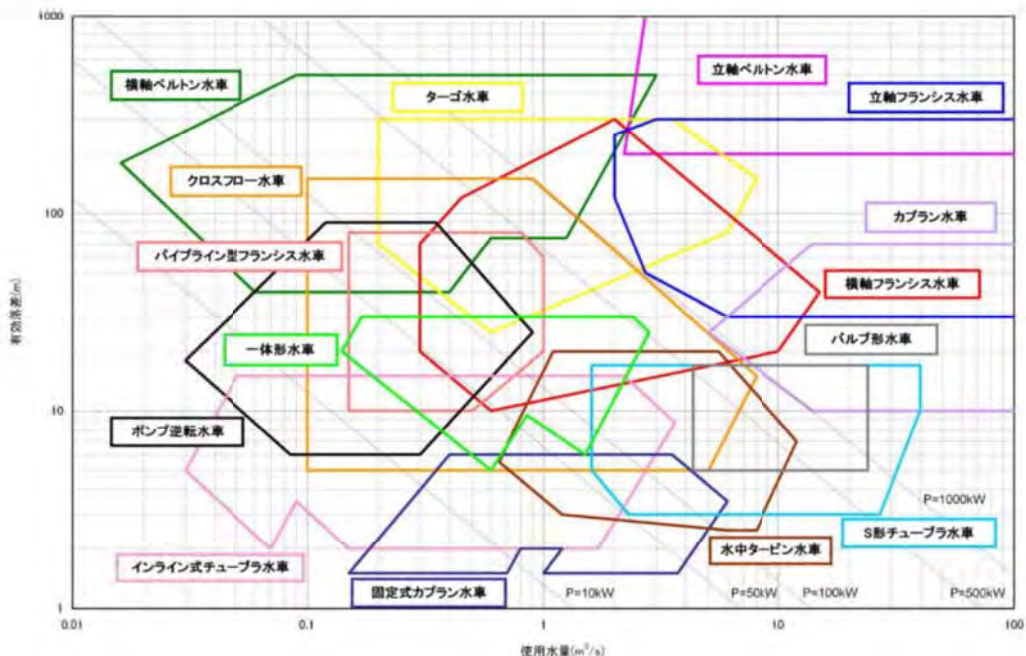


図 4.1 水車形式選定図

図 5-2 水車選定図 (エネ庁作成資料)

### ⑤ 有効落差

発電出力を決定づける有効落差は、最大使用水量と同様に重要な要素である。

$$\text{最大出力 (kW)} = 9.8 \times \text{最大使用水量 (m}^3/\text{s)} \times \text{有効落差(m)} \times \text{水車} \cdot \text{発電機効率}$$

また、有効落差は、最適な発電設備の配置計画に基づき総落差から損失水頭を差し引いて算定される。

発電設備の最適配置計画は、一般的に F/S を目的に測量された地形図に基づき検討される。

したがって、地形図の精度が悪いことで実際の地形条件と異なった配置設計を行った場合には、事業が進んだ段階で配置設計の見直しを行う場合もあり、最大出力の下方修正を行うリスクにつながるものと考えられる。

### ⑥ 高水流量

これまで、レビューした経験に基づくと、ほとんどの発電所では高水流量の推定は日雨量に基づき「中安単位図法」等の合理式ベースで行っている例が多い。

これは、近傍降雨観測所での時間雨量資料等のデータが得られ難いことや低水流量と同様、洪水流量の観測も経年的に実施していないことに起因していると思われる。特に取水地点や発電所地点が洪水時に冠水しないための高水流量の設定方法や検証は今後の課題と思われる。今後は、各発電事業における計画値等を [ ] で集積を図り他地点の計画段階における参照値として使用することや、本邦のダム計画における「ダム設計洪水流量」（既往観測最大値、1/200 確率高水流量、地域別比流量図のうち最大値を採用）との対比等による安全性の確保を図る必要がある。

## (2) F/S 段階における事業リスク

F/S 段階では、用地取得や国に対する申請の基礎となる配置計画や最大使用水量、最大出力が決定される。

この段階における事業リスクの要因を以下に列挙する。

### ① 代替案検討の欠如

最大のリスクは、ほとんどの発電事業において配置計画、最大使用水量の決定が経済性に基づき最適案の選定がなされていないことである。即ち、代替案の検討を経ず、本命案のみの検討になっていることである。

### ② 事業計画の精度に関する検証実施の欠如

事業者の意向に則って作業をするため、コンサルタントは玉虫色の事業計画を作成しがちになることは否めない。

しかし、事業の進捗に伴い、例えば地形条件が異なることや流況の精度が悪いことに



対する、事業性の欠如が明らかになることも想定される。

このため、発電諸元の決定に際しては、種々の検証や傍証を検討して精度の裏付けを行うことが望ましいと考えられる。

### ③ 地域との関わりに関する情報の検証

用地取得、環境上、地域との関りは避けられない。このことを無視して事業を進めた場合には、法外な用地取得費用が掛る等のリスクが生じる。このような観点で地域との関りに係る情報の集積が肝要と考えられる。

## (3) C/M 段階における事業リスク

C/M 段階における事業リスクは、実施工時において特に、掘削段階で顕在化する地形・地質条件の設計段階からの乖離である。これらの乖離を是正するために当初設計からの設計変更が行われる。地形条件の乖離要因は、設計段階における地形図の精度向上で解消する課題である。しかし、地質条件については小水力発電事業において一般的に精度の高い地表地質踏査やボーリング調査等が詳細に行われることは少ないと考えられる。これは、地形・地質条件が事業の可否を判断する段階では不可欠の要素としているが、設計段階では発電施設が広範囲に及ぶため地質条件の差異は施工段階で対処することで調査に係る費用の節減をはかっているとも考えられる。

この意味で本項では、施工段階で生じた設計変更等の対処が工事の進捗や O/M 段階におけるリスクとどのように関わる要因となるのかを以下に列挙する。

即ち、

- ① 掘削時に顕在化した地質条件によっては、将来、掘削斜面の安定性、基礎地盤の変異等が予測されることの記録が乏しく気象条件や地下水条件の変化等でこれらの安定性が損なわれることが生起しているようである。(外的安定性に係る土木構造物の設計変更) これらの箇所は、記録にとどめモニタリング等の措置は行わずとも将来的に注意喚起を O/M 段階まで継続的に行なわれていない。
- ② さらに、設計変更は地質条件の差異によるものとは別に施工中の発電計画の最適配置計画の見直し等も施工段階で生じていることが散見される。(発電施設の設備変更) 地質条件の変化に伴う設計変更と同様、これまでの工事の実態では変更履歴等の記録が無い場合、維持管理、更新時の基本となる設計図の特定が不可能となっている。

等である。

## (4) O/M 段階における事業リスク

O/M 段階における事業リスクは、流水管理や完工図の不備等に集約されることは、本事業における「テーマ A」で明らかにされているが、さらに考慮すべきリスクは経年各種データの蓄積が無いことと考えられる。

以下には、各種データの蓄積が無いことに基づくリスク要因を列挙する。

即ち、

- ① 尼国企業の電力事業における管理は「人的管理」といっても過言でなく、過去の経験（流水管理、設計データ改変等）が全て「暗黙知」化していることである。
- ② 個々人の暗黙知に基づく「経験、勘、慣行」に依拠していることは否めない。
- ③ 上記した経験等は管理指標に基づく取得データ（水位、河川流量、出力）の顕在化がなされていないことも主たる要因であり、これらの解消方法はテーマ A で実証済みである。
- ④ さらに、発電事業者は他事業者が実施する発電計画・設計に触れる機会が全くないといっても過言でなく、工学的な知見に興味が無いことも相まってか比較案、代替案を有さない設計コンサルタントの独壇場と化している。

等である。

#### (5) 実事業におけるリスク内容調査結果

実事業における事業段階別のリスク要因と円滑な事業推進に齟齬をきたした内容の調査結果は、次ページ表、表 5-1 に示す。

表 5-1 実事業における事業段階別のリスク内容

発電所名	現・事業段階	リスクが顕在した事業段階	リスク要因	事業齟齬の内容
A	D/D ↓ 工事着手 ↓ 着工	FS	低水流量	[Redacted]
		FS	高水流量	
		FS	地形図精度	
		B/D	再度の計画・概略設計	
B	D/D	FS	低水流量	[Redacted]
		FS	かんがい用水取排水系統	
		FS	地形図精度	
		FS	計画・概略設計	
C	FS ↓ D/D	FS	低水流量	[Redacted]
		FS	地形図精度	
D	FS ↓ D/D	EPC 実施 中	地形図精度	[Redacted]

(6) パレートの分析

以上のリスク要因と実事業におけるリスク対応状況から、パレートの分析を行う。

「パレート分析」とは、「パレートの法則」（経験則）に基づく分析である。リスク分析として言い換えると発電所の計画、基本設計に係る上位2割のリスク要素が、全体の8割のリスク（減電、減収、設計不備）を生み出していると考えられる。

このような観点で表-5.2 に示したリスク要因の中で出現頻度が突出している「**地形図精度**」をパレート分析の2割のリスク要因に位置付けることが可能と思われる。

したがって、本事業において優先的に取り扱うリスク要素の解消は地形図精度の向上と考えられる。

なお、F/S 段階における地形図は、概して D/D 段階まで使用されるのが通例のようであり、この視座からも地形図の精度向上を第一に本事業で目指すことは妥当と考えられる。



前述した C/M、O/M 段階におけるリスク要因を考慮すると、施工段階における設計変更も含めた完工図の整備、地質条件上、継続的に注視すべき箇所の情報、水文資料等の蓄積、維持管理実績の履歴等を格納するデータベース（共通プラットフォーム）の必要性と継続的な活用が強く望まれるところである。

### 5.3 目標（値）の設定

以上、述べてきた小水力発電事業のリスクのうち、地形図の精度向上と共通プラットフォームの構築による便益を算出して、本事業による実証目標値とする。

#### 5.3.1 地形図作成と設計・計画手戻りに係る費用削減

事業対象である [REDACTED] では、これまで計 3 回の地上測量が行われている。後述するように、縮尺 1/500 程度の精度を有するドローン測量は、樹木等の高さを除去できる赤外線レーザを使用することで、広範囲な測量が可能となるメリットがあります。

このような観点で実証事業におけるドローン測量と地上測量、計画設計費用を対比した結果、下表、表-5.3 に示すとおり [REDACTED] があることが確認できる。

[REDACTED]

#### 5.3.2 最適配置計画による事業費用の削減

ドローン測量成果に基づき、導水路の最適基本設計を実施した。

結果、導水路の延長を F/S 段階の [REDACTED] 導水路築造に係る工事費用の削減が可能となった。

事業費用の削減額は、水路造成に係る [REDACTED] [REDACTED] 考えられる。

#### 5.3.3 適正な流水管理による増収

定量的な評価は困難であるが、4 章で述べたとおり河川流量や発電使用水量を沈

砂池内に水位計を設置して観測し、かつ、長期間の記録を保存することで、年間発電計画の策定や濁水期間を目標に実施するメンテナンス計画の樹立等を試行することで、年間発電量の増加が見込めるものと考えられる。

#### 5.3.4 適正なメンテナンス履歴の記録による経費削減

メンテナンス履歴を記録化することで、長期にわたる発電事業のメンテナンス時期や施設更新計画が適切に策定することが可能となる。

このため、メンテナンスや更新時の設計図面を完工図と併せて管理者がいつでも閲覧できるデータベースの構築が人件費、設計費用等の経費削減に直結すると思われる。

ただし、現段階においては定量的な評価は試みないこととする。

#### 5.4 対策方針（システム仕様）の検討

これまで検討してきた問題事象の整理結果と設定した目標値を考慮した対策方針を以下に検討する。

F/S 段階から D/D 段階においては、ドローン測量成果と連動して設計が可能な設計システムを構築すれば、最適で安価な発電施設の計画、ならびに設計が可能となる。

次に、C/M 段階以降では、D/D 段階までの設計、施工時の設計変更や施工承認図に係るデータベースの構築を行って将来の維持管理、更新時に活用する。O/M 段階では水文資料や更新履歴に係るデータベースを構築することが増電（増収）を見込めるものと考えられる。

したがって、これらのデータベースを共通プラットフォーム（CLOUD）上に構築して活用することが人件費節減や発電管理の精度向上の観点からも得策と思われる。



## 5.5 実証システムの開発

### 5.5.1 ドローンを活用した高精度測量システム

#### (1) ドローンによる測量技術について

本邦におけるドローンによる現地測量は、10 数年前から測量の精度、3次元図化技術の向上が図られている。特に、地震や洪水による災害現場において被災直後から災害規模の把握や復旧、復興のための地形測量で活用されている。

尼国においてもドローンによる現地測量は実施されており、今後、ドローンによる地形測量を活用するためには現地ドローン測量会社の保有資材、撮影技術力等の把握が必要である。事前に把握すべき事項を下表に整理した。

表 5-3 現地ドローン測量業者選定に係る事前収集事項

項目	区分	現地測量会社事前収集
機材仕様	使用カメラとレンズ	機材パンフレット
	写真測量ターゲットの形状と大きさ	実例
撮影仕様	撮影計画（離着陸場所と飛行コースと速度・高度）	
	採用照射角度設定	
	ラップ率（フロント・サイド）	同上（山地形は対地高度が変化するので十分なオーバーラップ率の確保が肝要）
	ターゲット配置計画（地上基準点と検証点）	同上
	想定照射密度	同上

なお、ドローン測量に関する主な実施手順を以下に示す。

即ち、

- ① ドローン測量に際しての必要な手続きや地元説明の実施
  - ② ターゲット（標高マーカー）配置（地上測量班による）
  - ③ 現地ドローン測量、測量結果の即日解析・報告
- 等である。

#### (2) ドローン測量発注仕様の考察

機材仕様に関しては、ドローンに搭載する使用カメラとレンズ仕様の決定。写真測量

ターゲットの形状と大きさに関する仕様の決定。

写真測量の撮影仕様に関しては、撮影計画（離着陸場所と飛行コースと速度・高度）、ラップ率（フロント・サイド）とターゲットの配置計画（地上基準点と検証点）に係る仕様。特に山地形に対しての写真測量は対地高度が常に変化するため、オーバーラップ率を必ず確保するような飛行コースの仕様が必要。）

レーザ計測の機材は、以下に示す [REDACTED]、同等の能力を有する機材を導入する。

[REDACTED] これは地上に据え置いて繰り返し測った場合の精度とする。さらに、レーザ拡散（広がり）誤差・GNSS/IMU 誤差・解析誤差等々が加味される。

測定距離は 100m が一般的のようであるが、これはあくまで白色の反射率が良い物体に対しての標準値であり、実際の植生に対しては 40m とか 50m 程度であることを考慮する必要性を明記しておく。撮影高度が低いと斜め照射や地面に対しての入射角度が深くなるため飛行コースによっては死角となってデータが取れない箇所が発生する。このため、測線数が必然的に多くなり、測線間データマッチング作業が増えることを考慮する。（うまくマッチングしないと累計誤差が膨らむため。）

照射角度は 360 度であるが、実際には後の解析作業で絞るので（全部使うと精度低下します）有効角は地形や会社の方針によって変わることを確認しておく。

上記内容を踏まえて、計測仕様の事前確認としては、

- ① 飛行計画（離着陸場所と飛行コースと速度・高度）、採用照射角度設定、サイドラップ率、想定照射密度（高度と速度で変わる）とターゲット配置計画と精度検証方法の確認が必要。
- ② ターゲットは大きさを小さめのものを別途用意して精度確認を容易にする。
- ③ 現地樹木の高さと繁茂状況を勘案して、事前に飛行計画の検討が安全作業に繋がる。

### (3) 現地発注仕様書案

上記した事柄を踏まえて現地測量に係る発注仕様書案を作成した。

## 5.5.2 ドローン測量成果と連動した基本/詳細設計システム

### (1) 基本設計

各発電設備（土木）に係る基本設計において代替案の抽出と比較設計をドローン地形測量成果と連動して 3 次元 CAD 化で数量計算含めた比較検討の実施が可能なシステムを構築する。

### (2) 詳細設計

[REDACTED] 上記、基本設計の結果も踏まえて、3 次元 CAD 設計下で

実施する。

### 5.5.3 施工管理及び O&M 支援システム

共通プラットフォームの活用に係る概念図を下図、図-5.3 に示す。

基本的には、計画、設計、管理段階の各種情報データベースであるが、オプションとして支援ツールを具備することで、CLOUD の付加価値を高めることが可能となる。

支援ツールの一つが水文気象事象の解析モデルによる河川流量の長期予測を可能ならしめることである。これは、水文気象事象の蓄積結果に基づきより精度の高い予測モデルの構築が可能となり発電量の予測も容易となる。

また、本事業で開発した 3次元 CAD モデルを F/S、D/D 段階から更新しつつ格納することで管理段階においても改善や更新に係る設計費用を安価に保持できるものと考えられる。

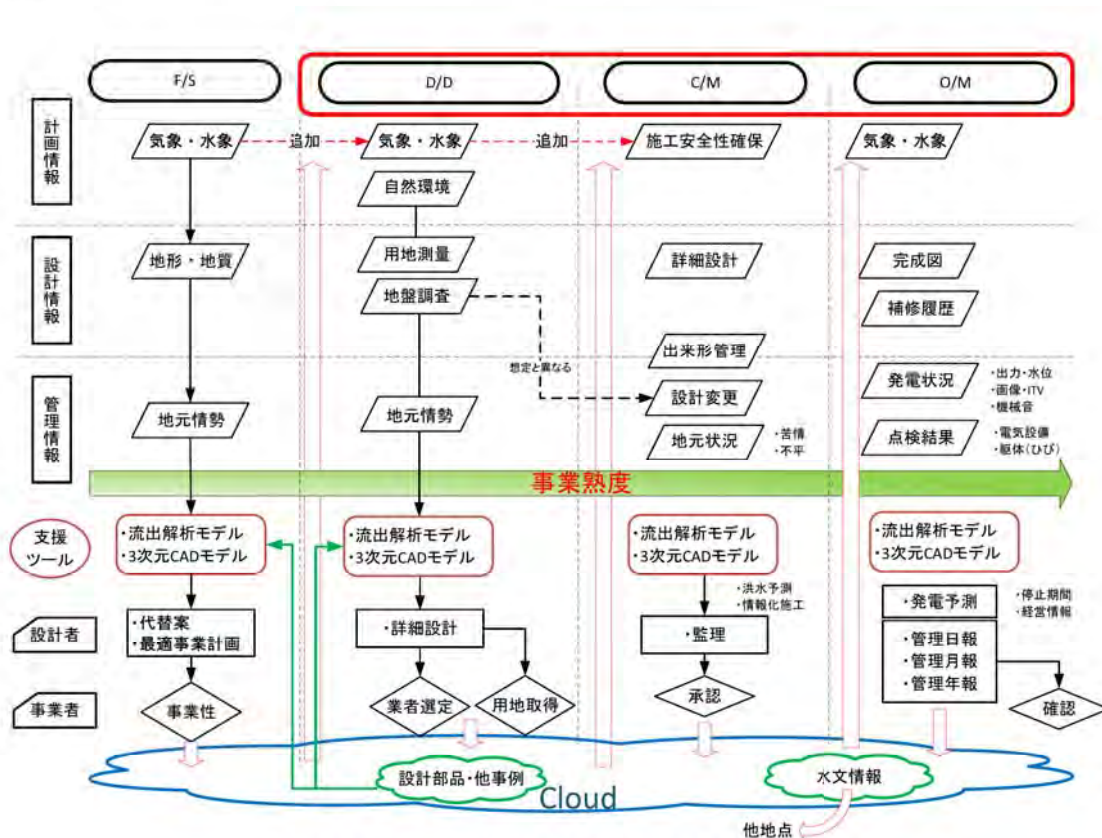


図 5-3 事業段階別共通プラットフォームの活用

次ページ、図-5.4 には [REDACTED] 現在の構築済の共通プラットフォームである [REDACTED] 例示した。

このような機能を共通プラットフォームに具備することで、より安全で経済的な発電管理の継続性の確保につながるものと考えられる。





## 5.6 実証システムの検証結果

### 5.6.1 ドローン測量の精度

#### (1) 精度検証の方法

ドローン測量の精度検証は、ドローン測量成果に基づく地形図の一部を対象に地上測量（精度 縮尺：1/500）を実施して地上測量成果の等高線との乖離状況を対比する方法で実施した。

ドローン測量成果の地形図を図-5.5 に地上測量成果を図-5.6 にそれぞれ示す。

#### (2) 検証結果

検証結果は、図-5.7～図-5.9 に等高線の対比結果として示す。

これらの図に見られるとおり、ドローン測量に成果による等高線は地上測量による等高線とほぼ同一であり、詳細設計に必要な縮尺 1/500 に必要な精度は有しているものと考えられる。

#### (3) 考察

以上の精度検証結果に基づき、今後、F/S 段階における地上測量に替えてドローン測量を早期に実施して、ドローン測量成果に基づく基本設計下での事業実施の判断、詳細設計（もしくは実施設計）による事業費の確定と施工者への迅速な発注が経済的に行われるものと思料される。



図 5-5 ドローン測量に基づく [REDACTED] 地形図

図 5-6 地上地形測量範囲と等高線

図 5-7 ドローン測量成果と地上測量成果の等高線対比図

図 5-8 発電所エリアにおける測量対比図

図 5-9 取水地点エリアにおける地形対比図



## 5.6.2 B/D（基本設計）、D/D（詳細設計）による検証

### (1) B/D（基本設計）段階における3次元設計

#### a. B/D段階の課題

本段階においては前述したように、私企業による発電計画のため、計画・設計に係る経費の抑制の観点か、経験豊富なコンサルタントへの委託に伴う安心感か施設配置計画に係る代替案の検討がなされた結果を確認することができない。

いったん、基本設計が完了し事業の妥当性が確認されれば、用地取得に着手されることから次の詳細設計段階において代替案の検討に基づく最適施設配置設計を提案しても承認されるケースはまれである。

なお、流れ込み式発電設備における各施設の代替案は下表のとおり整理され、工事に係る経済性、有効落差の増大、維持管理の容易性等の視点からの比較検討が重要な作業項目と考えられる。

表 5-4 発電施設（土木）最適案選定の視点

施設区分	代替案の検討	最適案選定の視点
取水工	<ul style="list-style-type: none"> <li>・取水堰形式</li> <li>・取水堰、堰軸の選定</li> <li>・取水口レイアウト</li> <li>・沈砂池レイアウト</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・河川転流工の経済性・容易性</li> <li>・地盤、地質条件</li> <li>・取水口、沈砂池の経済性</li> <li>・工事用道路、維持管理道路</li> </ul>
導水路	<ul style="list-style-type: none"> <li>・導水路形式（開水路、管路）</li> <li>・導水路最適ルート</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・維持管理</li> <li>・工事用道路、維持管理道路</li> </ul>
ヘッドポンド	<ul style="list-style-type: none"> <li>・設置位置</li> <li>・導水路、水圧鉄管路最適ルート</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・有効落差</li> <li>・地形、地盤条件</li> </ul>
発電所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・水車形式</li> <li>・設置位置</li> <li>・水圧鉄管路最適ルート</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・有効落差</li> <li>・放水口、下流河道</li> <li>・道路関連条件</li> </ul>

#### b. 最適導水路ルート案

██████████ B/Dに係る検討は、ドローン測量成果に基づき導水路の最適ルート案の選定を目的とし、迅速で精度が二次元設計と同等のシステムを開発するものである。

以下、今回、開発した最適ルート選定システムに係る作業手順と結果について詳述する。

##### ① UAV データよりリアリティモデル作成

- ██████████ ドローン測量による点群データ

当発電所における点群データは、次ページ、図-5.10 に示す。

図 5-10 [ ] 地形図点群データ

- 点群データと空撮連続写真によるリアリティモデル作成  
上面図と等角射影図をそれぞれ、図-5.11、図-5.12 に示す。

図 5-11 リアリティモデル上面図

図 5-12 リアリティモデル等角射影図

② リアリティモデル上での導水路概略配置設計

- テンプレート開発（本事業にて使用予定の導水路標準断面より作成）

導水路の諸元を以下のとおり設定し、導水路断面に係る 3次元テンプレートを作成。

- ・ 導水路形式：開水路
- ・ 敷設形式：掘込

テンプレートの形状を図-5.13 に示す。

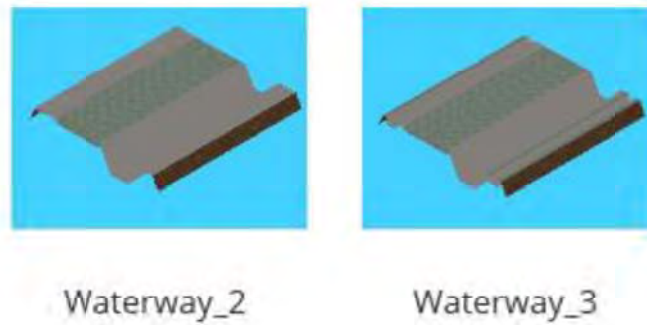


図 5-13 導

水路テンプレ

ト

- 導水路比較案の配置

前記テンプレートを用いて 3 次元地形データに 3 案の比較導水路を配置する。

導水路比較案の平面形状は、下図、図-5.14 に示す。

図 5-14 導水路比較案比較案ルート図

- 比較検討図の作成

リアリティモデル上の線形計画とテンプレートに基づき、瞬時に 2 次元配置設計に必要な、地形図上での各案の縦横断図が 2 次元 CAD 図面上に作成される。

以下には比較第 1 案の各種図面を例示する。図-5.15 はリアリティモデル図上の平面線形を示す上面図と等角射影図を表したものである。

また、図-5.16、図-5.17では、それぞれ2次元設計の縦断図、横断図の一部を例示した。これらは、リアリティモデル図から同時に作図が可能であり、作業効率の観点から、発電事業者への時間的、金銭上の負担をかけずに最適案を選定できるシステムである。

図 5-15 リアリティモデル上の平面線形図

図 5-16 2次元縦断図

図 5-17 2次元横断面図

③ 最適導水路ルート案の選定

最適導水路案は、工事数量の算出結果に基づき、経済性の観点からのみ選定可能である。

算定過程と比較検討結果を以下に示す。

なお、すでに2次元のCAD図からは、掘削範囲等の面積計算が容易にでき、作業の効率化を図るCAD図と連動したEXCELファイルソフトについても開発を行った。

● 比較第1案、工事数量の算定

標記の算定結果を下表に例示する。

工事区分	項目	数量	単位	単価	工事費
土工	道路の掘削	■	■	■	■
土工	盛土 - 一般材質	■	■	■	■
舗装	コンクリート舗装	■	■	■	■
舗装	砂利 - すべて統合	■	■	■	■
延長		■	■		



- 比較検討結果

第1案～第3案の比較検討結果は下表に示すとおりであり、  
 第1案の延長が第2案より長い、掘削工事数量が圧倒的に少ないことから最適案に選定した。

次項における詳細設計の導水路ルートは本案で進めることとした。

比較案	土工数量	単位	延長	単位
第1案	■	■	■	■
第2案	■	■	■	■
第3案	■	■	■	■

(2) D/D（詳細設計）段階における3次元設計

3次元地形図に基づく3次元CAD設計を各設備について実施した。実施要領・手順は本項において発電所、ならびにヘッドポンドを対象に例示する。

3次元CAD設計図面を作成し、3次元レベルで修正・代替案設計を実施すれば2次元CAD図面の修正が瞬時に行われ作業効率化が図られる。

a. 発電所

- 発電所3次元CAD図の作成結果は下図に示す。

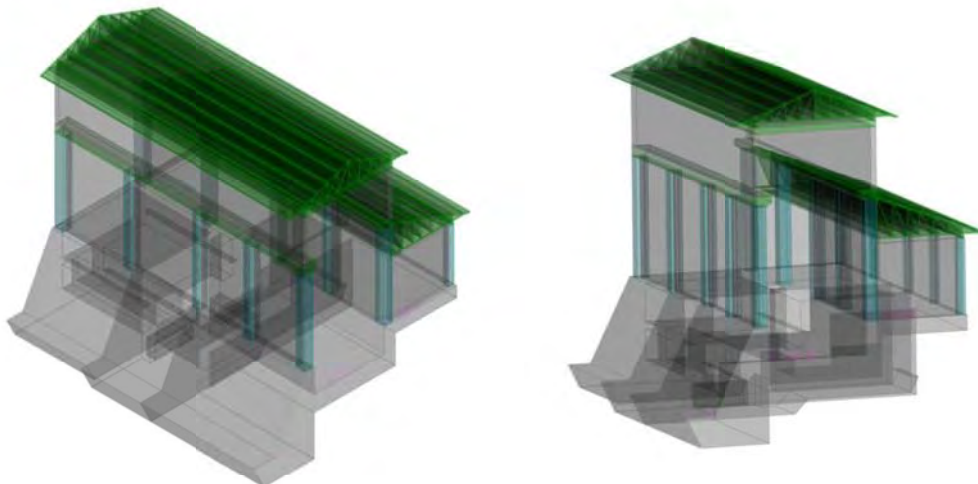


図 5-18 発電所 3次元 CAD 図の作成結果

- 発電所代表断面透視図、任意の2次元横断面図作成結果

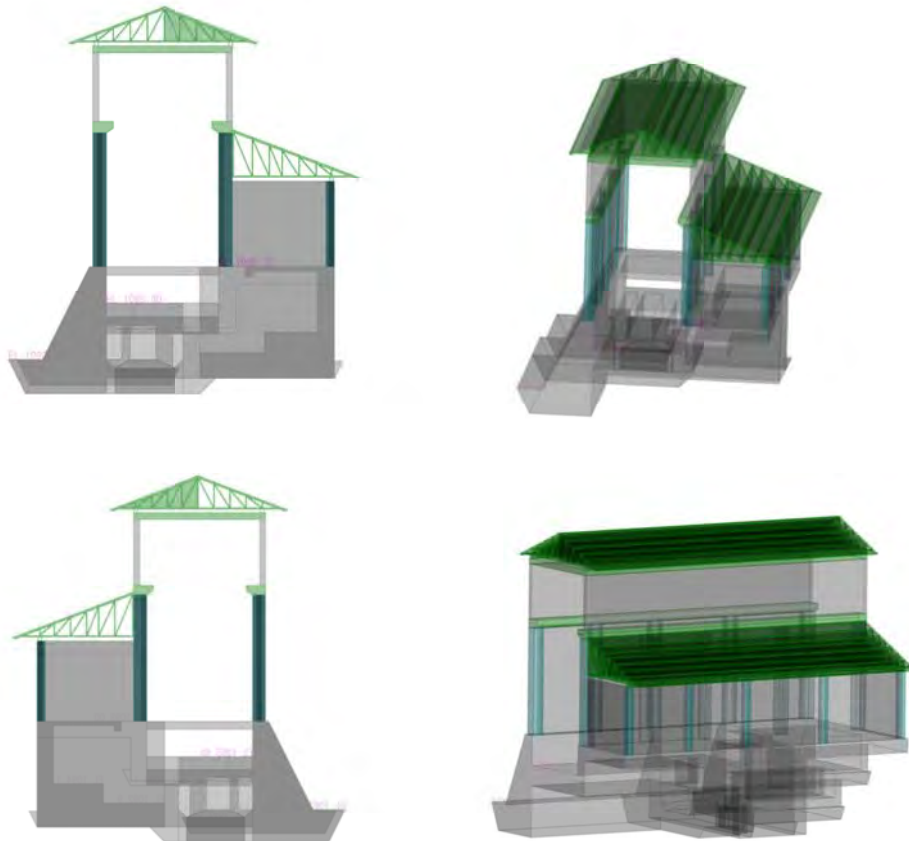


図 5-19 発電所代表断面透視図

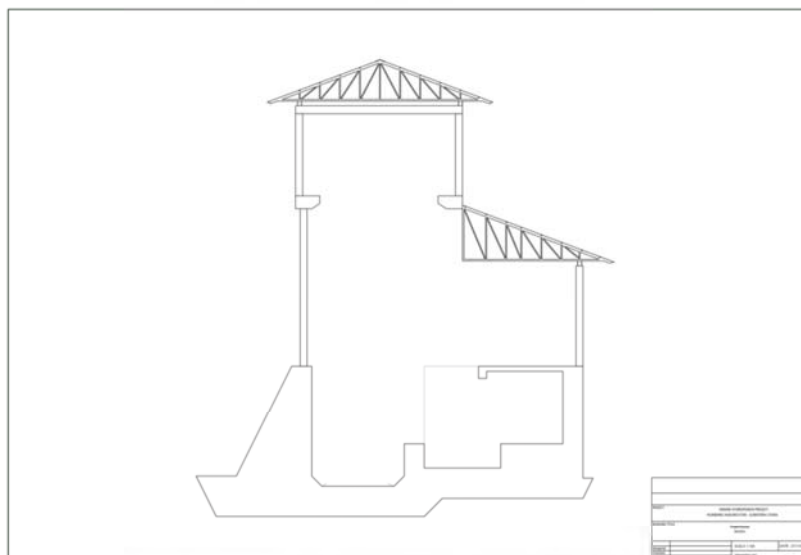


図 5-20 任意の2次元横断面図作成結果

b. ヘッドポンド

ヘッドポンドにおける3次元CAD図の作成結果を下図、図-5.21に示す。  
また、発電所と同様、代表断面透視図と任意の2次元横断面図の作成結果をそれぞれ図-5.22、図-5.23に示す。

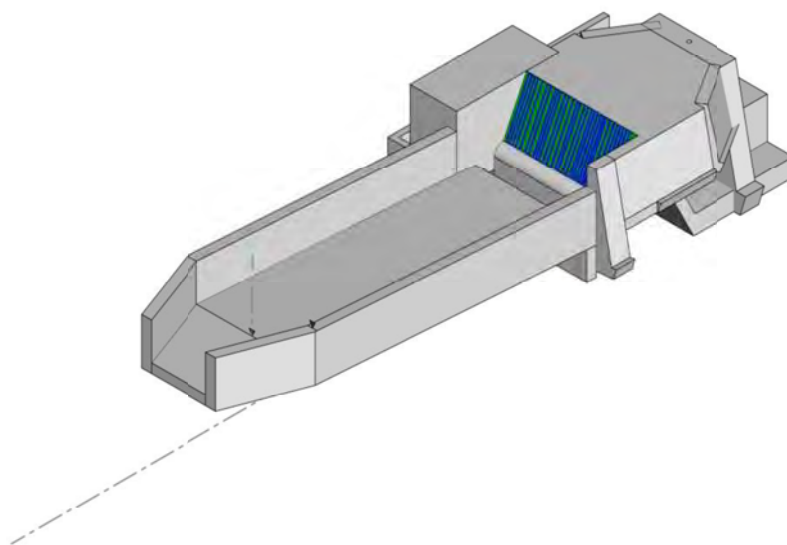


図 5-21 ヘッドポンド3次元CAD図の作成結果



図 5-22 ヘッドポンド代表断面透視図

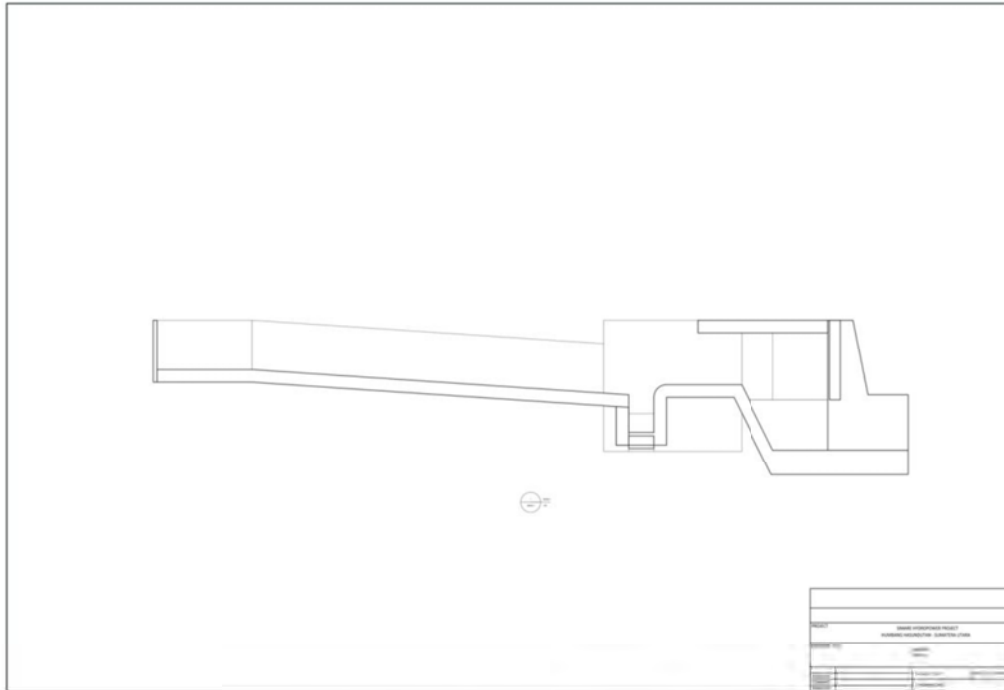


図 5-23 ヘッドボンド任意の断面図（縦断図）作成結果

### 5.6.3 共通プラットフォーム

共通プラットフォームは、本実証事業においては、上述した地形図や設計図面を格納して閲覧や更新が可能なように別途、サーバー上に格納フォルダを構築している。

格納フォルダは、図-5.23 に示す分類で作成した。

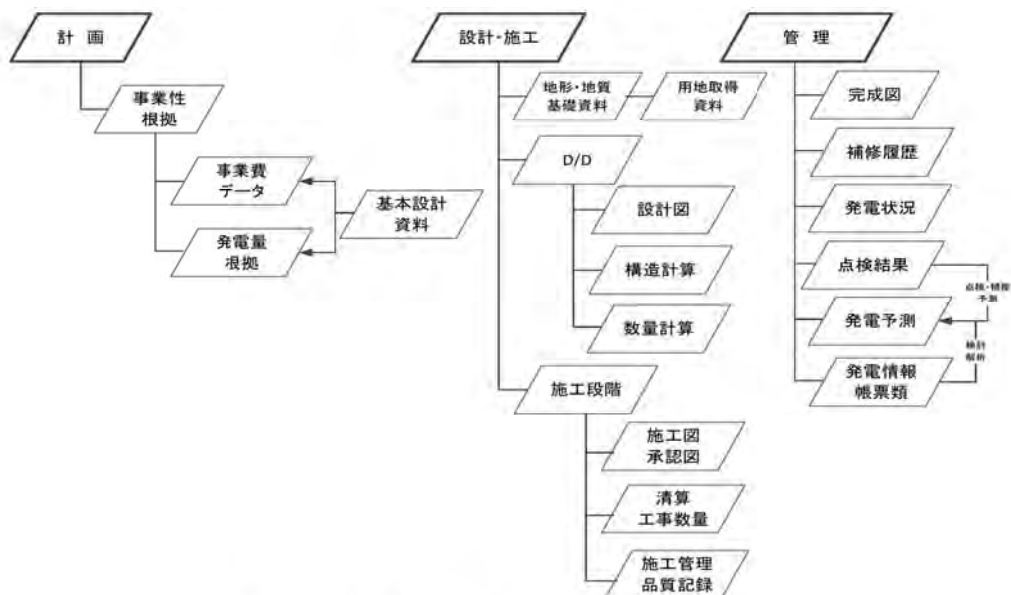


図 5-24 共通プラットフォーム構築フォルダ

さらに施工段階では、前述した C/M 段階で想定される二つのリスクの解消を図るシステムを共通プラットフォーム上に以下の事項を記録できるデータベースを構築する。

- ① 地質上、今後の動向を見守るべき箇所の状況
- ② ①も含め設計変更が生じた場合の変更履歴

## 5.7 評価・分析

これまで述べてきた実証システムを多面的に評価して本システムを導入することで今後事業者が享受する便益を試算する。

### 5.7.1 評価

#### (1) ドローン測量成果による 3 次元設計

先ずドローン測量による地形データであるが地上測量と精度において同等であり、より広範囲な地形図が短期間に作成可能であり、詳細設計段階においても地形図として使用可能なことから有用性は多大である。

一方、ドローン測量成果を用いた基本設計は 3 次元レベルで短期間に比較検討が行える等のメリットと詳細設計段階では、一度、3 次元 CAD 図を作成しておけば、変更設計や任意の 2 次元断面図等の作成が可能であり、設計に係る省力化、外注費の削減が可能な方法と考えられる。

したがって、事業者の測量、設計に係る経費の負担軽減に貢献できるシステムと考えられる。

#### (2) 共通プラットフォーム

共通プラットフォームは、シマレ発電所事業において設計図書等の格納、更新の検証のみ実施しているが、今後は施工段階、O/M 段階におけるデータベースを構築して発電量の増加に貢献できるシステムと考えられる。

### 5.7.2 分析

本事業により事業者が享受する便益は、測量・設計に係る経費削減と発電施設構築に係る事業費削減を合わせて、XXXXXXXXXX見込めるものと思われる。

ただし、増電による増収は、XXXXXXXXXX最大出力が F/S 段階と同値であることと共通プラットフォーム構築に伴う増電量等の定量化が現段階では困難であること等を考慮して軽々に具体的増収額を設定することは見送ることとする。



## 5.8 考察と改善提案

### 5.8.1 考察

実証の結果、CIM ソフトウェアの開発と設計成果を共通プラットフォームでデータベース化する本システムについては上述したように F/S 段階から D/D 段階では一定の成果が得られるものと考えられる。

次に、本事業では実証されていない共通プラットフォームを具備することによる経済的な妥当性を O/M 段階について予測する。経済的な妥当性は具備することにより事業者が享受する便益 (B) と具備することに係る費用 (C) により評価できる。(B/C)

便益は共通プラットフォーム具備することで管理作業の効率化が図られる利益と、発電可能であるのに発電ができない、いわゆる機会損失の軽減がはかれる効果に着目して試算する。

管理作業の効率化は、管理に係る人件費の削減と設計図や施工図等を紙ベースで保管しないことでの印刷費の軽減に着目する。

O/M 段階において施工履歴を含めた設計図等の閲覧・確認を、事業者、管理要員が情報を共有しながら確認でき、変更・更新を行った場合の結果も同時に確認できることから事業者決済に係る時間の節減、情報共有化に係る印刷費、メール等の時間の節減、事業者と管理要員間の打合せ時間の節減等が図られる。

次に、機会損失であるが、発電運転中に発生する発電機器や土木施設の不具合を判断して、保守、点検、確認を行う時間は発電停止とならざるを得ない。この場合も設計図等の閲覧・確認に時間を要した場合には機会損失が、さらに増加することとなる。

これらの経済的な損失を以下に推定する。

#### (1) 推定条件

##### a. 管理員の時間的損失

- 図面探索時間 : 1日平均 10分 程度生じると設定
- 情報共有化に係る時間 (印刷・メール) : 1日平均 10分 程度生じると設定
- 図面更新に係る決済、打合せ時間 : 1日平均 10分 程度生じると設定

##### b. 事業者の時間的損失

- 情報共有化に係る時間 : 1日平均 10分 程度生じると設定
- 図面更新に係る決済、打合せ時間 : 1日平均 30分 程度生じると推定

##### c. 紙ベースで保管することに係る経費

- 管理段階の設計図面総枚数 : 施工時の変更含め 500 枚程度
- 上記、設計図面の紙ベースでの出力と更新結果の出力に要する印刷費用 : 年間 100 枚程度

d. 発電量に係る機会損失

発電停止とならざるを得ない重要な図面の更新等に要する時間は年間

想定して発電量に係る機会損失額を算出する。

e. 共通プラットフォームに係る年間費用 (C)

想定する。

(2) 推定結果

時間的損失、経費、発電に係る機会損失額等を上記した条件で推定した結果は、下表、表-5.6 に示す。これらの合計額

表 5-5 共通プラットフォーム設置による推定便益額

(3) 経済的な妥当性

上記推定結果に基づく、仮に、共通プラットフォームに係る事業者の負担が年間 B/C は 1.0 を上回り妥当であると考えられる。

## 5.8.2 改善提案

(1) CIM ソフトウェア

ソフトウェアに関しては発電事業に見合ったテンプレートの開発が今後、必要と思われる。

特に、地形条件に影響を受け延長も概して長い、水路関連のテンプレートを開発しておくことはより経済的な基本設計に必要不可欠と思われる。今回は、堀込の開水路であったが、今後は水圧管路等の管路流に対応した構造物も含めたテンプレートを構築しておくことは考慮すべき事柄と思われる。

(2) 共通プラットフォーム

次に、共通プラットフォームに関しては、前述したように、当初はオプションに上述した CIM ソフトや水文解析システムを汎用的に利用できる管理者支援システムを具備することを提案する。

さらに、施工段階以降の地形改変の結果、明らかとなる構造物の安定・安全性に関する情報（法面、構造物基礎）と施工中、完成後での巡視記録等と連動して注意喚起をうながすシステムを具備することを提案する。

第6章 テーマC：遠方監視システムの導入

6.1 事業概要

インドネシアの現地事情に適合した費用面及び、技術面で現実的な「遠方監視システム」を開発し、それによる運営の効率性、コストの削減を実証する。

具体的には、複数の発電所と中央監視所間を現地事情に合わせてネットワーク化した集中監視システムを開発する。また、各発電所における水位や発電量等の情報を一定時間間隔で収集し（インターネット回線を活用）、緊急時の対応やエンジニアの運用含めた省力化等の効果を実証する。

6.2 問題事象の整理(1) 発電記録の分析

6.2.1 発電実績

2013年から2017年 [redacted] 発電実績を表6-1に示す。

表 6-1 発電実績

Year	A 発電所			B 発電所		
	発電電力量 Generated Energy (MWh)	平均電力 Average Output (kW)	設備利用率 Equipment Availability (%)	発電電力量 Generated Energy (MWh)	平均電力 Average Output (kW)	設備利用率 Equipment Availability (%)
2013	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2014	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2015	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2016	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2017	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
累計	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
平均	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

注) 設備利用率：発電設備が年間最大出力で運転できた場合の発電電力量に対する実際発電電力量の割合

$$\text{設備利用率} = \text{実際発電電力量} / (\text{最大出力} \times 8,760 \text{ 時間}) = \text{平均発電電力} / \text{最大出力}$$

[redacted] : 最大出力 600 (kW) (300kW×2 ユニット)

[redacted] : 最大出力 1,000 (kW) (500kW×2 ユニット)

(1) [redacted] 発電実績

2013年から2017年の発電実績は、累計発電電力量 [redacted] MWhであり、5カ年平均発電電力量は、 [redacted] MWhとなる。5年間の設備利用率は、 [redacted] %～ [redacted] %、5カ年平均

で■■■%と自流式水力発電所としてはかなり悪い。貯水池式水力発電所の設備利用率に近い値である。

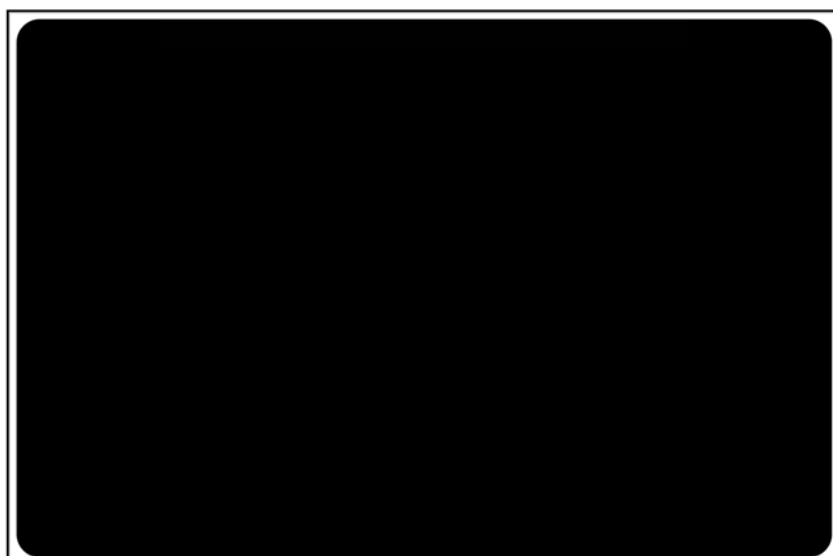
グラフ 6-1 ■■■■ 発電実績



(2) ■■■■ 発電実績

2013年から2017年の発電実績は、累計発電電力量■■■MWhであり、5カ年平均発電電力量は、■■■Whとなる。年間の設備利用率は、最大で■■■%、5カ年平均で■■■%とAより良いがこの値もかなり低い値である。

グラフ 6-2 ■■■■ 発電実績





### (3) 発電実績の考察

自流水力発電所の発電計画は、河川の流量資料に基づき発電規模を決定する。一般的に設備利用率は、概ね 45%~60%程度を目安に発電規模を決定するが、両発電所とも 5 年間に於いて月別および年間における設備利用率が █%を下回ることから、計画時点の流量資料の不備が大きな要因と考えられる。発電規模が過大であり、経済性のない発電規模である。

### 6.2.2 発電停止実績

発電停止データは、データ取得を █ の統計データである。外部要因 (External) は、配電線事故による停止であり、内部要因 (Internal) は、水車発電機など機器故障による停止である。自流減少は、実質的に運転が不可能な時間となる。

#### (1) █ 要因別発電停止

█ (時間) の要因別発電停止時間を表 6-2 に示す。

表 6-2 █ の発電停止時間

	停止時間 (Shutdown Time)				運転時間 Operation Time
	自流減少 Insufficient Water	外部要因 External	内部要因 Internal	合計	
Mar	█	█	█	█	█
Apr	█	█	█	█	█
May	█	█	█	█	█
Jun	█	█	█	█	█
Jul	█	█	█	█	█
Aug	█	█	█	█	█
Sep	█	█	█	█	█
Oct	█	█	█	█	█
Nov	█	█	█	█	█
Dec	█	█	█	█	█
合計	█	█	█	█	█
注 1 (%)	█	█	█	█	█
注 2 (%)	█	█	█	█	█

注 1) 該当暦日時間数 █ に対する比率 (停止時間率=停止時間/暦日時間数)

注 2) 運転可能時間数に対する比率 ( █ )

自流減少による運転不可能な時間は、█ 時間と全停止時間の約 █%を占め、対象暦日時間の █%に及ぶ。特に █ 運転不能時間が大きくなる。この時間は、運転が不可能な機関であるので、外部要因による停止時間の █ 時間と

内部要因による停止時間の■■■時間が実質的な停止時間となる。

対象暦日時間■■■■■のうち運転可能時間は、■■■■■時間であり、停止時間率は、外部要因 2.3%、内部要因 6.1%となり、運転時間率（稼働率）は■■■■%（■■■■時間）となる。

聞き取り調査によると5月の内部要因の停止は、発電機軸受の故障によるものである。軸受構造が転がり軸受であり、一般的に水車発電機で使用されるすべり軸受と構造が異なる。転がり軸受の強度不足が原因と考えられることから、軸受の改造など抜本的な防止対策が喫緊の課題である。トラブル配電線事故の外部要因による停止は、自所において防ぐことはできないが、内部要因による発電停止は、対策をとることによって回避することが可能である。

グラフ 6-3 ■■■■停止時間



■■■■ ■■■■原因別の発電停止時間を表 6-3 に示す。

内部要因による停止は、■■■■時間と全停止時間の約■■■%を占める。外部要因による停止は、■■■■時間、約■■■%であり、自流減少による運転不可能な時間は、年間■■■時間である。対象暦日時間における停止時間率は、外部要因 ■■%、内部要因 ■■%であり、運転時間率（稼働率）は■■■%(■■■■時間)となる。

内部要因の停止の詳細は不明であるが、聞き取り調査によると水車ランナへのゴミ詰まりが大きな原因であり、他に発電機軸受の強度不足が要因であるとトラブルが散見されるようである。取水口および水槽の除塵対策が喫緊の課題である。

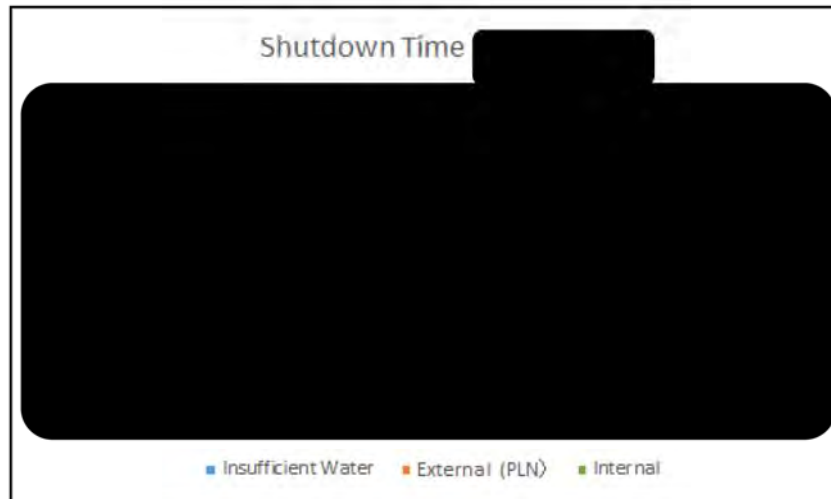
表 6-3 [redacted] の発電停止時間

	停止時間 (Shutdown Time)				運転時間 Operation Time
	自 流 減 少 Insufficient Water	外 部 要 因 External	内 部 要 因 Internal	合 計	
Mar	[redacted]				[redacted]
Apr	[redacted]				[redacted]
May	[redacted]				[redacted]
Jun	[redacted]				[redacted]
Jul	[redacted]				[redacted]
Aug	[redacted]				[redacted]
Sep	[redacted]				[redacted]
Oct	[redacted]				[redacted]
Nov	[redacted]				[redacted]
Dec	[redacted]				[redacted]
Total	[redacted]				[redacted]
注 1 (%)	[redacted]				[redacted]
注 2 (%)	[redacted]				[redacted]

注 1) 該当暦日時間数 [redacted] に対する比率 (停止時間率=停止時間/暦日時間数)

注 2) 運転可能時間数に対する比率 ([redacted])

グラフ 6-4 要因別発電停止



### 6.2.3 停止電力量の算出

[redacted]

各月の運転時間における平均電力を基に、停止時間における停止電力量を試算した。表 6-4 にその結果を示す。

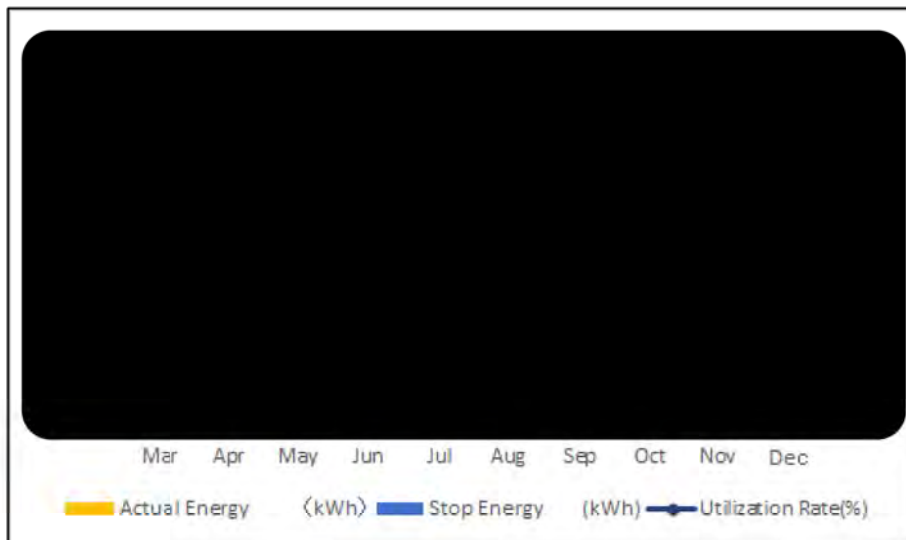
表 6-4 [redacted] 停止電力量の算出 (溢水電力量)

	[redacted]			
	停止電力量 Stop Energy (kWh)	実際発電電力量 Actual Energy (kWh)	可能発電電力量 Possibility Energy (kWh)	利用率 Utilization Rate (%)
Mar	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Apr	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
May	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Jun	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Jul	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Aug	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Sep	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Oct	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Nov	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Dec	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
合計	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

注) 利用率 = 実際発電電力量 / 可能発電電力量 = 1 - (停止電力量 / 可能発電電力量)

停止電力量の合計は [redacted] kWh となる。可能発電電力量は [redacted] kWh で停止率は約 [redacted] % となり、利用率は [redacted] % となる。豊水期である 5 月のトラブルによる停止電力量が全体の約 [redacted] % を占めており、この豊水期の突発的な事故が利用率の低下に大きく影響している。12 月に事故停止があるが、配電線事故を考慮すると、良好な運転状況といえる。

グラフ 6-5 [redacted] 停止電力量 (溢水電力量) と利用率



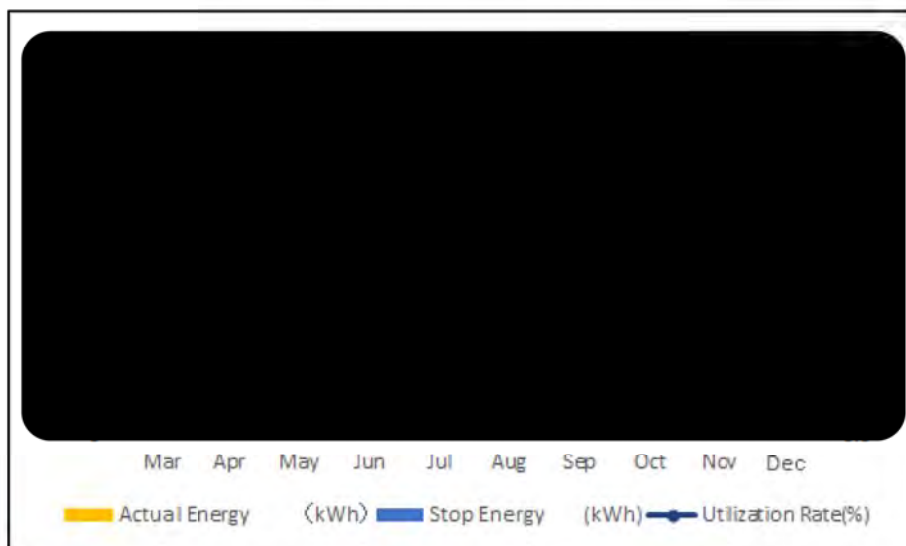
各月の運転時間における平均電力を基に、停止時間における停止電力量を試算した。  
表 6-5 にその結果を示す。

表 6-5 〃〃〃〃の要因別発電停止

	〃〃〃〃			
	停止電力量 Stop Energy (kWh)	実際発電電力量 Actual Energy (kWh)	可能発電電力量 Possibility Energy (kWh)	利用率 Utilization Rate (%)
Mar				
Apr				
May				
Jun				
Jul				
Aug				
Sep				
Oct				
Nov				
Dec				
Total				

注) 利用率 = 実際発電電力量 / 可能発電電力量 = 1 - (停止電力量 / 可能発電電力量)

グラフ 6-6 停止電力量（溢水電力量）と利用率



停止電力量の合計は 〃〃〃 kWh となる。可能発電電力量は 〃〃〃 kWh で停止率は約 〃〃% となり、利用率は約 〃〃% となる。停止電力量は、水車発電機の事故による内部



要因が 割を占めている。何らかの原因による発電停止は毎月発生しており、深刻な状態であり、その主要原因である除塵対策が利用率の改善には不可欠である。

(3) 停止電力量試算まとめ

停止電力量の試算結果を表 6-6 及び、表 6-7 に示す。

外部要因による停止率は % 程度であり、利用率改善には、計画外停止、いわゆる突発的な事故・トラブルをいかに防止できるかが重要な課題である。事故・トラブルの原因を追究し、その対策を立案、的確に実施していくことで利用率の向上につながる。

は、利用率を % 向上することにより、 kW の増電力量と約 % の設備利用率が向上できる。

は、約 % 以上の利用率を向上する抜本的な必要があり、その対策ができれば、 kWh と約 % の設備利用率の向上が期待できる。

表 6-6 利用率改善の予測

		現 状	仮定予測
発電電力量 (kWh)	Generated Electric Energy		
平均電力(kW)	Average Power		
停止電力量 (kWh)	Stop Electric Energy		
可能発電電力量(kWh)	Possibly Electric Energy		
設備利用率 (%)	Equipment Availability		
利用率 (%)	Utilization Rate		

注) 利用率 = (1 - 停止率) = (発電電力量 / 可能発電電力量)

停止率 = 停止電力量 / 可能発電電力量

表 6-7 利用率改善の予測

		現 状	仮定予測
発電電力量 (kWh)	Generated Electric Energy		
平均電力(kW)	Average Power		
停止電力量 (kWh)	Stop Electric Energy		
可能発電電力量(kWh)	Possibly Electric Energy		
設備利用率 (%)	Equipment Availability		
利用率 (%)	Utilization Rate		

注) 利用率 = (1 - 停止率) = (発電電力量 / 可能発電電力量)

停止率 = 停止電力量 / 可能発電電力量

6.3 問題事象の整理(2) 遠方監視システム

6.3.1 事業状況

インドネシアの小水力発電事業者

概要のとおりである。

は、16.6MWあり、発電所の規模は200kW～3,000kW、単機出力は、200kW～1,500kWである。これらのスペックは、小規模水力区分に属する。

表 6-8 プロジェクトの概要

Source :

	Stage of Project	Project Name	Head (m)	Water Flow (m <sup>3</sup> /s)	Instill Capacity (kW)	Design Capacity (Unit X kW)	Turbine Type
1					600	2 X 300	Kaplan
2					1,000	2 X 500	Francis
3					550	2 X 275	Kaplan
4					3,000	9 X 1,500	Francis
5					1,300	2 X 650	Kaplan
6					500	2 X 250	Kaplan
7					2300	2 X 1150	Francis
8					1,500	2 X 750	Francis
9					500	2 X 250	Kaplan
10					250	1 X 250	Kaplan
11					200	1 X 200	Kaplan
12					800	2 X 400	Francis
13					1,200	2 X 600	Francis
14					500	1 X 500	Francis
15					1,000	2 X 500	Francis
16					1,400	2 X 700	Francis
	Commercial :3 On-constructing :3 Planning: 10				1 6,600	29unit Francis :17 Kaplan :12	

6.3.2 運転中発電所の運用方法

現在、運転している発電所は、水車発電機の始動・停止の操作および、出力調整を制御盤で直接操作する常時監視の有人発電所である。

### 6.3.3 問題の整理

今後、[ ] 運転を始めていくと、小規模水力にもかかわらず有人で運用していけば運転要員の不足とコスト増が懸念される。

### 6.4 目標（値）の設定

運転記録の分析による問題点の整理では、両発電所とも計画外停止、いわゆる突発的な事故・トラブルをいかに防止できるかが重要な課題である。そのためには、事故・トラブルをきちんと把握し、原因を深堀しその対策を的確に実施していくことで二度と同じことを起こさないことである。当然のことながら、事故・トラブルは、履歴として管理されるべきである。

一方、遠方監視システムに関する問題点の整理では、今の運転方式のまま計画通りに新しい発電所を建設していくと、将来運転要員が不足するとともに、コストも増加することが懸念された。

これらを解決するための策として、発電所個々の運用ではなく、集中的な監視を可能とする遠方監視システムを構築し、運転員の効率的運用を図るとともに、事故・トラブルを正しく把握し、適切な対策とその履歴を管理することを計画した。

遠方監視するために必要なデータの抽出と、そのデータを取得するための設備構成、データ伝送方法の選定、その信頼性安全性及び、運用性を確認する。

### 6.5 対策方針（システム仕様）の検討

#### 6.5.1 対象とする発電所

[ ]	2 × 300kW
[ ]	2 × 500kW

#### 6.5.2 新たに設置する中央監視所

[ ] 市街地にある [ ]

#### 6.5.3 遠方監視システム概念

遠方監視システムは、[ ] 制御盤にある運転データ及び、アラートをインターネットなどの公共インフラを使った伝送によって、遠方の中央監視所に送信するシステム。

中央監視所は、視認性の良い監視機能を持つヒューマンインタフェースと、データの蓄積、経営計画の作成支援機能を有する。

さらに、遠方監視に必要なライブ映像を受信するための設備を持つ。



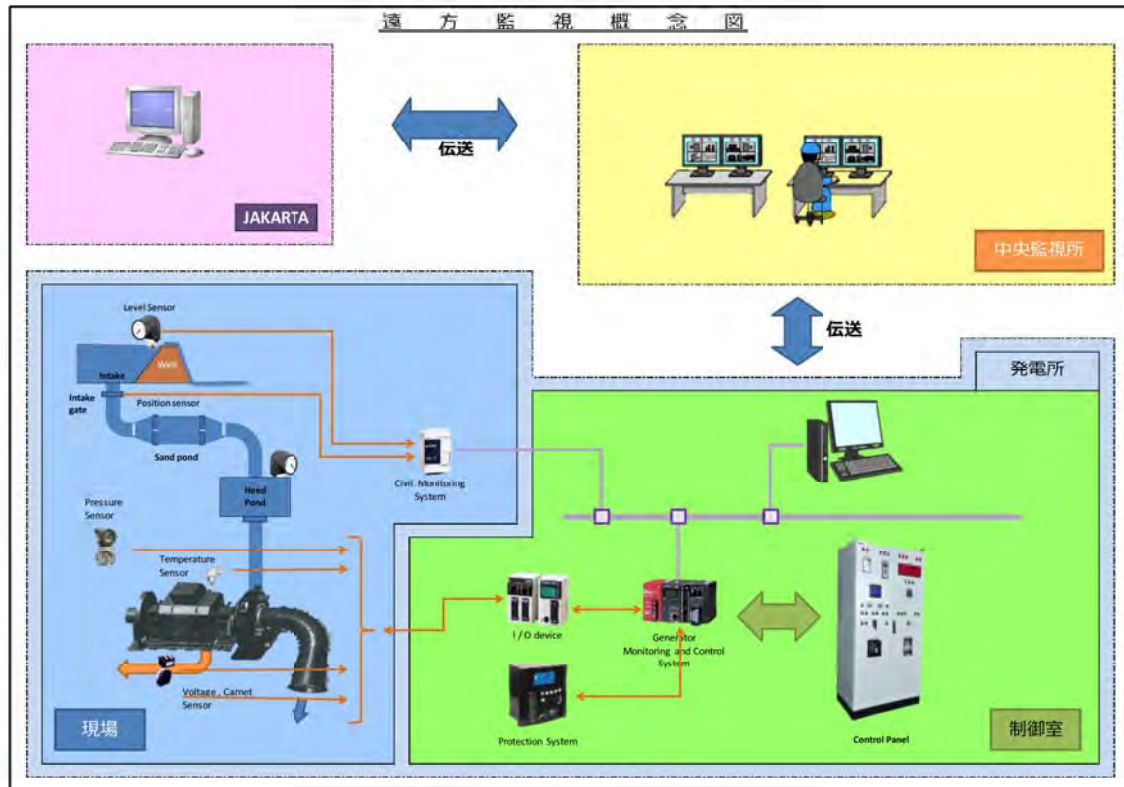


図 6-1 遠方監視概念図



図 6-2 中央監視所 ヒューマンインタフェース概念図

### 中央監視所 レポート作成機能

JAM (TIME)		WPPET-8000-1A										GOVERNOR				WPPET-8000-1A			New				
		GENERATOR AMPERE (A)			GENERATOR VOLTAGE (V)			WPPET-8000-1A	cosφ	Daya Reaktif (kVAr)	LALILAK AMPERE (A)		TEMPERATUR BEARING (T1, T2, T3)		F GEN (%)	F PER (%)	Y REAL (%)	P SET (%)		STANDARD KWH M3 L1K	JUMLAH KWH LOAD	DEBIT AIR	
		A	B	C	U1	U2	U3	WPPET-8000-1A					T1	T2	T3					EXPORT	IMPORT	IN	LEVEL AIR
		***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	*****	*****	***	****
8:00		525	548	539	398	396	398	368	0.90	53						50	100	65	65	847691	10771		
9:00																				847737	10771	346	
10:00																				847705	10771	296	
11:00																							
12:00																							
13:00																							
14:00																							
15:00																							
16:00																							
17:00																							
18:00																							
19:00																							
20:00																							
21:00																							
22:00																							
23:00																							
0:00																							
1:00																							
2:00																							
3:00																							
4:00																							
5:00																							
6:00																							
7:00																							
Max.																							
Min.																							
Ave.																							

図 6-3 中央監視所 レポート作成機能概念図

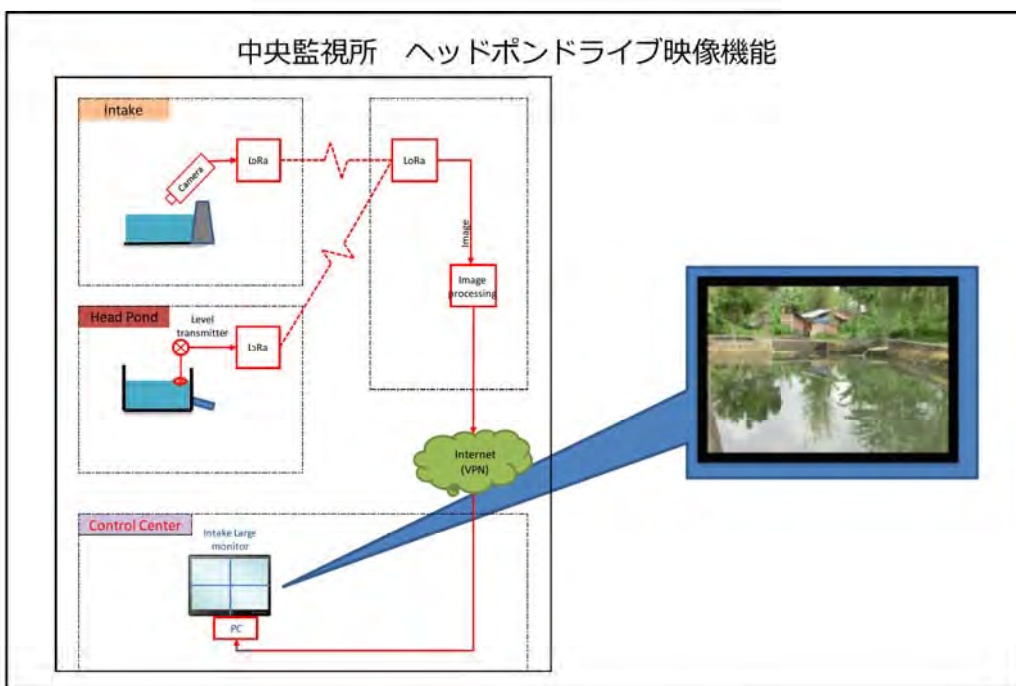


図 6-4 中央監視所 ヘッドポンド水位計測及び、水路ライブ映像送信機能概念図



## 6.5.4 現状把握

### (1) 現況確認

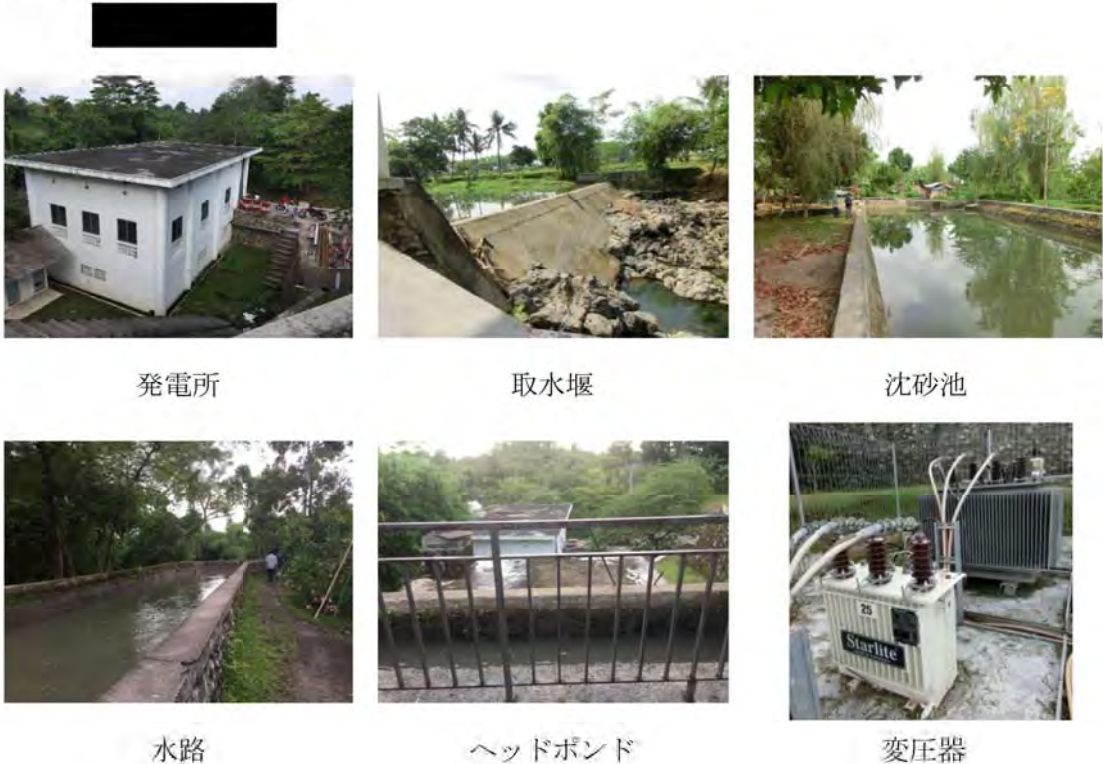
[REDACTED] 及び、中央監視所予定場所の調査を実施。発電所の全体概要（水路の構成、機器構成、レイアウト等）及び、遠方監視システム構想の概念を確認した。

#### a. 主要機器の仕様

表 6-9 主要機器の仕様

	<span style="background-color: black; color: black;">[REDACTED]</span>	<span style="background-color: black; color: black;">[REDACTED]</span>
水車	縦型カプラン水車	横型フランシス水車
	<span style="background-color: black; color: black;">[REDACTED]</span>	
発電機	縦型凸極同期発電機	横型凸極同期発電機
	<span style="background-color: black; color: black;">[REDACTED]</span>	
励磁機	励磁変圧器+コレクタブラシ方式	励磁変圧器+コレクタブラシ方式
制御装置	メーカーオリジナル制御装置	メーカーオリジナル制御装置
	<span style="background-color: black; color: black;">[REDACTED]</span>	

#### b. 発電所の俯瞰





水車發電機



制御盤



調速裝置



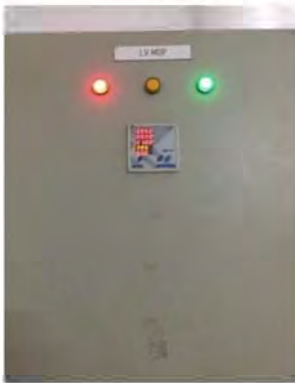
高圧開閉器盤  
(20kV switchgear)



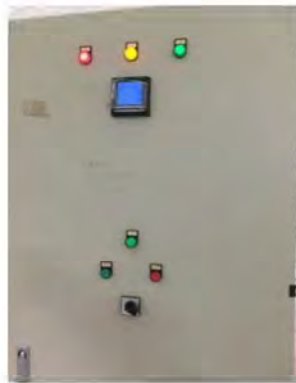
取引用電力量計



蓄電池充電器



低圧開閉器盤  
(Outgoing Panel)



所内電源分電盤



發電所



取水堰



水路





Power house 俯瞰



開閉器盤、分電盤の配列



発電機



水車



调速装置



変圧器



高压開閉器盤  
(20kV switchgear)



取引用電力量計



低压開閉器盤  
(Outgoing Panel)



蓄電池充電器



所内電源分電盤



制御盤、励磁用変圧器の配列



制御盤



制御盤 (指示計部拡大)



制御装置 (P L C)



励磁用変圧器

図 6-5

俯瞰

c. 単線結線図

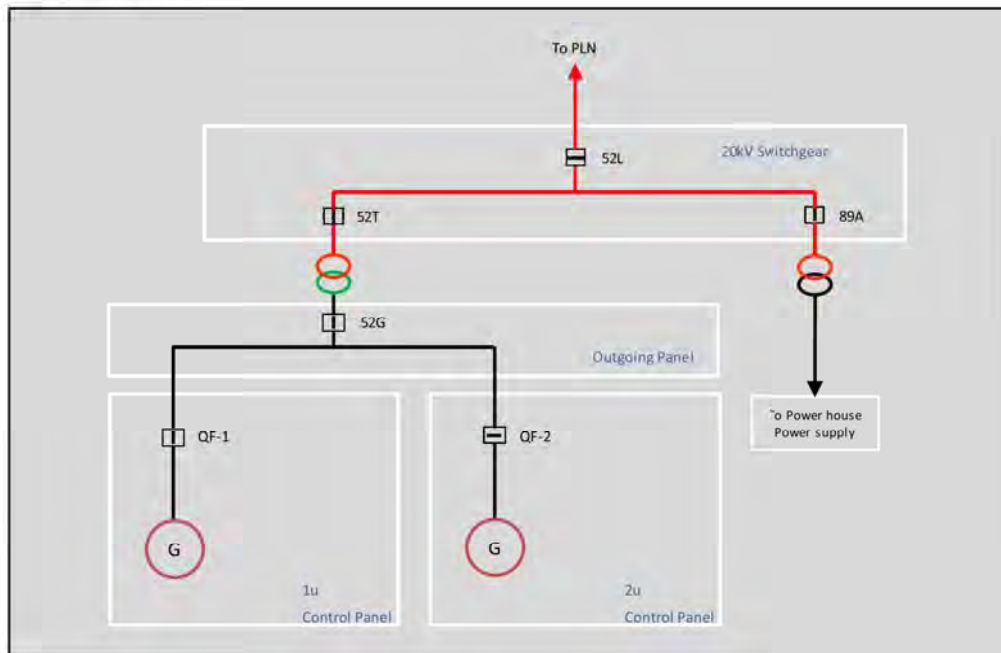


図 6-6 単線結線図 (

d. 制御盤、開閉装置、分電盤、操作器、表示器

制御盤等の種類とそこに取り付けられている操作器、表示器等の数は、表 6-10 の通りである。

なお、本表は [REDACTED] である。

表 6-10 B 発電所の制御盤等に取り付けられた制御監視機器の数

Type of control board	Device name and purpose							Total
	Meter	PB	CS	COS	Control device	PB + Lamp	Lamp	
	Measuring	Control	Control	Control	Control	Control + Indication	Indication	
Integrated Control Panel	9	1	4	2	1	7	2	26
Governor control Panel		2		2	1			5
Governor Oil Pump Control Box				1				1
LVMDP Panel							3	3
Outgoing Panel		2		1			4	7
20kV Switchgear Incoming	1	3		1			3	8
20kV Switchgear Outgoing	1							

(2) 技術図書の入手

遠方監視を計画するにあたり、[REDACTED] 次の技術図書を入手した。

- ① シーケンス図
- ② インストールとメンテナンス説明書 (75-800 k W)
- ③ 水力発電所統合制御システムテクニカルマニュアル (WPET8000 Hydropower Integrated Control System Technical Manual)

(3) 技術図書の分析

a. 水車及び、発電機制御のハードウェア(コントローラ)

シーケンス図及び、水力発電所統合制御システムテクニカルマニュアルによると、水車及び、発電機のコントロールをつかさどるハードウェア (以後、ユニットコントローラと呼ぶ)には、中 [REDACTED]

[REDACTED] 使用されていることが分かった。



PLCにはプログラムの登録や、変更、チューニング等のメンテナンスを行うために、パソコンを接続する必要がある。このため、パソコンと接続できるようなインターフェースが用意されているのが一般的であり、本器も例外ではなく、Ethernet 端子が準備されていた。

更に後述する、シーケンス制御もフィードバック制御もこの1台の PLC で行われていることも分かった。

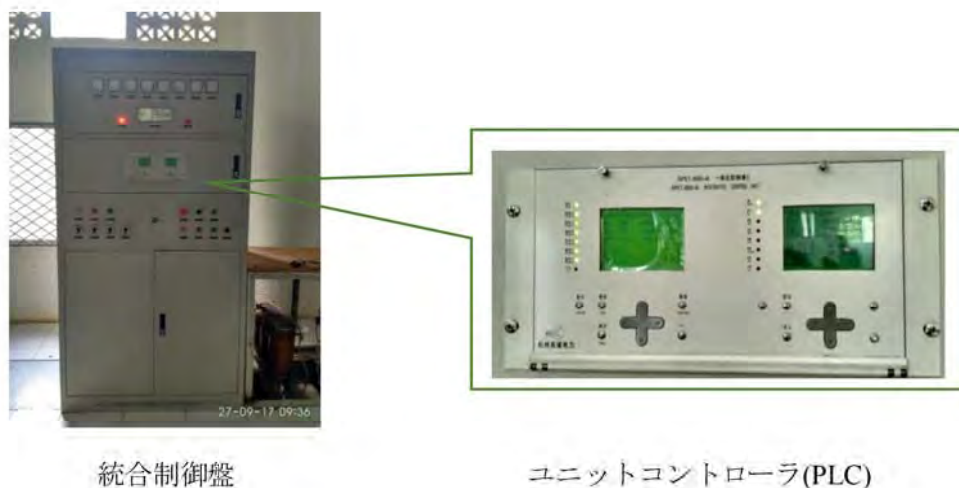


図 6-7 統合制御盤とユニットコントローラ (PLC)

【メモ：\*1】

PLC とは、別名シーケンサ ( ) であり、日本国内だけで通用する名称) ともいわれ、『デジタル又はアナログ入出力\*2を介し、種々の機械及びプロセスを制御するために、論理、順序、計時、計数及び算術演算のような特有機能を実行し、使用者が使う命令を内部に記憶するためにプログラマブルメモリを使用し、工業環境下で使用するために設計されたデジタル演算電子システム。PLC 及び関連周辺装置は、容易に工業制御システムに統合でき、容易にそれらの意図した機能すべてを利用できるように設計されている。』（日本工業規格 JIS B3501:2004(IEC/FDIS 61131-1:2003)プログラマブルコントローラ 一般情報)と定義されている。

簡単にすると、パソコンのようにデジタル信号を扱う機器であり、CPU(演算部)やメモリー(記憶部)、入出力 IC(入出力インターフェース)によって構成され、制御内容をあらかじめプログラムによって表現し、これを逐次実行することによりシーケンス制御を行う装置である。従って、アナログ信号は、A/D 変換器によってデジタル信号に変換され、PLC から出力されアナログは D/A 変換器によって、アナログ信号に変換される。

また、最近の PLC はシーケンス制御機能の他、フィードバック制御機能も備えたものが多い。

プログラムの登録や、変更、チューニング等プログラマブルメモリへのアクセスには、外部にパソコンを接続し、メーカー専用のアプリケーションソフトを用いて行うのが一般的であり、そのためのインターフェースが用意されている。

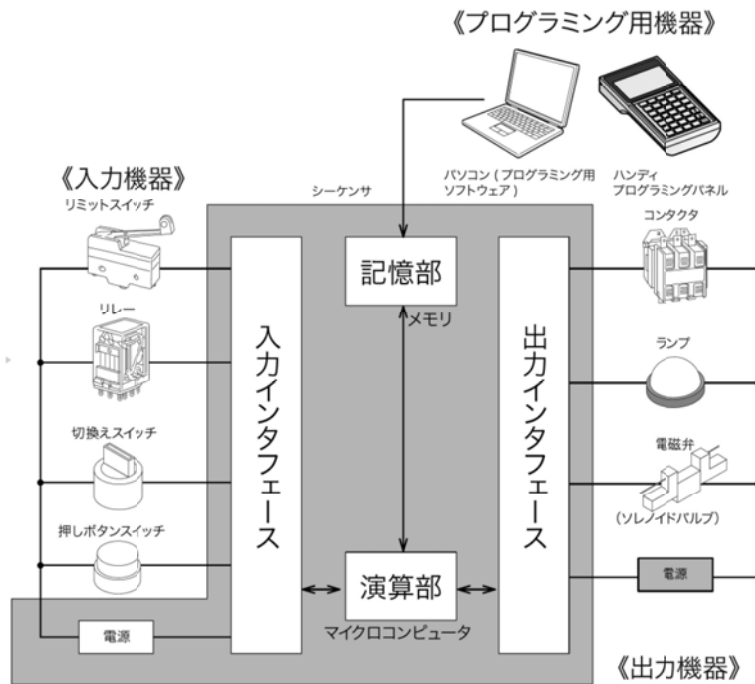


図 6-8 PLC のしくみ

出典：三 [REDACTED] 入門編より一部引用

【メモ：\*2】

「アナログ」、「デジタル」とは自然界にある音や温度、光などの情報は連続的な値で変化します。この連続した値を「アナログ」と呼びます。

一方、コンピューターの世界では、情報は飛び飛びの離散的な値で扱います。この離散した値を「デジタル」と呼びます。

また、連続的な情報であるアナログ信号を取り扱う回路を「アナログ回路」と呼び、離散的な情報であるデジタル信号を取り扱う回路を「デジタル回路」と呼ぶ。

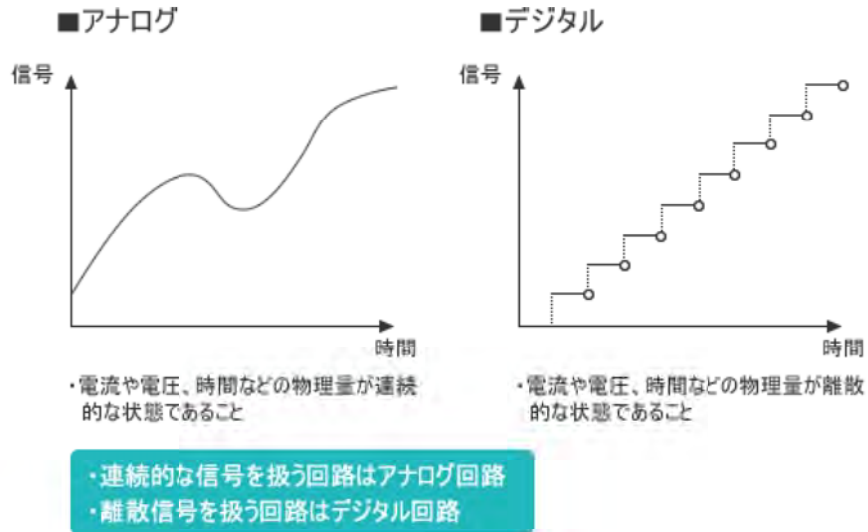


図 6-9 「アナログ」と「デジタル」

出典：Renesas Electronics デザイン/サポート 設計・開発サポート情報 Renesas Engineer School より抜粋



b. ユニットコントローラの入出力

ユニットコントローラに接続されている入力及び、出力は「表 6-11 ユニットコントローラ 入出力リスト」の通りである。

表 6-11 ユニットコントローラ 入出力リスト

(アナログ入力信号)

No.	Module	Terminal	Variable Name	
1	P4	AC function board	1	Generator Voltage U
2			4	Generator Voltage V
3			3	Generator Voltage W
4			5,6	Generator Current A
5			7,8	Generator Current B
6			9,10	Generator Current C
7			11,12	Generator Current A (Protection)
8			13,14	Generator Current B (Protection)
9			15,16	Generator Current C (Protection)
10			21	Low Voltage Bus Voltage U
11			22	Low Voltage Bus Voltage V
12	P5-U	DC function board	1,2	Generator Thrust bearing Temperature (PT100 Ω)
13	P5-U		4,5	Generator Journal bearing Temperature-1 (PT100 Ω)
14			7,8	Generator Journal bearing Temperature-1 (PT100 Ω)
15	P5-D		1,2	Excitation Voltage
16			3,4	Excitation Current

## (デジタル入力信号)

No.	Module	Terminal	Variable Name	
17	P7 I/O Input function board	1	Guide vane open	
18		2	Guide vane close	
19		3	Main valve fully open	
20		4	Main valve fully close	
21		6	Start button	
22		7	Stop button	
23		8	Emergency Shutdown	
24		9	Breaker close position	
25		11	Governor failure	
26		12	Governor power disappear	
27		13	Excitation switch on	
28		14	excitation fault	
29		16	Pressure signal	
30		17	Automatic synchronization input	
31		18	brake has been reset	
32		19	brake has been put into	
33		P8 I/O Input function board	1	Governor elegant normal
34			2	Governor oil pressure too low
35			3	Governor low oil pressure
36	4		Spare	
37	6		main variable heavy gas operation	
38	7		Water level	
39	8		Reset button	
40	9		breaker storage signal	
41	11		Fault point 1	
42	12		Fault point 2	
43	13		Fault point 3	
44	14		Fault point 4	
45	16		Fault point 5	
46	17		The accident point 1	
47	18		The accident point 2	
48	19		The accident point 3	

## (デジタル出力信号)

No.	Module	Terminal	Variable Name
49	P9 I/O Output function board	1	Protection trip
50		2	Alarm Indication
51		3	Close the Main valve
52		4	breaker-on
53		6	breaker-off
54		7	Building up
55		8	Combined excitation switch
56		9	De-excitation
57		11	Increase the reactive power
58		12	Reduce the reactive power
59		13	Excitation switch-off
60		14	Brake input
61		16	Brake out



62		17	The energy storage
63		18	Open main valve
64		19	Ready for lights
65	P10	1	Spare
66		2	Spare
67		3	Increase active power
68		4	Reduce active power
69		6	Open governor
70		7	Stop governor
71		8	Emergency stop governor
72		9	Governor stop reset
73		11	Governor oil pump
74		12	Jump of circuit breaker
75		13	Spare
76		14	Spare
77		16	Open cooling water
78		17	Close cooling water
79		18	Open the bypass valve
80		19	Close the bypass valve

c. 水車の调速機（ガバナ）

水車の调速機として、下図のようなコントローラが設置されていた。

シーケンス図も、説明書もなく、詳細は不明であるが、コントローラには、デジタルコントローラとの記述があるので、水車及び、発電機制御と同様、メーカーオリジナルのコントローラのようなのである。



水車と调速機



コントローラ

図 6-1 水車と调速機

d. 変圧器、所内母線、送電開閉器の制御装置

これら機器の制御を記述した文書も図面も見当たらなかった。しかし、盤面の操作スイッチや表示灯等、使用器具の状態から、経験的にワイヤードロジックで構成されていると推測した。



e. 水車及び、発電機制御(ソフトウェア)

受領したシーケンス図及び、水力発電所統合制御システムテクニカルマニュアルを分析したところ、発電所のコントロールの大部分はシーケンス制御\*3によって行われており、発電機の励磁制御だけにフィードバック制御\*3が使われているようだ。これらは、1台のユニットコントローラで行われている。

【メモ：\*3】

自動車等の生産工場ではFA（Factory Automation）が、電気、ガスなど製造工場ではプロセス・オートメーションが細部にわたり導入されている。

オートメーションは大別するとシーケンス制御とフィードバック制御から構成される。

シーケンス制御は、『シーケンスプログラムを実行する制御。プログラムは、あらかじめ定められた順序、前段の動作の実行、ある条件の充足などによってシステムの動作を定める。』（日本工業規格 JIS B0155:1997 工業プロセス計測制御用語及び定義）と定義され、全自動洗濯機のようにスタートスイッチを押すだけで洗濯が終了するような順序立った一連の動作をいう。

一方、フィードバック制御は、『フィードバックによって制御量を目標値と比較し、それらを一致させるように操作量を生成する制御。』（同）と定義され、ルームエアコンのように温度設定室内の温度（制御量）を計測し、設定された希望の温度（目標値）と比較し、その偏差が減少するように加熱あるいは冷却を行い、室内温度（制御量）を目標値に近づけるように自動的に制御する動作をいう。

f. 水車及び、発電機の起動、停止制御

水力発電所統合制御システムテクニカルマニュアルによると、スタートアップでは「スタートアップコマンドが実行されると、スタートアップ処理画面に自動的に切り替わり、起動完了までの起動順序を表示し、起動処理を指示する。実行中のステップが完了すると、プログラムは自動的に次のステップに入る。実行中のステップは、点滅の動きをする。」、シャットダウンでは、「停止指令が出された後、自動的に停止処理の表示に切り換わり、停止順序を表示し、停止処理を実行する。実行中のステップが完了すると、プログラムは自動的に次のステップに入る。実行中のステップは、点滅の動きをする。」と記述されている。

従って、発電機の起動は、起動プロセスを順序立てて組み立てたシーケンスによって、自動で実行され、通常停止（設備の故障や送電系統の停電、災害に起因する停止は、緊急停止として区分する）も同様に停止プロセスを順序立てて組み立てたシーケンスによって、自動で実行されている。しかし、詳細なロジックは開示されていないので、詳細を

知ることはできない。

g. 運転中の発電機制御

運転中は、発電機電圧を規定の値に制御するための励磁制御にフィードバック制御が行われている。コントローラは、プロセス状態値を自動監視しており、事故や故障の発生を監視している。これも、詳細な制御ロジックは開示されていない。

h. ユニットの保護

シーケンス図及び、水力発電所統合制御システムテクニカルマニュアルにも、本機能の詳細な制御ロジックは、開示されていない。

しかし、水力発電所統合制御システムテクニカルマニュアルの緊急時のシャットダウンの項に、「①温度が高すぎる、②低油圧ガバナ事故、③せん断ピン切断、④速度> 140%では、保護動作として、制御システムは自動的に緊急停止し、機器を保護する」とあり、また、保護の項には、電気装置の保護として、①OV-I 動作(過電流動作)、②OV-U 動作(過電圧動作)、③LO-U 動作(低電圧動作)、④LO-F 動作(低周波数動作)、⑤OV-F 動作(過周波数動作)があると記述している。

また、シーケンス図のPLC入力シートには、〇〇故障、〇〇障害、〇〇事故といった、トリップインターロック\*4とみられる回路がある。

【メモ：\*4】

インターロックとは、安全装置・安全機構の考え方の一つで、ある一定の条件が整わないと他の動作ができなくなるような機構のこと。ここでは、ある条件が整ったら、トリップ動作になるような機構のこと。

シーケンス図及び、水力発電所統合制御システムテクニカルマニュアルの記述を総合すると、発電機の保護については、PLCの内部演算処理によって、①OV-I 動作(過電流動作)、②OV-U 動作(過電圧動作)、③LO-U 動作(低電圧動作)、④LO-F 動作(低周波数動作)、⑤OV-F 動作(過周波数動作)を検知し、緊急時のシャットダウンの項にある、「①温度が高すぎる、②低油圧ガバナ事故、③せん断ピン切断、④速度> 140%の各緊急停止要因は、PLC以外の設備、機器から発信される信号で、PLCに直接入力されている。

これらの保護要因、緊急停止要因は、PLCの内部演算処理として、論理和処理され、いずれかの信号が成立すれば事故と認識され、保護動作つまり、緊急シャットダウンシーケンスがスタートされる。

保護動作が始まると、設備の安全と電力システムの安定を図る目的で速やかに発電を停止

し、送電線に接続する遮断器を開放する。

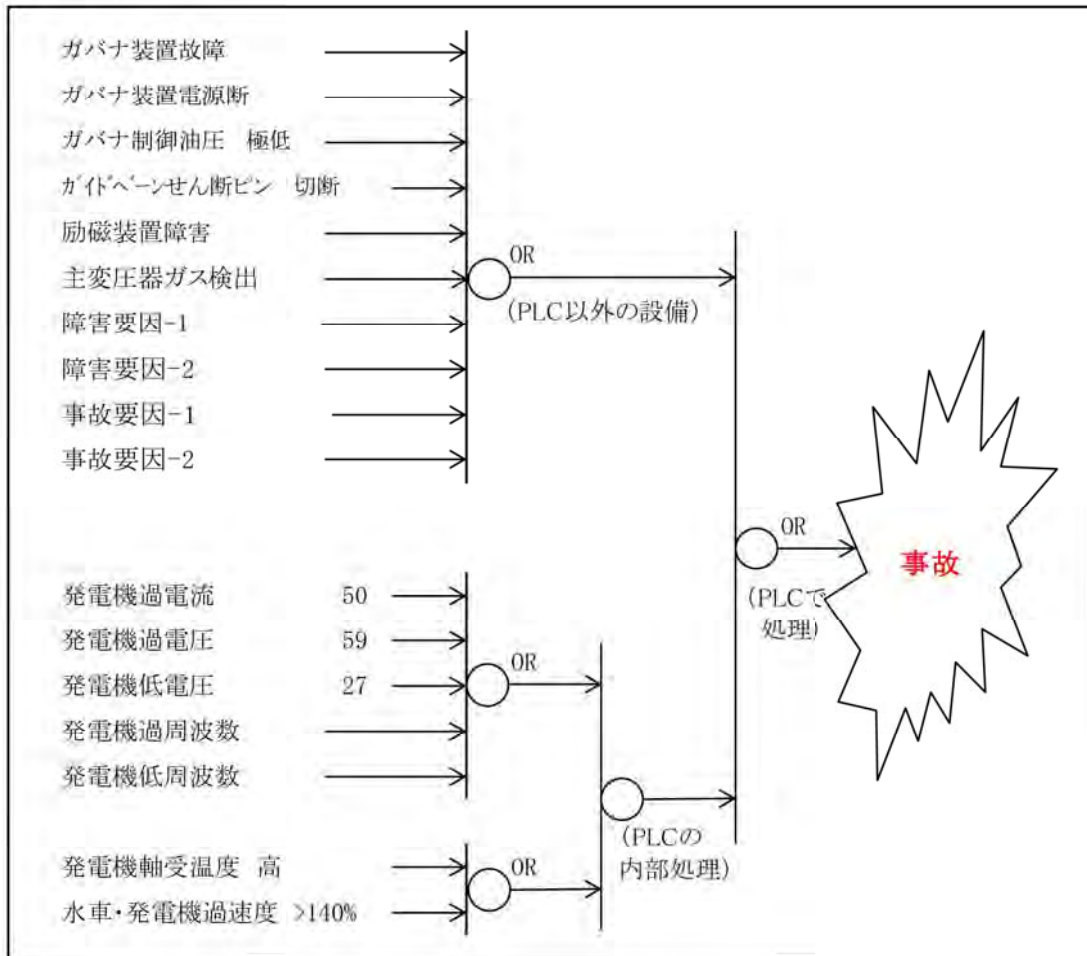


図 6-10 発電所設備の保護インターロック線図

### 6.5.5 改善策の検討（遠方監視システムの作成）

現地調査と技術図面の分析結果に基づいて、遠方監視システムを作成した。

#### (1) 中央監視所に伝送する情報

遠方監視に必要な情報は、発電所と同じ情報を得られることとして全情報を伝送することとした。

#### (2) 遠方監視システムの構成

現地調査結果、図書の分析結果から、遠方監視システム案を作成した。

- 発電所内に所内 LAN を構築し、運転データ及び、ヘッドポンドの水位データ、水路のライブ映像を収集する。プロトコルは、Ethernet とする。



- 運転データを集約するための装置として、PC を設置し、SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) \*5 ソフトをインストールする。(以下 運転データ収集システムと言う)
- ヘッドポンドの水位データ、水路のライブ映像を収集するための装置として、PC を設置する。(以下 水位データ及び水路映像システムと言う)
- 取得、集約したデータは、ルーターを介して公共の携帯電話網を使ったインターネットによって中央監視所に伝送する。インターネットは、セキュリティを重視して VPN (Virtual Private Network) を採用する。
- 運転データのうち水車・発電機に関するデータは、ユニットコントローラ及び、ガバナコントローラから、Ethernet または、RS485(MODBUS)によって取得し、所内 LAN に接続する。
- 積算電力量は、20kV Switchgear から取得する。
- 運転データのうち、開閉装置に関するデータは、Outgoing Panel、20kV Switchgear の盤面に取り付けられているマルチファンクションメータ (配電盤の電圧、電流、電力などを 1 台のメータで計測する機器) から RS485(MODBUS) によって取得する。開閉器の位置データは、新たにデータ取得のための機器を設置する。
- 水位データ及び水路映像システムのうち、ヘッドポンドの水位計測設備は、ヘッドポンドの水位が規定水位より下がったときはガイドベーンを絞り (発電出力を下げる)、上がったときは開ける (発電出力を増やす) 操作をして、水位を調節する必要があることから、新たに水位計測を行う設備として設置し、発電所に表示するとともに中央監視所に送信する。
- 水位データ及び水路映像システムのうち、映像設備は、水路の監視用として新たに沈砂池付近に CCTV を設置し、発電所に放映するとともに中央監視所に送信する。
- 水位データ及び水路映像システムは、計測場所及び撮影場所がパワーハウスから離れているため、メタルケーブルで構築すると減衰による信号劣化が懸念されるとともに、敷設コストが高額となることから独自の無線伝送を採用する。
- 中央監視所には、操作性及び、視認性が優れ、データの蓄積ができる SCADA を設置する。
- 各発電所、中央監視所に機器設置の目的に合わせて、停電が許される機器とそうでない機器に区分し、後者には UPS (Uninterruptible Power Supply) を取付ける。

【メモ：\*5】

FA (Factory Automation) や、プロセス・オートメーションは、大量のフィードバック

制御と、シーケンス制御によって達成される。

SCADA は、これらの制御状況や、センサーの出力、アクチュエータの開度等の計測データを収集し、監視・制御を行うのが監視制御システムである。

このため SCADA は、各オートメーション機器と通信/ネットワークで連携することを前提に、コンピューターとソフトウェアで構築されるのが基本である。



表 6-12 遠方監視するデータ (アナログ信号)

No.	Category	Unit	Device	Module	Terminal	Variable Name	
1	LCU unit	Unit1&2	WPET*1	P4	AC function board	1	Generator Voltage U
2	LCU unit	Unit1&2	WPET			4	Generator Voltage V
3	LCU unit	Unit1&2	WPET			3	Generator Voltage W
4	LCU unit	Unit1&2	WPET			5,6	Generator Current A
5	LCU unit	Unit1&2	WPET			7,8	Generator Current B
6	LCU unit	Unit1&2	WPET			9,10	Generator Current C
7	LCU unit	Unit1&2	WPET			11,12	Generator Current A (Protection)
8	LCU unit	Unit1&2	WPET			13,14	Generator Current B (Protection)
9	LCU unit	Unit1&2	WPET			15,16	Generator Current C (Protection)
10	LCU unit	Unit1&2	WPET			21	Low Voltage Bus Voltage U
11	LCU unit	Unit1&2	WPET			22	Low Voltage Bus Voltage V
12	LCU unit	Unit1&2	WPET	P5-U	DC function board	1,2	Generator t thrust bearing temperature (PT100)
13	LCU unit	Unit1&2	WPET			4,5	Generator journal bearing temperature-1 (PT100)
14	LCU unit	Unit1&2	WPET			7,8	Generator journal bearing temperature-1 (PT100)
15	LCU unit	Unit1&2	WPET	P5-D	DC function board	1,2	Excitation voltage
16	LCU unit	Unit1&2	WPET			3,4	Excitation current
81	Governor*2	Unit1&2				Guide vane position	
163	Out Going*3	Common	MFM	KMM-01U		Low Voltage Bus Voltage U	
164	Out Going	Common	MFM			Low Voltage Bus Voltage V	
165	Out Going	Common	MFM			Low Voltage Bus Voltage W	
166	Out Going	Common	MFM			Low Voltage Bus Current A	
167	Out Going	Common	MFM			Low Voltage Bus Current B	
168	Out Going	Common	MFM			Low Voltage Bus Current C	
169	20kV Sw.*4	Common	MFM	RISH Master 3410		High Voltage Bus Voltage U	
170	20kV Sw.	Common	MFM			High Voltage Bus Voltage V	
171	20kV Sw.	Common	MFM			High Voltage Bus Voltage W	
172	20kV Sw.	Common	kWh Meter	EXPORT		Export electric energy	

\*1: WPET は WPET-8000-IC の略 \*2: Governor は Governor unit の略 \*3: Out Going は Out Going panel の略 \*4: 20kV Sw. は 20kV Switchgear の略



表 6-13 遠方監視するデータ (デジタル信号)

No.	Category	Unit	Device	Module	Terminal	Variable Name			
17	LCU unit	Unit1&2	WPET	P7	I/O Input function board	1	Guide vane open		
18	LCU unit	Unit1&2	WPET			2	Guide vane close		
19	LCU unit	Unit1&2	WPET			3	Main valve fully open		
20	LCU unit	Unit1&2	WPET			4	Main valve fully close		
21	LCU unit	Unit1&2	WPET			6	Start button		
22	LCU unit	Unit1&2	WPET			7	Stop button		
23	LCU unit	Unit1&2	WPET			8	Emergency shutdown		
24	LCU unit	Unit1&2	WPET			9	breaker close position		
25	LCU unit	Unit1&2	WPET			11	Governor failure		
26	LCU unit	Unit1&2	WPET			12	Governor power disappear		
27	LCU unit	Unit1&2	WPET			13	Excitation switch on		
28	LCU unit	Unit1&2	WPET			14	excitation fault		
29	LCU unit	Unit1&2	WPET			16	Pressure signal		
30	LCU unit	Unit1&2	WPET			17	Automatic synchronization input		
31	LCU unit	Unit1&2	WPET			18	brake has been reset		
32	LCU unit	Unit1&2	WPET			19	brake has been put into		
33	LCU unit	Unit1&2	WPET			P8	I/O Input function board	1	Governor elegant normal
34	LCU unit	Unit1&2	WPET					2	Governor oil pressure too low
35	LCU unit	Unit1&2	WPET					3	Governor low oil pressure
36	LCU unit	Unit1&2	WPET	4	Spare				
37	LCU unit	Unit1&2	WPET	6	main variable heavy gas operation				
38	LCU unit	Unit1&2	WPET	7	Water level				
39	LCU unit	Unit1&2	WPET	8	Reset button				
40	LCU unit	Unit1&2	WPET	9	breaker storage signal				
41	LCU unit	Unit1&2	WPET	11	Fault point 1				
42	LCU unit	Unit1&2	WPET	12	Fault point 2				
43	LCU unit	Unit1&2	WPET	13	Fault point 3				
44	LCU unit	Unit1&2	WPET	14	Fault point 4				
45	LCU unit	Unit1&2	WPET	16	Fault point 5				
46	LCU unit	Unit1&2	WPET	17	The accident point 1				
47	LCU unit	Unit1&2	WPET	18	The accident point 2				
48	LCU unit	Unit1&2	WPET	19	The accident point 3				
49	LCU unit	Unit1&2	WPET	P9	I/O Output function board	1	Protection trip		
50	LCU unit	Unit1&2	WPET			2	Alarm Indication		
51	LCU unit	Unit1&2	WPET			3	Close the Main valve		
52	LCU unit	Unit1&2	WPET			4	breaker-on		
53	LCU unit	Unit1&2	WPET			6	breaker-off		
54	LCU unit	Unit1&2	WPET			7	Building up		
55	LCU unit	Unit1&2	WPET			8	Combined excitation switch		
56	LCU unit	Unit1&2	WPET			9	De-excitation		
57	LCU unit	Unit1&2	WPET			11	Increase the reactive power		
58	LCU unit	Unit1&2	WPET			12	Reduce the reactive power		
59	LCU unit	Unit1&2	WPET			13	Excitation switch-off		
60	LCU unit	Unit1&2	WPET			14	Brake input		
61	LCU unit	Unit1&2	WPET			16	Brake out		
62	LCU unit	Unit1&2	WPET			17	The energy storage		
63	LCU unit	Unit1&2	WPET			18	Open main valve		

64	LCU unit	Unit1&2	WPET	P1 0	I/O Output function board	19	Ready for lights
65	LCU unit	Unit1&2	WPET			1	Spare
66	LCU unit	Unit1&2	WPET			2	Spare
67	LCU unit	Unit1&2	WPET			3	Increase active power
68	LCU unit	Unit1&2	WPET			4	Reduce active power
69	LCU unit	Unit1&2	WPET			6	Open governor
70	LCU unit	Unit1&2	WPET			7	Stop governor
71	LCU unit	Unit1&2	WPET			8	Emergency stop governor
72	LCU unit	Unit1&2	WPET			9	Governor stop reset
73	LCU unit	Unit1&2	WPET			11	Governor oil pump
74	LCU unit	Unit1&2	WPET			12	Jump of circuit breaker
75	LCU unit	Unit1&2	WPET			13	Spare
76	LCU unit	Unit1&2	WPET			14	Spare
77	LCU unit	Unit1&2	WPET			16	Open cooling water
78	LCU unit	Unit1&2	WPET			17	Close cooling water
79	LCU unit	Unit1&2	WPET			18	Open the bypass valve
80	LCU unit	Unit1&2	WPET			19	Close the bypass valve

\*1: WPET は WPET-8000-IC の略

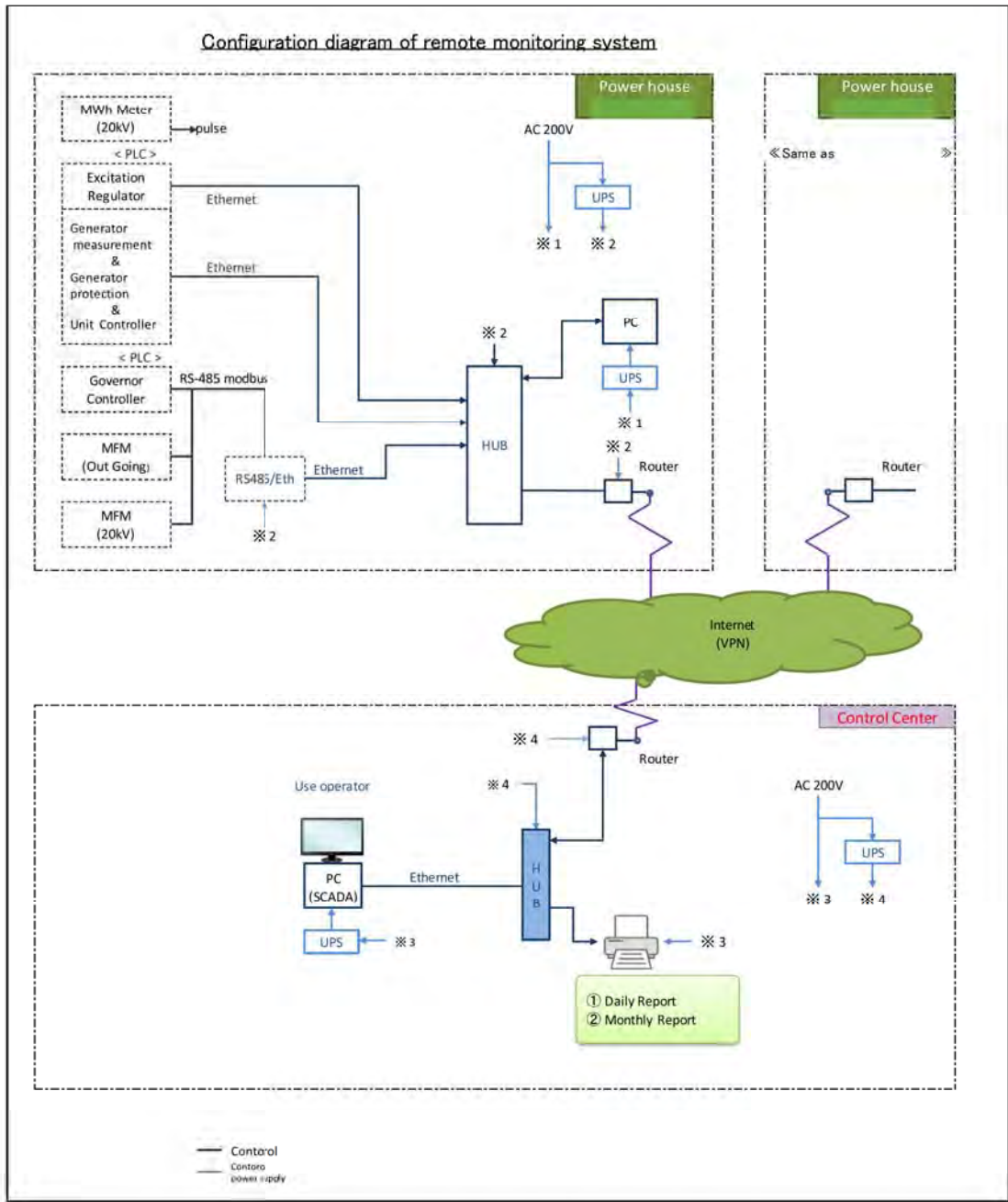


図 6-11 遠方監視システムと運転データ収集システムのハードウェア構成図

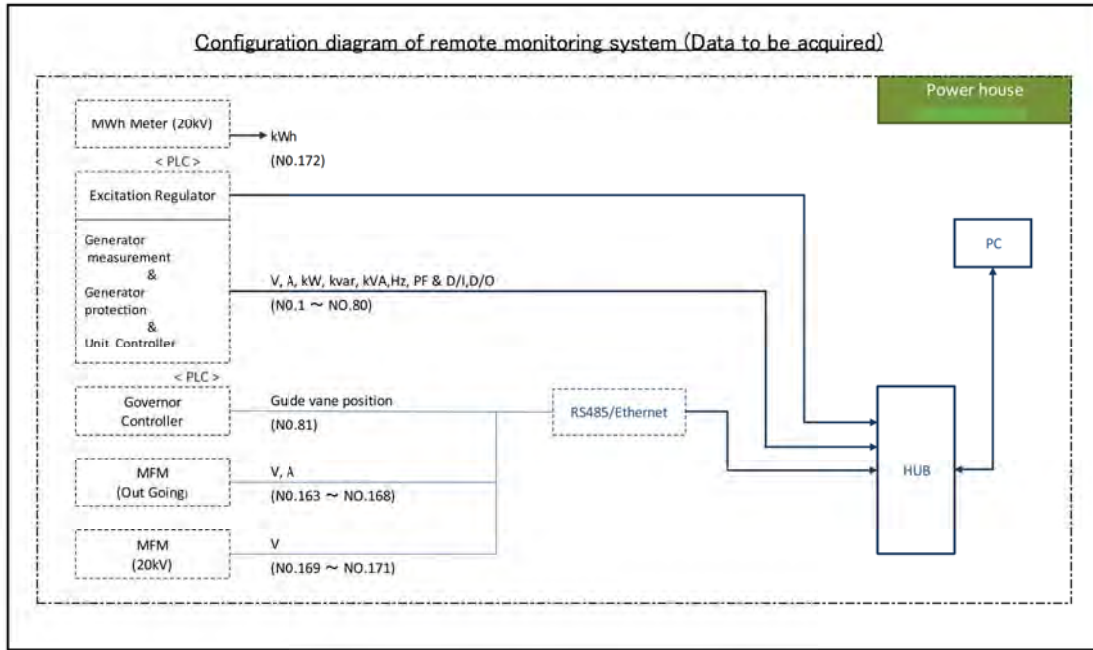


図 6-12 運転データ取得システムによって取得するデータ

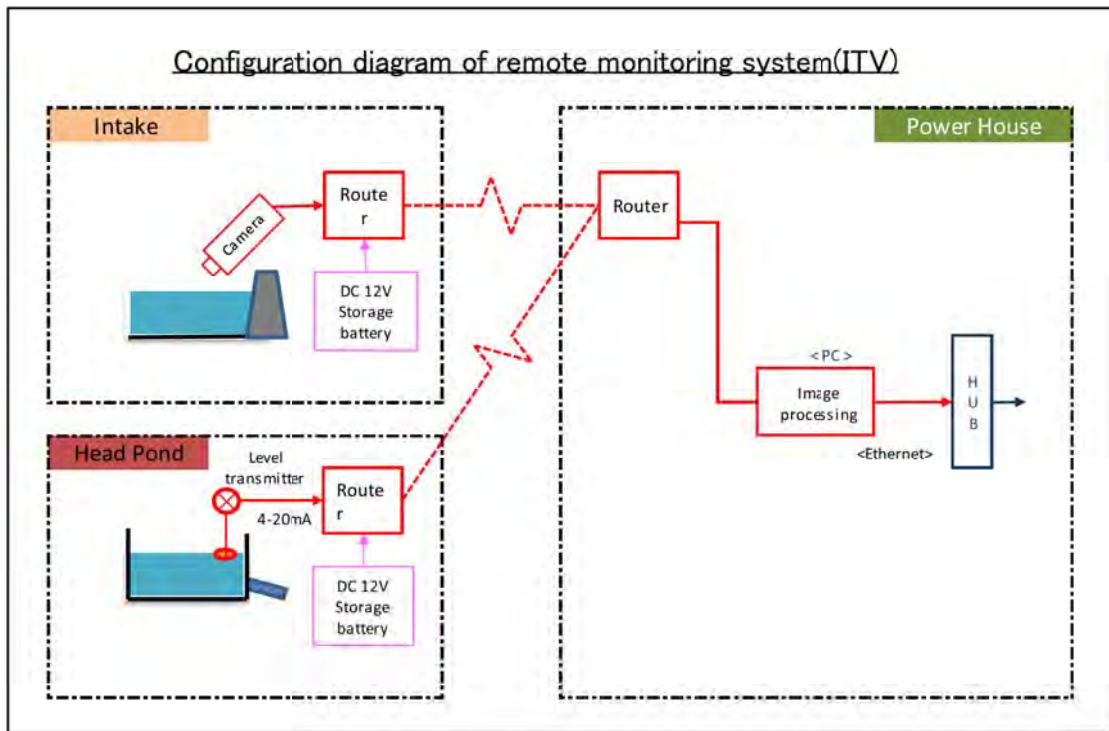


図 6-13 水位データ及び水路映像システム ハードウェア構成図



### 6.5.6 システム構成の確認

2017年9月、作成した「遠方監視システム構成図」を現地に持ち込み、実現性を確認した。

#### (1) 運転データ収集システムに関する確認

##### a. ユニットコントローラとのコミュニケーション

ユニットコントローラ(PLC)のコミュニケーション端子にパソコンを接続し、データ取得を試みた。コミュニケーション端子は、シーケンス制御の制御手順をPLCにプログラミングしたり、変更したり、チューニングしたり、モニタリングするなど、主に保守に使うために設けられた端子である。したがって、メーカーのオリジナルティが尊重される領域である。今回、PLCメーカーから専用のアプリケーションソフトの入手ができず、コミュニケーションは不通だった。

コミュニケーションが不通であったことは、データの取得だけでなく、シーケンス制御の手順(ロジック)の解読ができず、当初に受領した「水力発電所統合制御システムテクニカルマニュアル」に記述された文章を熟読して判断していくこととする。

##### b. ガバナコントローラとのコミュニケーション

ガバナコントローラには、コミュニケーション端子が設置されていなかった。

##### c. 低圧 Outgoing panel、20kV Switchgear とのコミュニケーション

低圧 Outgoing panel、20kV Switchgear から、電気量情報、開閉器位置情報取得を試みた。

低圧 Outgoing panel に取り付けられたマルチファンクションメータには、コミュニケーション端子が設置されていなかった。

また、20kV Switchgear のマルチファンクションメータは、型番から調べるとコミュニケーション端子が取り付けられている仕様であったが、20kV Switchgear は閉鎖型開閉器盤構造(母線がボルト締めされた鋼板で囲まれた閉鎖空間にある構造)なうえ活線(通電中)状態であったことから、確認できなかった。

開閉器の位置情報(開閉器が開いているのか、閉じているのかを検出するセンサー)についても、閉鎖型開閉器盤構造のため外観から確認できなかった。また、これら機器の制御を記述した文書も図面も見当たらなかった。

積算電力計についても、20kV Switchgear に取り付けられていて活線状態であったこと、鉛封印されていたことから結線が確認できなかった。更に、本器も配線図、取扱説明書のような図書もなかった。



## (2)水位データ及び水路映像システムに関する確認

- d. 水位データ及び水路映像システムについては、ヘッドポンドの水位データと水路のライブ映像を独自の無線伝送によって取得することとしていたので、その実証が容易な [REDACTED] 選択した。
- e. [REDACTED] における水位データ及び水路映像システムについては、初版に作成したシステムで工事ができることを確認した。

## (2) 発電所周辺の携帯電話網の接続性の確認

一般にインドネシアでは人口密集地から離れると電波が十分に届かない地域がある。[REDACTED] 通信接続状況を確認したところ、幸いなことに本実証に使用可能であることを確認した。

## 6.5.7 遠方監視システムの再構成

### (1) 運転データ取得方法の変更

当初は、すでに取り付けられている中国メーカーの PLC のコミュニケーション端子や MFC のコミュニケーション端子を使い、新たに取り付けるコミュニケーションツール (Ethernet を使った発電所内 LAN 及び、そこに接続される PC 並びに、コミュニケーションプログラム) を使って運転データの取得を考えていたが、これができないことが判明したので、伝送するデータを精査したうえで、新たにデータ取得のための機器を設置することとした。

### (2) 中央監視所へ伝送するデータの精査

データ取得のために新たに機器を設置するので、改造範囲と費用の最少化を目的に、伝送するデータを精査した。

#### a. 精査の条件

中央監視所へ伝送するデータを次のように限定した。

- 発電機が停止しているのか、発電しているのか その状態が判ること
- 発電中の電力(MW)、電圧(V)、電流(I)、力率(cos φ)などの電氣量が判ること
- 変圧器遮断器と系統連系遮断器の開閉状態は、発電中の電力(MW)と発電機遮断器の開閉情報で判断できることから、データ取得を断念する。
- 設備故障や異常時に発する警報が判ること
- 保護機能の作動が判ること

b. 中央監視所へ伝送するデータ

伝送データを精査した結果、中央監視所へ伝送するデータは、「表-2 中央監視所へ伝送するデータリスト」の通りとした。

表 6-14 中央監視所へ伝送するデータリスト

No.	Category	Unit	Device		Variable Name
1	LCU unit	Unit1&2	PM130EH PLUS	AC Input	Generator Voltage U
2	LCU unit	Unit1&2	PM131EH PLUS		Generator Voltage V
3	LCU unit	Unit1&2	PM132EH PLUS		Generator Voltage W
4	LCU unit	Unit1&2	PM133EH PLUS		Generator Current A
5	LCU unit	Unit1&2	PM134EH PLUS		Generator Current B
6	LCU unit	Unit1&2	PM135EH PLUS		Generator Current C
17	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1210	I/O Input	Guide vane open
18	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1211		Guide vane close
19	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1212		Main valve fully open
20	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1213		Main valve fully close
21	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1214		Start button
22	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1215		Stop button
23	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1216		Emergency shutdown
24	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1217		breaker close position
25	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1218		Governor failure
26	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1219		Governor power disappear
28	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1220		excitation fault
35	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1221		Governor low oil pressure
36	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1222		Spare
37	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1223		main variable heavy gas operation
38	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1224		Water level
41	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1225		Fault point 1
42	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1226		Fault point 2
43	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1227		Fault point 3
44	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1228		Fault point 4
49	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1229		I/O Output
50	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1230	Alarm Indication	
51	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1231	Close the Main valve	
52	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1232	breaker-on	
53	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1233	breaker-off	
71	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1234	Emergency stop governor	
74	LCU unit	Unit1&2	Mox iologic E1235	Jump of circuit breaker	

(3) 運転データ収集システムの再構成

- アナログ信号である発電機の電気量データ(電力(MW)、無効電力(MVar)、電圧(V)、電流(I)、力率(cos φ)は、新たに変換器を取り付けて取得する。センサーである PCT は既設を使用する。
- この変換器は、他社発電所で使用実績がある、MFM (Multifunction meter) とし、SATEC 社 PM130EH PLUS とする。

発電機の電気量データ取得のための  
MFM (Multifunction meter)

デジタル量データ取得のための  
リモート I/O 機器



PM130EH PLUS



ioLogik E1200 Series

図 6-2 新たに設置するデータ入力機器

- 発電機の停止/運転状態、故障警報、異常警報、保護機能の作動状態は、“1””0”のデジタル量で表せるデジタル信号であることから、新たにデジタル入力機器を取り付けて取得する。
- 新たに取り付けるデジタル入力機器は、リモート I/O 機器として汎用品であり単独で Ethernet 端子を持つ、NOXA 社 ioLogik E1200 Series を使用する。
- 発電所のデータサーバーとして設置する PC は汎用品を使用するものの、熱耐力優れるディスク型 PC とし、SCADA ソフトをインストールする。

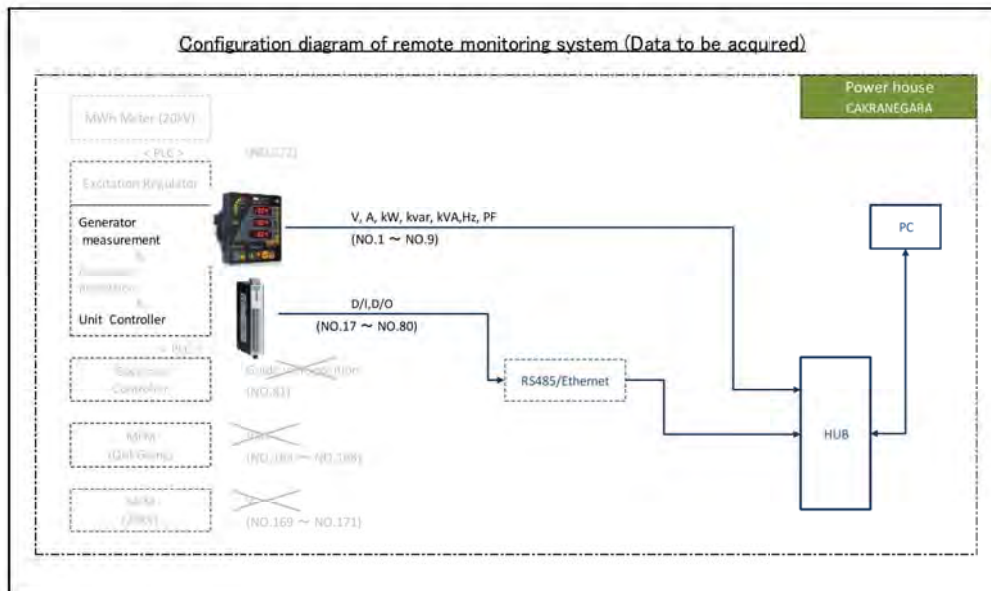


図 6-14 運転データ収集システムによって取得するデータ (再構成)



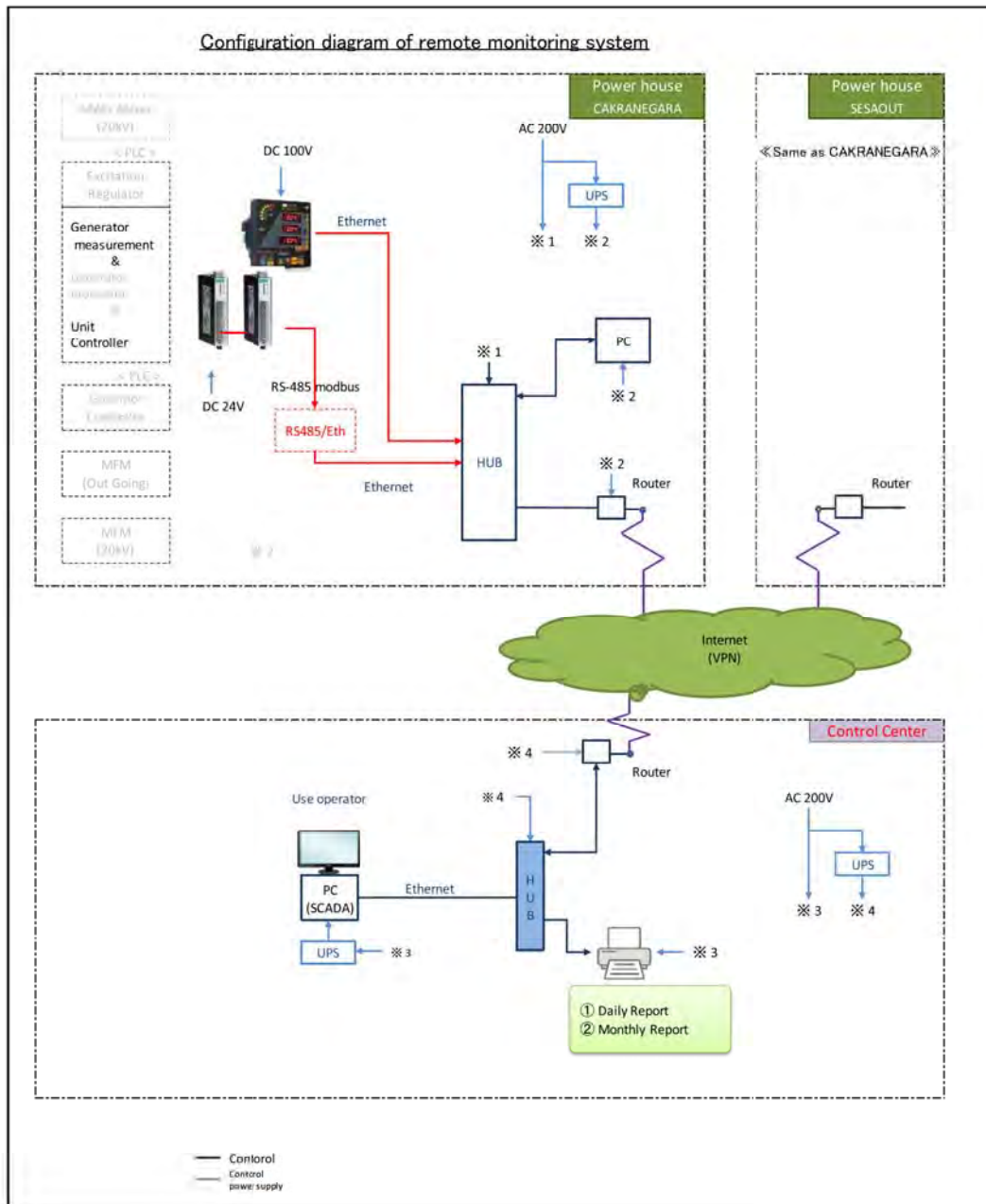


図 6-15 遠方監視システムと運転データ収集システムのハードウェア構成図（再構成）

#### (4) 水位データ及び水路映像システム

ヘッドポンドの水位データと水路中に設置されたごみ取りスクリーンに溜まるゴミを監視する CCTV の映像は、無線モジュールから受信機(Receiver)を経由して、パワーハウス内の PC に送られ集約される。集約されたデータは、発電所職員が監視できる仕様となっており、発電所に設置されている Wi-Fi ルーターを経由してクラウドシステムに伝送され、中央監視所で監視できるシステムにした。

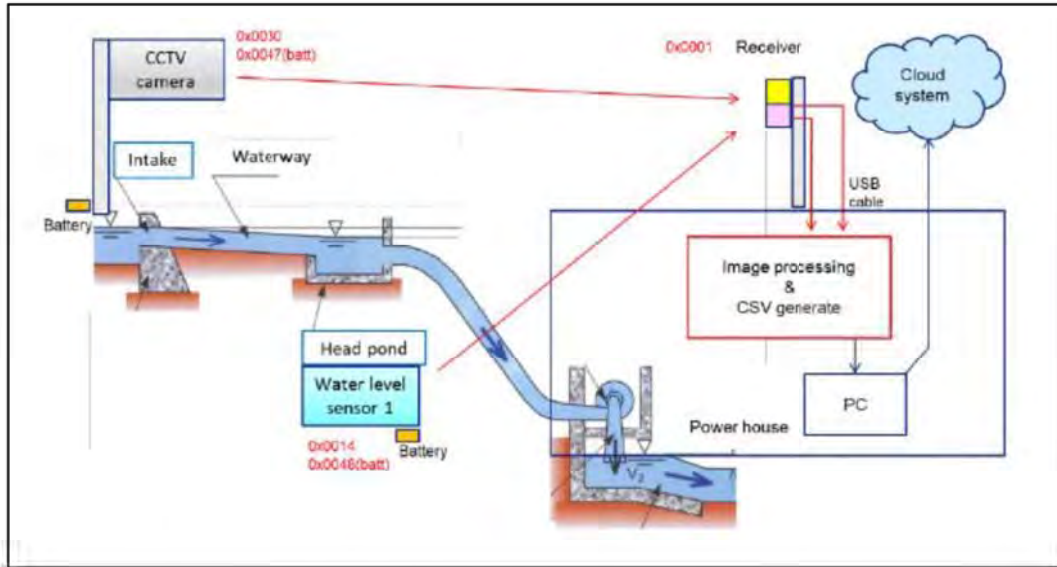


図 6-16 水位データ及び水路映像システム ハードウェア構成図

## 6.6 実証システムの開発

### 6.6.1 工事設計

- (1) 運転データ収集システムのうち発電機電気量データ（アナログデータ）取得回路設計  
 発電機電気量データ（アナログデータ）取得用の PM130EH PLUS の接続

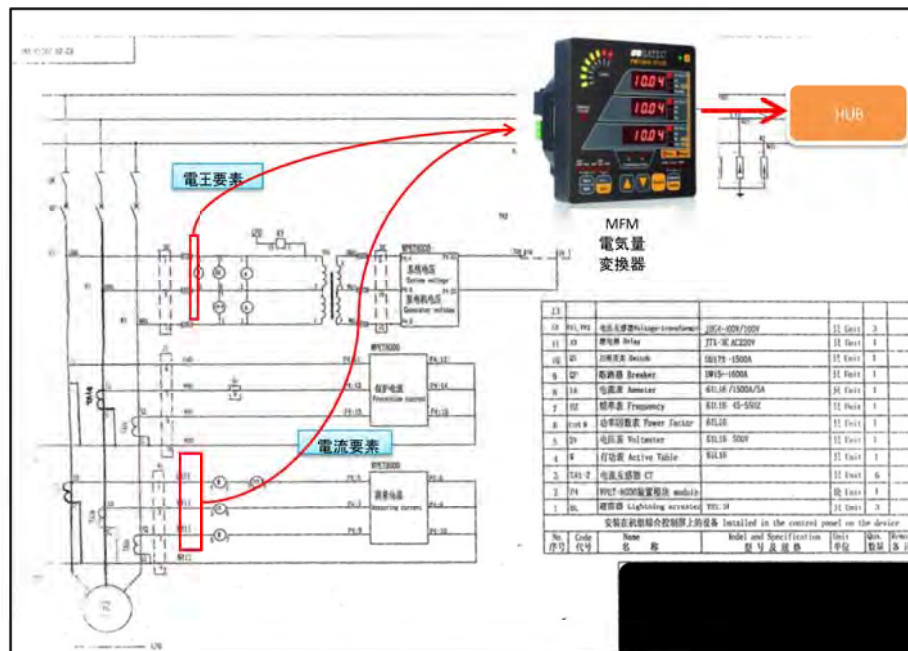


图 6-17 PM130EH PLUS の接続箇所



(2) 運転データ収集システムのうちデジタルデータの取得回路設計

a. ユニットコントローラの入力回路（接点回路）と ioLogik E1200 Series の接続

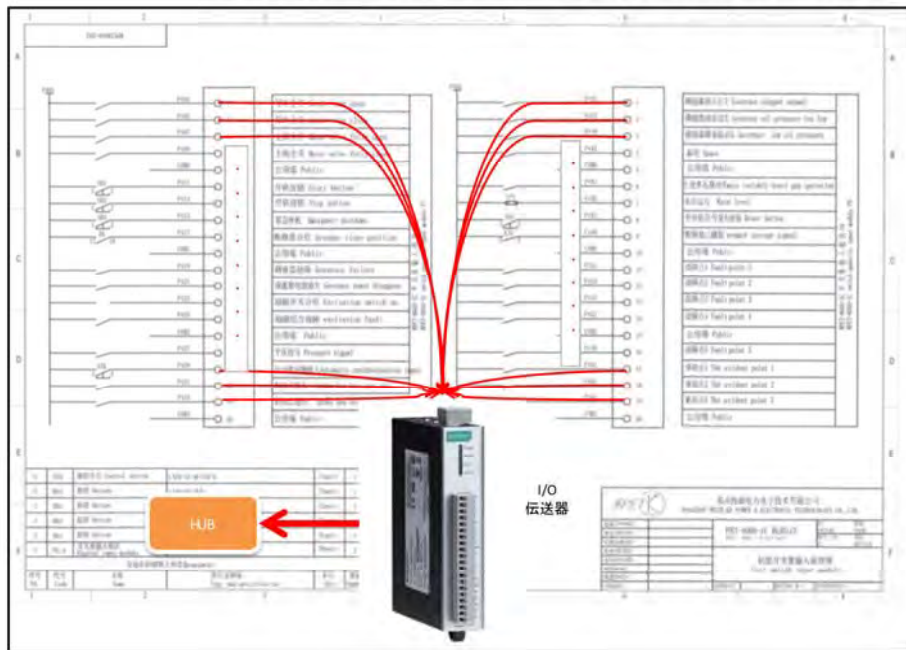


図 6-18 WPET-8000-IC の入力回路と ioLogik E1200 Series の接続箇所

b. ユニットコントローラの実出力回路（トランジスタ オープンコレクタータイプ）と ioLogik E1200 Series の接続

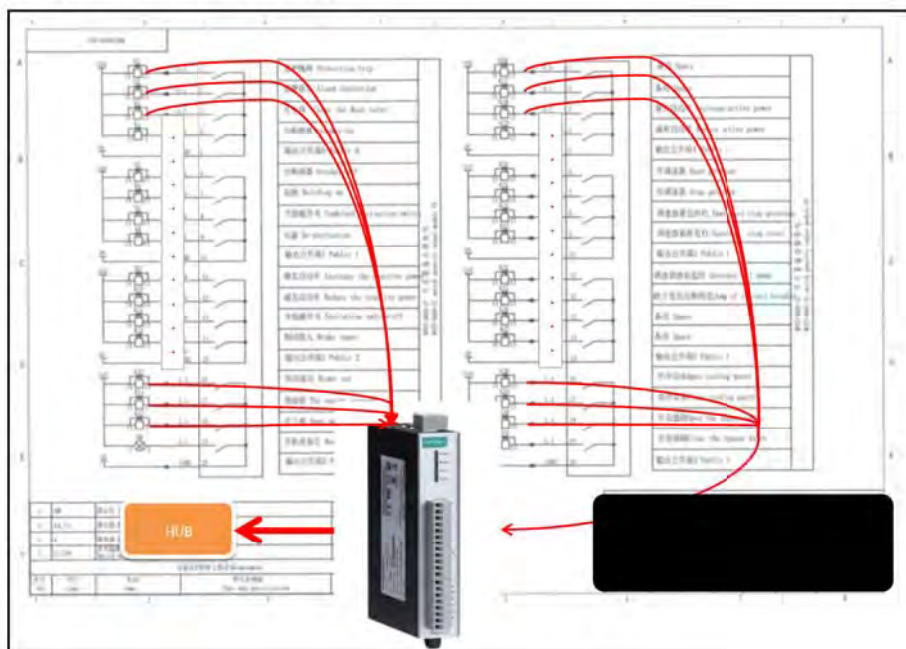


図 6-19 WPET-8000-IC の出力回路と ioLogik E1200 Series の接続箇所

(3) 運転データ収集システムの LAN 敷設計画

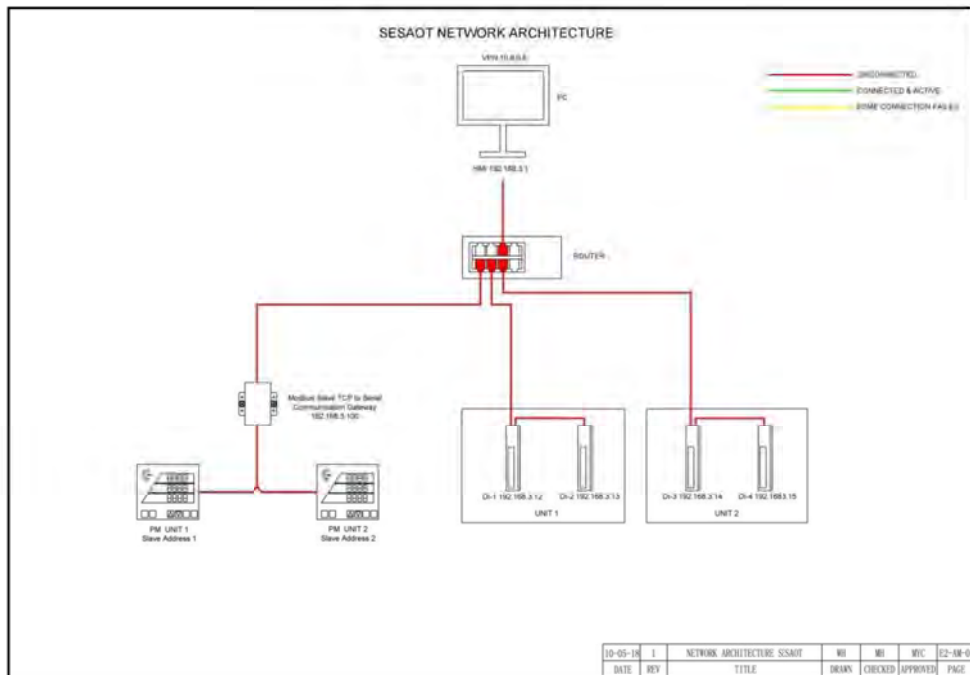


図 6-20 運転データ収集システムの LAN 敷設図

(4) 運転データ収集システムの取り付け位置



図 6-21 MFM と ioLogik E1200 Serie の取り付け場所

(5) 運転データ収集システムの取り付け機器一覧

表 6-1 遠方監視システム(運転データ収集システム)の取り付け機器一覧

No.	デバイス	概要	内訳	数量
1	MFM	電気量測定	A PS:2 B PS:2	4 台
2	ioLogik E1200 Series	I/O	A PS:4 B PS:4	8 台
3	端子台		A PS:2 B PS:2	2 竿
4	ハブ		A PS:1 B PS:1	2 台
5	RS485 to Ethernet converter		A PS:1 B PS:1	2 台
6	ioLogik E1200 取付プレート		A PS:2 B PS:2	4 枚
7	SCADA-PC		A PS:1 B PS:1 cen:1	3 台
8	PC 用 UPS		A PS:1 B PS:1 cen:1	3 台
9	盤内配線ケーブル			1 式
10	通信ケーブル			1 式

A PS: XXXXXXXXXX

(6) 水位データ及び水路映像システムの取り付け位置

図 6-22 ヘッドポンド水位センサーと水路映像撮影用 CCTV の取り付け位置

(7) 水位データ及び水路映像システムのうち、水位データ取得工事設計

- 水位センサーは水流の応力により破損しないようガイドパイプに入れ、ヘッドポンドの開口部の壁面にホールインアンカーを使って取り付ける。
- 無線機(送信機)は、直近に鋼製ポールを建て取り付ける。
- センサー及び、無線機の電源として、ポールの直下に蓄電池を据え付ける。



図 6-23 ヘッドポンドの水位センサーとデータ伝送無線設備の設置計画



(8) 水位データ及び水路映像システムのうち、水路映像取得のための工事設計

- 水路映像は、水路中に設置されたごみ取りスクリーンに溜まるゴミを監視できるとともに水路も監視できる位置として、沈砂池の中央部から沈砂池出口スクリーンをカバーする位置に CCTV を設置する。
- CCTV のデータは、直線距離で約 220m 離れたパワーハウスに送信する必要がある。伝送経路の途中には急傾斜地があつて樹木による電波遮断が懸念される。
- CCTV は広範囲をカバーする必要があること、安定した無線通信経路を確保する必要があることから、高さ 9m の鋼製ポールを建柱して取り付ける。

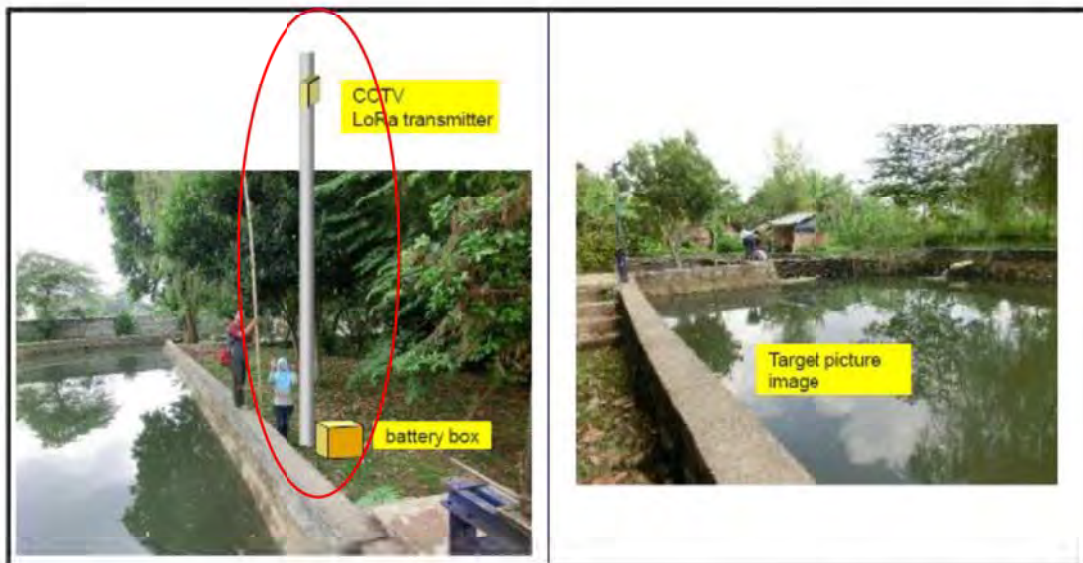


図 6-24 沈砂池に設置される CCTV とデータ伝送無線設備の設置計画



図 6-25 沈砂池に設置する CCTV 用の鋼製ポールの詳細設計図

(9) 水位信号及び、映像信号受信機のための工事設計

- 無線機（受信機）はパワーハウスの屋上に鋼製ポールを建て取り付ける。
- 受信した信号を遠方監視所に伝送するための PC を取付ける。

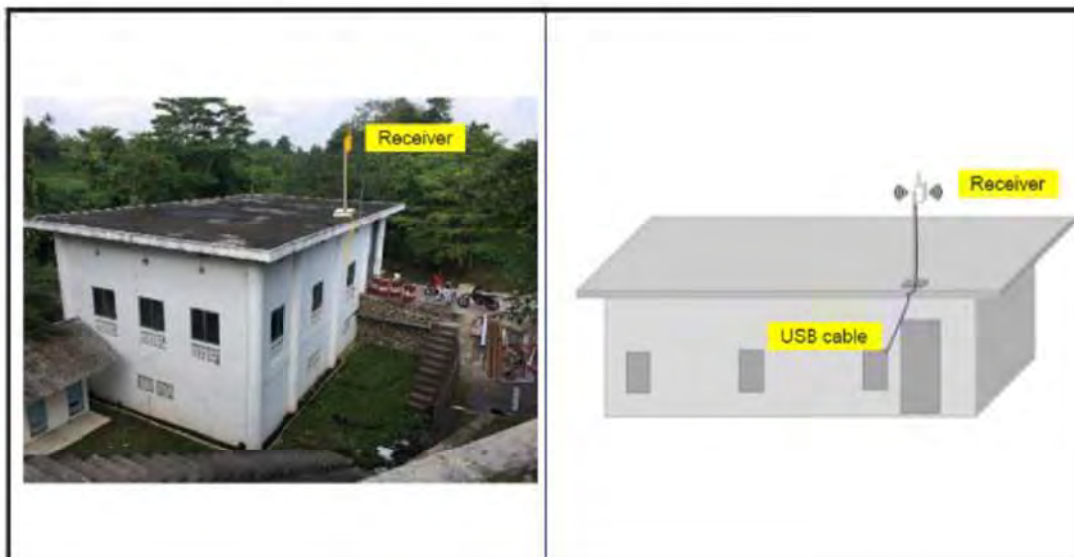


図 6-26 パワーハウス屋上への受信機(Receiver)の設置計画

図 6-27 パワーハウス屋上への受信機(Receiver)の設計図

(10) 水位データ及び水路映像システムの主要機器一覧

表 6-15 水位データ及び水路映像システムの主要機器一覧

No.	デバイス	概要	数量	単位
1	LoRa-マルチ IOT ボード	自動データ通信	1	台
2	水位計	1分毎計測	1	台
3	CCTV+マイコン+LoRa マルチ I/O ボード	10分毎通信	1	台
4	無線モジュール	無線通信中継機器	2	台
5	PC (CCTV 画像データ転送用)	中継用 PC	1	台
	電源用基盤	電源利用プラットフォーム	2	台
6	センサー用防水ケース	センサー保護	3	台
7	ポール	9m のポール : 1 (カメラ) 3m のポール : 2 (水位計、親機)	3	台
8	カーバッテリー	カメラ用 : 1 水位計用 : 1 スペア : 1	3	台
9	バッテリーボックス	シングルボックス : 2	2	台
10	USB 延長ケーブル	20m の USB 延長ケーブル	2	本
11	サージプロテクター	PC 用サージプロテクター	2	個

6.6.2 ヒューマンインタフェースの設計

(1) 中央監視所の監視要件とその対応

表 6-16 中央監視所の監視要件とその対応表

	監視要件	対策
1	発電機が停止しているのか、発電しているのか その状態が判ること	<p>オーバービュー画面に単線結線図を描き、図上の発電機シンボルを運転中は「赤色」に、停止中は「緑色」に変化させた。</p> <p>更に、図上の遮断器のシンボルも「赤色で  」と「緑色で —」に変化させた。</p>
2	発電中の電力(MW)、電圧(V)、電流(I)、力率(cos φ)などの電気量が判ること	<p>オーバービュー画面に有効電力(MW)、無効電力(MVar)、電圧(V)、電流(I)、力率(cos φ)を表示した。</p>
3	系統連系遮断器と変圧器遮断器(高圧側と低圧側)、発電機遮断器の開閉状態が判ること	<p>発電機遮断器については、1の通り。</p> <p>系統連系遮断器と変圧器遮断器(高圧側と低圧側)については、データが取得できなかったため、対象外とした。</p>
4	設備故障や異常の警報が判ること	<p>警報&amp;状態表示画面に警報一覧と、SCADA デジタル入力一覧を配置した。</p> <p>また、短時間に多くの警報が出ても後から判別できるように、操作履歴画面を作成した。</p> <p>更に、どの画面にいても発生した警報が判るように、全画面の下段に警報領域を設けた。</p>
5	保護機能の作動が判ること	<p>オーバービュー画面に緊急停止原因を列挙し、保護装置が動作すると赤色ランプが点灯するようにした。</p> <p>また、警報&amp;状態表示画面にも警報として表示させた。</p>

(2) SCADA 画面の構成

a. SCADA 画面の領域分割

SCADA の画面の領域分割及び、画面メニューは、中央監視所、  
所、 B 発電所共に同じである。

A 発電



図 6-28 SCADA の画面構成

b. SCADA 画面メニュー

- Overview
- Annunciation & Data display
- Trend graph
- Annunciation & Data history
- Network

c. SCADA 画面の詳細

- [redacted] 画面の誤認を防止するため、画面背景色を前者はピンクに、後者は水色に分けた。
- 中央監視所のメニューバーには、 [redacted] を選択する発電所選択ボタンを取り付けて、切り替えて監視できるようにした。
- 事故分析、故障分析、不具合分析のために、警報履歴と操作履歴を作成した。



遠方監視所	
[Redacted]	
[Redacted]	

図 6-29 SCADA 画面メニューの違い

d. 設計した SCADA 画面

オーバービュー		
	警報&状態表示	
<p>A 発電所には、「Shear pin shearing」「Fault Point 4」「Main valve fully open」「Main valve fully close」の表示がない。これは、[Redacted] 設備構成の違いによるものである。</p>		





図 6-30 設計した SCADA 画面

### 6.6.3 工事の実施

#### (1) 運転データ収集システムの工事

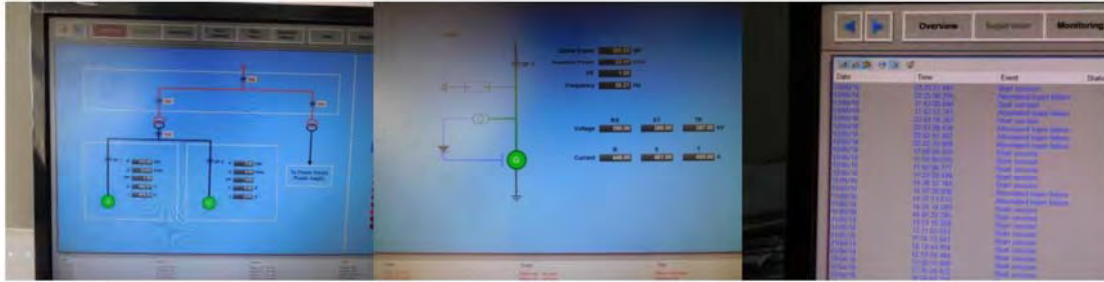
XXXXXXXXXX 工事内容は同じである。ここでは、  
XXXXXXXXXX を記述する。



MFM を取付た制御盤

MFM

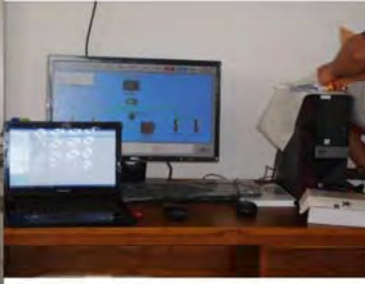
制御盤内の ioLogik



データ収集用 PC 画面



データ収集用 PC 設置状況



Wi-Fi ルーター

図 6-31 運転データ収集システム設置後の状況

(2) 水位データ及び水路映像システムの工事



水位センサー設備



水位センサーガイドパイプ



蓄電池盤





水路映像設備



CCTV&無線機(送信機)



蓄電池盤



パワーハウス屋上の受信機



水位データ及び水路映像システム用 PC(左側)



PC 画面

図 6-32 水位データ及び水路映像システム 施工後の状況

(3) 中央監視所の工事 (機器設置工事)



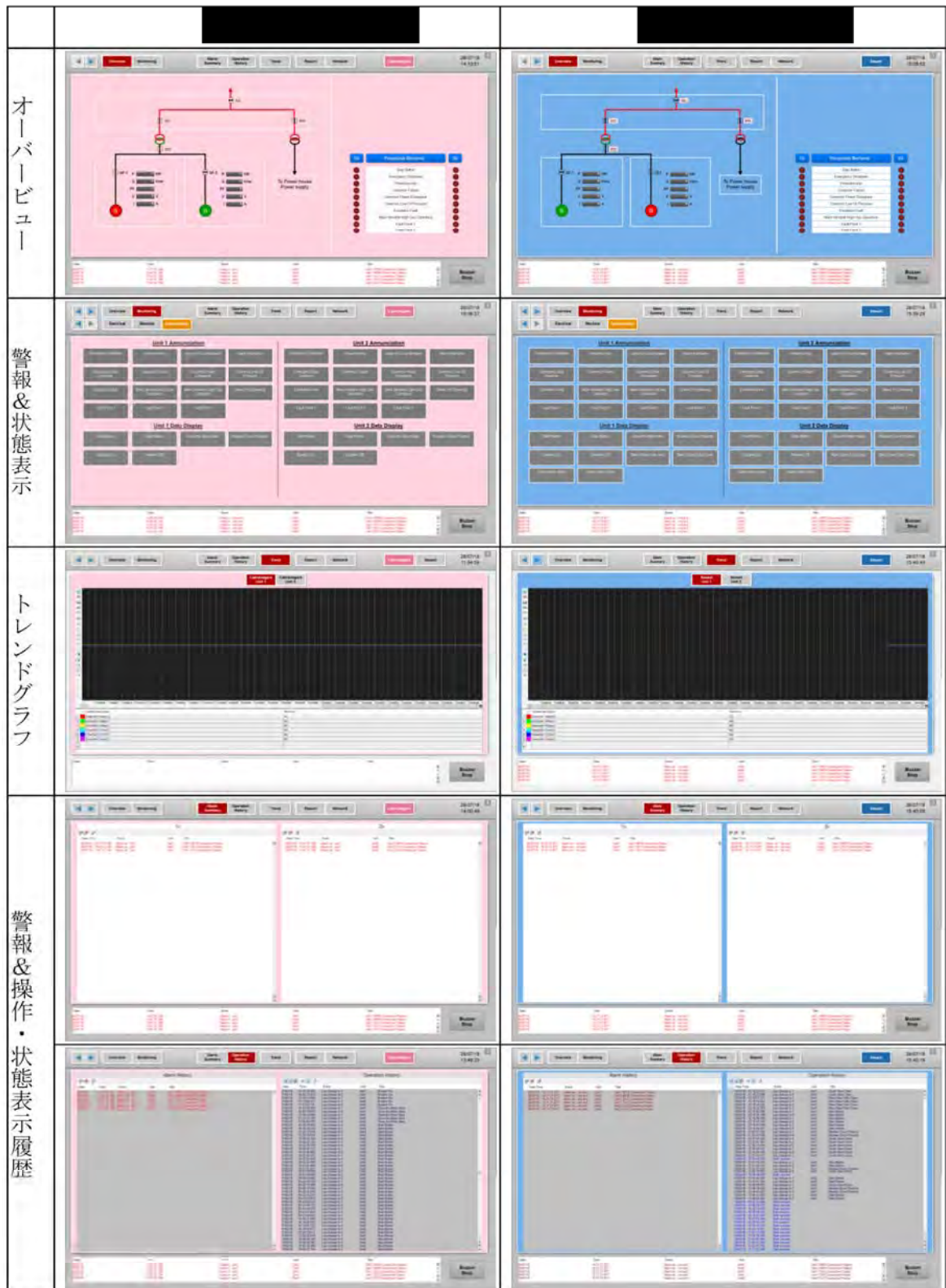
中央監視所の SCADA

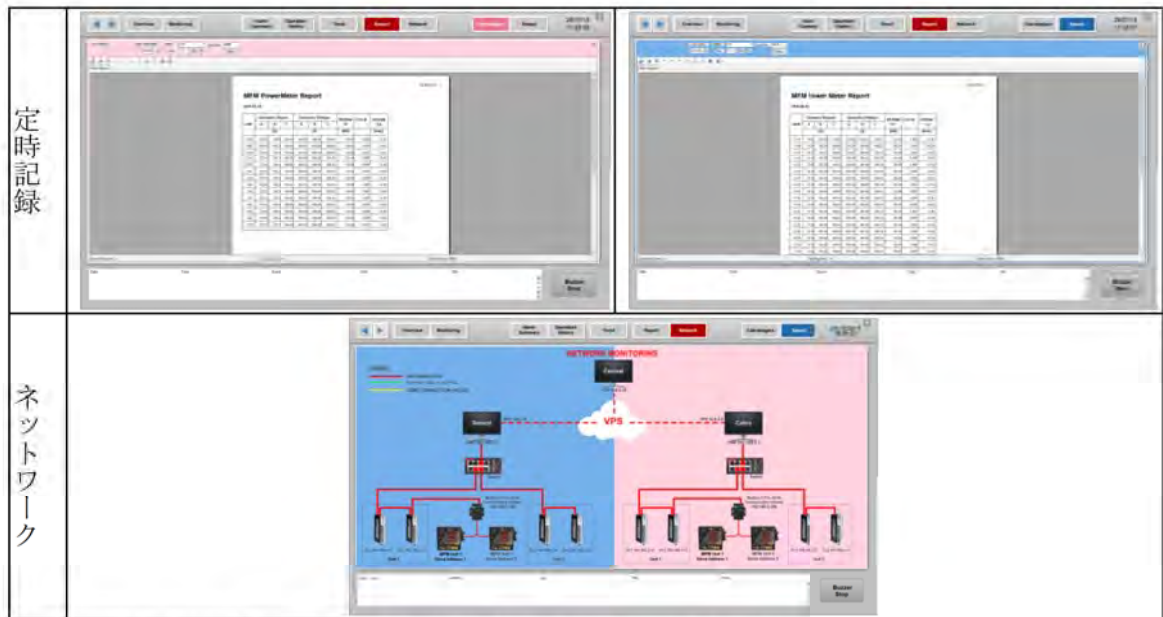


SCADA 画面

図 6-33 中央監視所 施工後の状況

(4) 中央監視所の SCADA 画面作成





定時記録

ネットワーク

- 表題では「中央監視所の SCADA 画面」となっているが、

画面が確認できる。

図 6-34 中央監視所の SCADA 画面

(5) 通信設備の工事



Wi-Fi ルーター 中央監視所 Wi-Fi ルーター

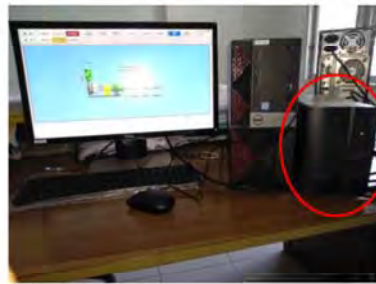
図 6-35 通信設備の設置



## (6) 電源設備の工事



UPS



中央監視所 UPS

図 6-36 電源設備の設置

### 6.6.4 検査

#### (1) 運転データ収集システム

発電所内ネットワークについては、機器の取り付け、配線が終了したのち、目視による配線チェックと発電所 SCADA への伝送を兼ねた組み合わせ検査方案書を作成し、それに則り検査を行い、正常に伝送されていることを確認した。

添付資料：検査方案書

#### (2) 水位及び水路映像システム

水位及び水路映像システムについては、センサー及び CCTV、無線機の取り付けが終了したのち、通電、発電所の PC に正常に伝送されていることを確認した。

#### (3) 中央監視所での監視

中央監視所に設置した SCADA で、運転データが表示されていることを確認した。

## 6.7 実証システムの検証

### 6.7.1 得られたデータ

#### (1) アナログ信号

発電機出力(MW)、発電機の電圧(V)及び、電流(I)、力率( $\cos \phi$ )、周波数 (Hz) の数値は、制御盤に取り付けられている指示計及び、ユニットコントローラに表示される数値と

発電所 SCADA 及び、中央監視所 SCADA の Overview 画面に表示する数値と同じであった。

(2) デジタル信号

- a. 発電機遮断器の ON/OFF 情報、入口弁やガイドベーン開閉情報、故障情報、事故情報などのデジタル信号も発電所 SCADA 及び、中央監視所 SCADA の警報&状態表示画面に表示された。
- b. しかし、SCADA のデジタル信号記録を見ると、例えば警報の履歴は、警報を発したのちは、復帰し、再度警報点に達すれば再発報する。つまり、発報→復帰→発報→復帰と繰り返すはずなのに、「0」の記録しかなかったり、「1」の記録しかなかったり、記録の不備が見られた。原因が判明できないので引き続き検討する。警報&操作・状態表示履歴を図 6-37 に示す。

2018-05-12 16:37:33	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	1
2018-05-12 16:37:40	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	1
2018-05-12 16:37:47	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	1
2018-05-12 16:37:54	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	1
2018-05-12 16:38:01	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	1
2018-05-12 16:38:08	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	1
2018-05-12 16:38:15	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	1
2018-05-12 16:38:22	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	1
2018-05-12 16:38:29	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	1
2018-05-12 16:38:36	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	1
:	:	:	:
2018-05-17 02:29:58	VAR.SYS.SST.Unit2.DIA.GOV_LOP	Governor Low Oil Pressure	1
2018-05-17 02:30:00	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	0
2018-05-17 02:30:00	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.BR_OFF	Breaker-Off	0
2018-05-17 02:30:02	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.BR_OFF	Breaker-Off	1
2018-05-17 02:30:02	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.GOV_ES	Emergency Stop Governor	0
2018-05-17 02:30:07	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	0
2018-05-17 02:30:14	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	0
2018-05-17 02:30:21	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	0
2018-05-17 02:30:22	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.BR_OFF	Breaker-Off	0
2018-05-17 02:30:24	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.BR_OFF	Breaker-Off	1
2018-05-17 02:30:28	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	0
2018-05-17 02:30:34	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	0
2018-05-17 02:30:41	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	0
2018-05-17 02:30:48	VAR.SYS.SST.Unit2.DIB.ALIND	Alarm Indication	0

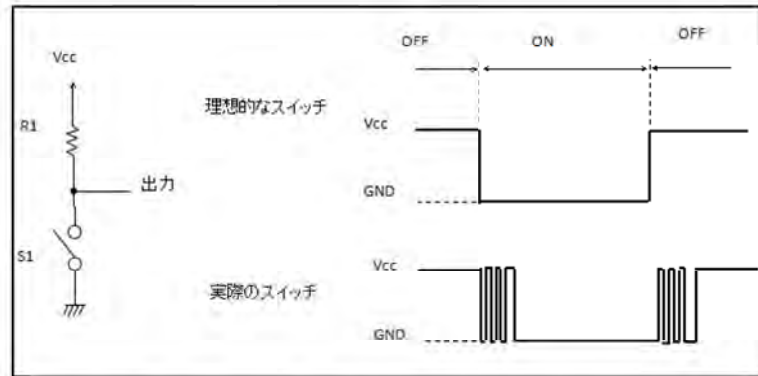
20181011 [REDACTED] 2U\_PLC\_201805\_report.xls

図 6-37 警報&操作・状態表示履歴抜粋（警報の発報／復帰）

- c. 同じ1秒間の中に「1」と「0」が繰り返し出てくるような現象があった。これは機械式接点のチャタリング\*6現象と推測する。警報&操作・状態表示履歴を図 6-38 に示す。

【メモ：\*6】

チャタリング (英: chattering、Contact bounce、chatter) とは、可動接点などが接触状態になる際に、微細な非常に速い機械的振動を起こす現象のことである。原義は、そのような振動により



音を立てる (英: chatter) という意味から。弱電を扱うスイッチやリレーが接続状態になる時に起こるその現象を指す。また離れる時もきれいに一回で離れるとは限らない。またそれによって発生する不安定な信号や、それによって引き起こされる電子機器の現象 (特に、誤動作) など指すことがある。(出典: フリー百科事典『ウィキペディア (Wikipedia)』)

name	title	DateTime	Value
VAR.SYS.CKN.Unit1.DIA.STOP	Stop Button	2018-05-15 18:27:59	1
VAR.SYS.CKN.Unit1.DIA.STOP	Stop Button	2018-05-15 18:27:59	1
VAR.SYS.CKN.Unit1.DIA.STOP	Stop Button	2018-05-15 18:28:00	0
VAR.SYS.CKN.Unit1.DIA.STOP	Stop Button	2018-05-15 18:28:00	0
VAR.SYS.CKN.Unit1.DIA.BCP	Breaker Close Position	2018-05-15 18:28:00	0
VAR.SYS.CKN.Unit1.DIA.BCP	Breaker Close Position	2018-05-15 18:28:00	0
VAR.SYS.SST.Unit2.DIA.MVFO	Main Valve Fully Open	2018-05-15 19:48:59	0
VAR.SYS.SST.Unit2.DIA.MVFO	Main Valve Fully Open	2018-05-15 19:48:59	0
VAR.SYS.SST.Unit2.DIA.MVFC	Main Valve Fully Close	2018-05-15 19:49:29	1
VAR.SYS.SST.Unit2.DIA.MVFC	Main Valve Fully Close	2018-05-15 19:49:29	1
VAR.SYS.SST.Unit1.DIA.GVC	Guide Vane Close	2018-05-15 19:50:30	1
VAR.SYS.SST.Unit1.DIA.GVC	Guide Vane Close	2018-05-15 19:50:30	1
VAR.SYS.SST.Unit1.DIA.GVC	Guide Vane Close	2018-05-15 19:50:55	0
VAR.SYS.SST.Unit1.DIA.GVC	Guide Vane Close	2018-05-15 19:50:55	0

20180712\_plc.xls

図 6-38 警報&操作・状態表示履歴の抜粋 (チャタリング)

- d. 保護機能作動状況も履歴で確認できた。

下のデータは、

13:17:39 “Main Variable High Gas Operation” (中国メーカーの英訳の不備で、“主変圧器内圧高動作”と推測)



13:17:40 “Protection trip”(保護機能による緊急停止)

13:17:43 “Breaker-Off” (発電機遮断器 OFF=解列)

と読み取れる。

		1U Alarm and Indication			Print Date : 2018-10-11 14:26:11
2018-05-12					
No	Date Time	Name	Title	Value	
1	2018-05-12 13:17:28	VAR.SYS.SST.Unit1.DIA.GVC	Guide Vane Close	1	
2	2018-05-12 13:17:39	VAR.SYS.SST.Unit1.DIB.MVHGO	Main Variable High Gas Operation	1	
3	2018-05-12 13:17:40	VAR.SYS.SST.Unit1.DIB.MVLGO	Main Variable Light Gas Operation	1	
4	2018-05-12 13:17:40	VAR.SYS.SST.Unit1.DIB.PRTR	Protection trip	1	
5	2018-05-12 13:17:41	VAR.SYS.SST.Unit1.DIB.ALIND	Alarm Indication	1	
6	2018-05-12 13:17:41	VAR.SYS.SST.Unit1.DIB.CMV	Close the Main Valve	1	
7	2018-05-12 13:17:42	VAR.SYS.SST.Unit1.DIB.CMV	Close the Main Valve	1	
8	2018-05-12 13:17:42	VAR.SYS.SST.Unit1.DIB.BR_ON	Breaker-On	1	
9	2018-05-12 13:17:43	VAR.SYS.SST.Unit1.DIB.BR_ON	Breaker-On	1	
10	2018-05-12 13:17:43	VAR.SYS.SST.Unit1.DIB.BR_OFF	Breaker-Off	1	
11	2018-05-12 13:17:44	VAR.SYS.SST.Unit1.DIB.GOV_ES	Emergency Stop Governor	1	
12	2018-05-12 13:17:45	VAR.SYS.SST.Unit1.DIB.GOV_ES	Emergency Stop Governor	1	
13	2018-05-12 13:18:16	VAR.SYS.SST.Unit1.DIA.GVO	Guide Vane Open	1	
14	2018-05-12 13:18:19	VAR.SYS.SST.Unit1.DIA.GVO	Guide Vane Open	0	
15	2018-05-12 13:18:22	VAR.SYS.SST.Unit1.DIA.GVO	Guide Vane Open	1	
16	2018-05-12 13:18:25	VAR.SYS.SST.Unit1.DIA.GVO	Guide Vane Open	0	

20181011\_1U\_PLC\_201805\_report.xls

図 6-39 警報&操作・状態表示履歴の抜粋

(3) 帳票

発電所の運転員が毎時記録しているシートに倣って、運転の記録を作成した。

MFM Power Meter Report									
2018-07-01									
JAM	Generator Ampere			Generator Voltage			BEBAN TP	COS Φ	BEBAN TQ
	A	B	C	A	B	C			
	(A)			(V)					
8:00	179.00	197.00	189.50	403.00	401.50	400.00	128.50	0.991	18.00
9:00	163.50	179.50	172.50	400.00	398.00	397.00	118.00	0.983	20.50
10:00	167.50	182.00	174.00	398.00	396.00	395.00	119.00	0.995	13.50
11:00	191.50	206.50	197.50	398.00	396.00	395.00	137.00	0.995	13.00
12:00	193.00	210.00	199.50	398.00	396.00	395.50	138.00	0.996	12.00
13:00	217.50	236.50	226.50	397.00	395.00	394.00	157.00	0.993	18.50
14:00	257.00	275.00	265.50	397.00	395.00	393.50	180.50	0.990	24.50
15:00	277.50	295.50	283.00	400.00	398.00	397.00	197.50	0.999	8.50
16:00	281.00	296.50	288.50	397.00	395.00	394.00	193.50	0.982	37.50
17:00	270.50	287.50	277.00	397.00	395.00	394.00	185.00	0.980	36.50
18:00	279.50	293.00	286.00	398.00	397.00	396.00	194.00	0.992	26.50
19:00	283.00	292.00	290.00	398.00	398.00	396.00	194.00	0.988	26.50
20:00	257.50	266.50	264.00	400.00	399.00	397.50	179.50	0.993	22.00
21:00	251.50	260.50	258.50	401.00	400.00	398.00	177.50	1.000	2.50
22:00	256.50	265.00	264.50	400.00	400.00	398.00	180.50	0.993	19.50
23:00	254.50	267.50	262.00	403.00	402.00	400.50	183.50	0.999	9.00
0:00	247.50	261.50	254.50	405.00	404.00	403.00	175.00	64.538	65526.00

図 6-40 運転記録帳票

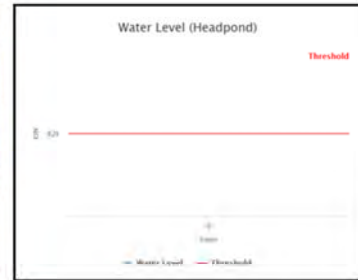
(4) 水位データとライブ映像データ



水位データ及び水路映像システム用 PC(左側)



水路映像画面



水位表示画面

(水路の補修工事で水がなく、青色の Water Level のデータが入っていない)

B2		f	
	A	B	C
1	Time	SID_14	
9471	2018-06-08 03:48:00	1.59	
9472	2018-06-08 03:49:00	1.6	
9473	2018-06-08 03:50:00	1.6	
9474	2018-06-08 03:51:00	1.6	
9475	2018-06-08 03:52:00	1.61	
9476	2018-06-08 03:53:00	1.61	
9477	2018-06-08 03:54:00	1.61	
9478	2018-06-08 03:55:00	1.61	
9479	2018-06-08 03:56:00	1.61	
9480	2018-06-08 03:57:00	1.61	
9481	2018-06-08 03:58:00	1.6	
9482	2018-06-08 03:59:00	1.61	
9483	2018-06-08 04:00:00	1.61	
9484	2018-06-08 04:01:00	1.62	
9485	2018-06-08 04:02:00	1.61	
9486	2018-06-08 04:03:00	1.61	

←水位データ

図 6-41 水路映像画面と水位画面、水位データ

6.8 評価・分析

本実証の目標は、今の運転方式である有人運転で、計画通りに新しい発電所を建設していくと、将来運転要員が不足する懸念からその対策の一つとして、複数の発電所を集中監視するシステムの開発であり、これに必要なデータの抽出と、そのデータを取得するための設備構成、データ伝送方法の選定、その信頼性安全性及び、運用性を確認することであった。

当初、制御盤に取り付けられている表示灯や指示計の全データを伝送することを目論



んだが、機器の仕様、設備構成等からこれを断念せざるを得なかった。しかし、集中監視のための遠方監視化のシステム構成や伝送方法、ヒューマンインタフェース等、おおむね満足するシステムが開発できたと評価する。詳細を以下に示す。

#### (1) 遠方監視するために必要なデータの抽出

積算電力量 (MWh) や 20kV Switchgear の電圧や主系統の開閉器の開閉状態等、必要データの全部を取得するに至らなかったが、目標としたシステムの開発には問題とならなかった。

なお、遠方監視するために必要なデータは、集中監視の規模、深さによって変わるものとする。本実証のように、2 発電所を対象とした場合は、ほとんど全部のデータを取り込んでもよいが、10 発電所ともなると、今回のようにデータを取り込んでいては、運転員が対応できなくなる。この時は、発電所の自動化をすすめ、保安警報のみとするなど、変化させるべきである。

#### (2) データを取得するための設備構成

ユニットコントローラである PLC のコミュニケーション端子に PC を接続してデータを取得する方法は、必要なデータの抽出に重要な方法である。これを可能とするためには、PLC メーカーとの連携が不可欠である。また、新規に発電所を建設する際には、基本構想を練り、準備工事しておくことが大切である。

今回、PLC のコミュニケーション端子からデータを取得することができなかったことから、代案として MFM とデジタル入出力機器を取り付けた。必要データの全部を取得するに至らなかったが、PLC と直接コミュニケーションできない場合の設備形成としては有効である。

#### (3) データ伝送方法の選定

公衆インフラである携帯電話網を使用し、インターネット接続により発電所と中央監視所を接続したが伝送自体に問題はなかった。また、伝送遅れについても、人間の動作に要する時間に比べればはるかに短く問題とはならなかった。

#### (4) データ伝送の信頼性安定性の確認

信頼性安定性においては、専用回線には到底及ばないが、規模の小さい発電所であることから、容認せざるを得ないものとする。

- 電話網を使っていることから、毎月電話代の支払い行為が発生する。設置初期に支払いが滞りし伝送が途切れる事態があった。
- 伝送容量が契約容量を超過し、伝送不能になることがあった。伝送容量の縮小が課題。

- 気象条件や電話網の混雑度合いによって変化することがあった。
- 停電によるシステムの停止が頻発した。UPS は、短時間停電時対策仕様であったため、停電のたびにシャットダウンし、その都度再起動しなければならなかった。電源強化が課題。

(5) 中央監視所の SCADA 画面の状況

遠方監視する規模が小さかったので、視認性の良いヒューマンインタフェースとなった。

- オーバービュー画面の数値は、1 秒間隔でリフレッシュするよう設定した。
- 警報&状態表示画面は、警報が発信されるたびに、状態表示も状態が変わるたびに变化した。
- 警報サマリは、警報&状態表示サマリとして、エクセルで出力した。
- トレンドは、アナログデータに対して、全点表示できた。

(6) 運転要員の試算

将来発電設備が増設された時の発電所の運転要員について、現状のように有人運転で行う場合と、遠方監視システムを構築した場合の運転員数について試算する。

表 6-2 中央監視所を採用した場合の運転員試算

3 直 4 交代で試算

職種	現状の方法での運用		中央監視所を採用した運用			
	■	■	■	■	■	■
■			○			■
■	○	■	○			■
■	○	■		○	○	■
	■	■	■	■	■	■

## 6.9 考察と改善提案

### 6.9.1 将来の遠方監視システム

本実証で、公共インフラであるインターネットを使って、発電所を遠方監視することは可能であることが判明したが、監視項目が多すぎ、XXXXXXXXXX監視には合理的とは言い難い。そこで、将来の遠方監視システムについて考察する。

応水制御や水位調整制御の取り入れや、インターロック、フェールセーフ、フルブーループ等錯覚や誤認への対策を徹底して取り込み、発電所の自動化を進めることによって、監視数の削減が可能である。

更に、発電所の監視方法についても、出力が比較的大きな発電所、たとえば 1,000kW 以上と、そうでない小規模な発電所に分け、前者は中央監視所において常時監視し、後者は完全自動化とし、故障・異常時にだけ保安警報を通知することとして監視を省略することによって、省力化、合理化が図られ、何よりも人材確保が難しいエンジニアの有効活用になるものとする。

図 6-42 に、将来の遠方監視システムのイメージを示す。

図 6-42 将来の遠方監視システムのイメージ



### (1) 中央監視所

中央監視所は、全発電所を束ねる位置付となり、中央監視所の運転員は、①発電所の運転監視、②故障・事故時の保守員への出動指示、③経営層への通報、更に④故障の原因追究や復旧のための技術的指導を行う。時に、発電所に出向き自らが必要な操作、試験を行うこともある。

また、中央監視所は、発電電力量やヘッドポンドの水位変化の統計処理や、停止の頻度とその原因分析等、統計業務、発電計画業務も行う。

従って、中央監視所には高い知識と経験、崇高な意識を持った人材を充てる必要がある。

### (2) 発電所

出力が比較的大きな発電所には、運転員を配置し、始動操作、並列操作、停止操作などの一連の操作を行う。また、運転員は、故障・事故時の初動対応を行うとともに、中央監視所と協調して故障・事故対応を行う。

出力の小さな発電所には、運転員という位置づけでなく、連絡係程度の業務を付与し、故障・事故時に中央監視所の指示によって行動する。

### (3) 保守センター

保守員または現地対応員(以下、保守員という)は、発電所で故障や事故が発生したときに、中央監視所からの指示によって保守業務を行う要員で、発電所に30分程度で駆け付けられる地点に保守センターを配置する。

また、保守員は定期的に巡回巡視を行う。

## 6.9.2 発電所の自動制御

本実証プラントは流れ込み式水力発電所であり、その自動制御の詳細を考察する。

- 水車発電機は、シーケンス制御によって始動操作、並列操作、停止操作などの一連の動作を自動的に行う一人制御方式とする。
- 並列後は、水槽（ヘッドポンド）の水位変動に应答して、水車ガイドペーンを自動的に開閉し、水槽水位調整を行う水位調整制御とする。
- 保護継電器により異常を検出し、警報を発生し水車発電機を自動的に停止操作するインターロックを組み込む。
- 水車発電機の運転停止は、水槽水位（ヘッドポンド水位）があらかじめ設定した始動水位以上になると自動的に運転を開始し、所定の停止水位以下となると運転を停止する応水制御運転とする。
- 制御盤には、発電所内の機器の運転状況が一目で分かるように、指示計や運転表示灯を配置する。

図 6-43 流れ込み式水力発電所の自動制御システムの概略

### 6.9.3 電源の強化

インドネシアの配電網は停電が多い。停電しても発電設備の制御や監視は続けなければならないので、無停電電源装置を取り付けるなど、制御電源強化が必要と考察する。

### 6.9.4 実導入、普及展開に向けた課題と提案

#### (1) 説明書や図面の整備

遠方監視化するには、自動化の推進が必要不可欠である。

インドネシアの関係者は、運転や保守はもとより技術の習得はできない。

また、汎用性がない。水位調節制御や応水制御を付加しようにも、接続ができない。

これらの課題に対し、今後発注する発電機器の購入仕様書には、提出書類として、インドネシア語での説明書、図面を要求することである。どのような説明書、図面を要求するかについては、日本の経験者が支援すべきである。(発電機器の購入仕様書の作成の支援が必要)

なお、すでに運転中の発電機器については

インドネシア人が理解できる言語（インドネシア語がベストだ



が、英語表記でも可)の説明書、図面を要求することである。ただし、有償になる可能性がある。

## (2) O&Mに関する知識、意識の高揚

本実証プラントに従事する運転員は、警報が発せられても対応ができていない、計測器を使ったメンテナンスをしていない、記録をとっていない など、O&Mに関する知識、意識が薄い。

O&Mに関する知識、意識の高揚は、一筋縄では達成できない。オーナーが先頭に立って意識改革から着手することが必要と考察する。

### 6.9.5 遠方監視システムを導入した場合の工事費、経費の見積もり

#### (1) 中央監視所の設置費用

中央監視所の設備は、発電所の建設に合わせ追加していくことが最も経済的であり、本実証で設置した設備が最少設備である。

#### (2) 遠方監視システムの導入費用

6.8 の提案通り実施するには、例えば、公衆電話回線網の整備状況や水位計の設置位置等、発電所の立地や、構成、構造によって変わるので、現状では費用の積算はできない。また、水調運転や応水運転をするための装置（新たに付加する装置）あるいは、水車発電機制御装置にこれらの機能を加えるための費用は、XXXXXXXXXXと技術的な協議をする必要があることから現状では積算できない。

#### (3) 導入する場合の進め方

導入する場合は、次表のようにステップを踏んで実施する。

表 6-17 導入ステップ

発電所の状態	ステップ-1	ステップ-2	ステップ-3	ステップ-4
運転中	本実証		改良	
建設中		新規導入		
計画中				新規導入

#### ステップ-1

- 遠方監視化のための実証を運転中の XXXXXXXXXX 行い、運転データがリアルタイムで伝送されることを検証する。

- 建設中の発電所の遠方監視化詳細設計をする。

#### ステップ-2

建設中の発電所を遠方監視化する。

#### ステップ-3

運転中の [REDACTED] 遠方監視化する。

#### ステップ-4

計画中の発電所を遠方監視する。

## 第7章 今後の事業戦略と活動

### 7.1 事業戦略の概要

#### 7.1.1 事業コンセプト

まず小水力発電事業を個別に見た時に、開発フェーズ、建設フェーズ、運転フェーズ、という3つのフェーズに分類される。夫々のフェーズ毎にサービス提供可能な事業機会は存在し、例えば開発フェーズであれば実現可能性評価（Feasibility Study：FS）や基本設計業務、建設フェーズであれば施工管理業務、等が挙げられる。それらの業務は期間限定で中長期的なサービス提供は難しい。そのため、長大としてもこれまで多数の案件に対してエンジニアリングサービスを提供してきたものの、IPP事業者との関係構築も単発的なものとなり、新規で参入していく上では価格競争が非常激しいレッドオーシャンである。



図 7-1 小水力発電事業のフェーズ分類

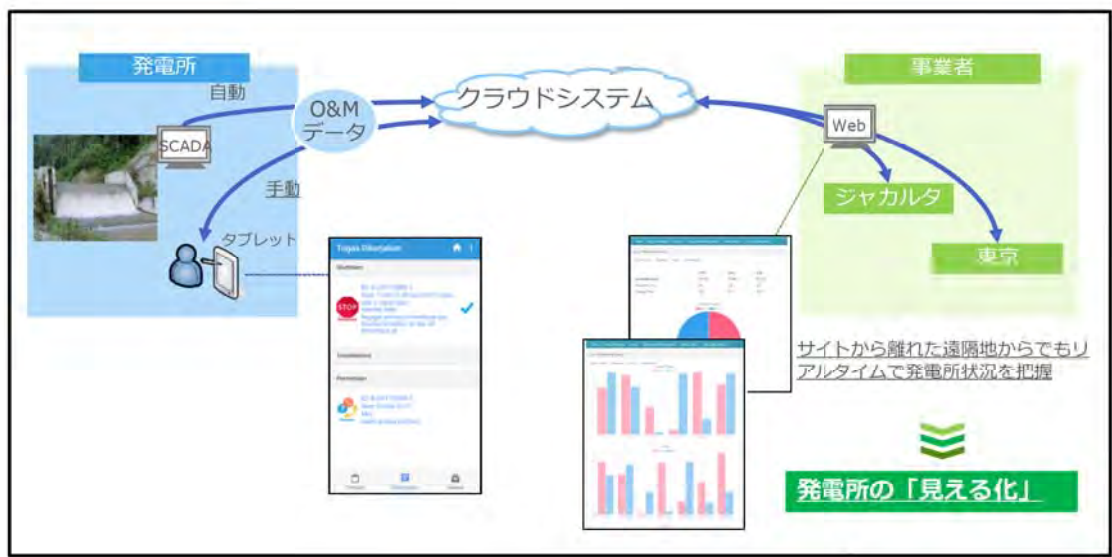
一方で運転フェーズにおける事業機会は、いわゆる O&M（運転・保守）となるが、一般的には事業者自身が行い、外部に外注するケースは現状は非常に限定的である。もし、この O&M もしくは O&M に関連する業務で価値提案を行うことが出来れば、事業者とは中長期的な関係を構築しやすくなり、「ライフサイクルコストの低減」や「ライフサイクルの収益増」という中長期的な考えをインドネシアの事業者とも共有出来、開発フェーズでの FS や設計業務、建設フェーズでの施工管理業務を提供する機会に繋がるのではと考える。

そのような仮説のもと、

O&Mに関連するコンサル

ティング業務を価値提案とする事業を開始した。

2017年は「発電所の見える化」と称して稼働中の発電所を対象として、発電所データの収集、蓄積、分析、対策、というプロセスを「見える化」させることを目的としたITシステムのサービス開発に着手。タブレットシステムの開発、データのクラウド化等を実施、まずは発電所の運転状況を可能な限り外部からでも把握出来る状態を作り出すことに注力した。






2018年は、まさに本業務を通じて、サービス開発したクラウドシステムを活用しつつ、水位センサー、振動計センサー、複数発電所と連携したSCCADAシステム、等を導入し、「客観的なデータの入手・及び機器同士の自動連携」、「各種データ分析の高度化」、「発電所における効率的な運転及びリスク軽減を目的とした管理手法」を実証し、確立させることでO&Mに関連するコンサルティング業務として価値提案を行えると考えている

2017年をフェーズ1とすると、2018年をフェーズ2、2019年以降をフェーズ3、4として今後の事業コンセプトを以下に記載する。

2019年フェーズ3として目指す形としては、フェーズ1、2にてITシステムに特化させたものをベースに、日本の技術者、及びそのノウハウを受け継いだインドネシア人技術者を中心として、発電所におけるトラブルシューティング対応（トラブルのデータベース化及び初動の対応方法及び報告・情報共有の構築）、及び発電所におけるO&M業務の標準化（特にパトロール業務等）、ローカルエンジニアを対象とした実地研修プログラムの提供、定期的な設備診断、等の技術的な業務提供を検討している。

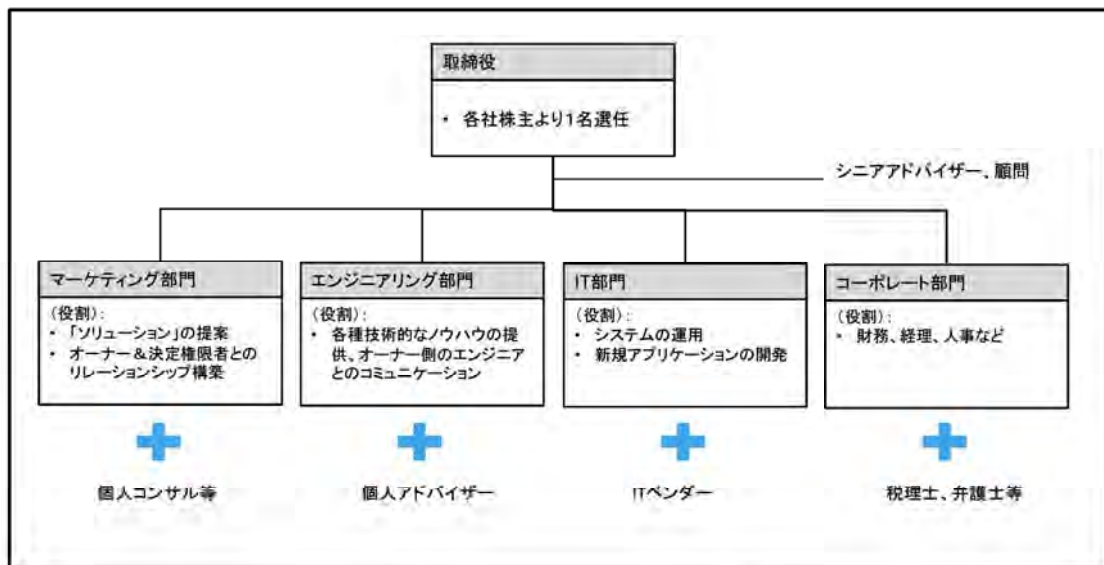
フェーズ4はフェーズ1、2、3の集大成として、が目指すところである「プラットフォーム」としての展開を検討している。事業者により上記のサービスを提供するプロセスの中で、発電所を効率的に運営していくための各種情報を収集・集約・管理・分析・助言していくシステムを構築していくことになる。主観的な情報、客観的な情報、定性的な情報、定量的な情報等、色々な角度から発電所を分析することで、単なるソフトウェア製品としての売り切りではなく、ITシステムやトラブルシューティング対応の業務提供は事業者の内部情報を理解するツールになるものと位置づけ、かつ複数の発電所の情報がタイムリーに且つ継続的に入手可能となることは、まさに小水力発電所に特化したインフラ・システムの

「プラットフォーム」  
として活用が  
出来るものと考え  
る。この「プラット  
フォーム」にあ  
らゆる情報が蓄積  
され、ビッグデー  
タとしての価値を  
持つだけでなく、  
事業者自身も気づ  
いていない課題認  
識や解決を実務的  
な面でサポートしていくことも可能になると考える。

図 7-4 プラットフォーム戦略

### 7.1.2 事業推進体制

上述したフェーズ毎に事業推進主体である [ ] も変化していく必要がある。 [ ] そのため、フェーズ1, 2の間は極力固定費を下げる事が重要であり、人材の雇用も限定的に行い、必要に応じて株主のリソースを活用、及び外部のアドバイザーや外注先を積極的に活用していくのが望ましいと考える。現時点での推進体制としては、主に大きく IT 関連、エンジニアリング関連、マーケティング関連、コーポレート関連の4つに分類される。株主からのリソース、外部アドバイザー、専門知識を有する外注先などを混合させ事業推進を実施している。



### 7.1.3 サービス開発

会計システムを作る会社が会計知識と IT の専門性を持つように、 [ ] も発電所における技術知識と IT の専門性の両方をノウハウとして持つことが重要である。これまで発電所における IT 化は比較的大規模の発電所に限定され、多額の予算を必要としていた。また売り切りモデルであり、システムを開発し納入後はあくまでシステムにおける保守に業務は限定されていた。 [ ] がターゲットする顧客は小中規模の水力発電所であり、システムの売り切りモデルではなく、中長期におけるサブスクリプションモデルである。そのため、高度な専門知識を持たない発電所の運転員でもデータ入力可能な様式を検討したり、各種データ分析の結果を分かり易くグラフ化させる等の施策が重要である。

また、本業務を通じて IT システムについても、日本のようにインターネットが常時繋がる状況ではなく、インドネシアの奥地が対象地であることから、いかにしてネットワークインフラであるインターネットの確保を実現させるか、データの収集するパソコンの電源確保（発電所によっては頻繁にトリップが起き停電となる）、取り付けしたセンサーのバッテリー確認やデータ回線速度、SCADA システムやセンサーデバイスとのクラウドシステムの自動連携、収集したデータを保存するデータベースストラクチャの検討、ウェブに表示させるためのユーザーインターフェースの検討、等々 IT システムの中でもデータベース構築やプログラミングだけではない様々なハードルがあることが確認された。それらを解決してゆくためには、現地事業者の協力が欠かせないし、現地での状況を熟知しているベンダーの協力が必要不可欠である。

#### 7.1.4 マーケティング戦略



基本的なマーケティング戦略としては、サービス提供を行い、そこで実証することで、具体的な価値提案を確認することが重要と考える。その上で、他 IPP 事業者へのダイレクトアプローチを行い、顧客数を増やしていく戦略である。

そのネットワークを活用しながらアプローチを行う。また、多数あるため、そのようなところにもアプローチしていく予定である。また外部チャネルの活用という点で、IPP 事業に融資している金融機関や保険会社、日系投資家などから案件を紹介してもらい、事業者にサービス提供するアプローチもあると考える。融資している金融機関からしてみれば、発電所の状態が「見える化」されて、「各種データ分析の高度化」が実施されることは、発電所の状況把握を助けることにもなり、融資条件におけるコベナント条項の強化にも繋がる。金融機関としても融資した資金が返済される見込みが高くなるためメリットを享受できるものと思われる。





#### 7.1.5 アライアンス戦略

小水力発電事業には様々なステイクホルダーが関与しており、上述のようにマーケティング戦略として金融機関や保険会社、日系投資家と連携することは、を成長させていく上で極めて重要である。これらの機関との中長期的な関係構築を検討した場合、アライアンス戦略として位置づけることも可能となる。特に、事業者に融資をする金融機関は発電事業における意思決定権限もあり、複数の発電所だけでなく、複数の事業者への融資を実施しているケースが多い。融資先の発電所をいかに効率的に且つ信頼性を担保した形で管理していくことは、融資担当者及び融資先を管理するチームにとっても課題となっている。そのような課題を解決するツールとして、提供するシステムを一部改良し金融機関向けに見やすくしたシステムを開発することも可能である。融資先の情報をクラウド上で一元管理することが可能となり、アセットマネジメントシステムとしても活用方法も模索していきたい。





一方で、上述したフェーズ3におけるサービス提供は、現状の規制によると電力事業における新規の事業ライセンスを取得する必要があり、[REDACTED]業務実施は高いハードルがあることが[REDACTED]確認された。インドネシアでは外資企業（現地企業であるが直接的な株主が外国企業）の場合、基本的には1企業1事業ライセンスという決まりがある。2つ以上の事業ライセンスを1企業として取得する場合、追加の投資、資本増強が求められることが一般的である。[REDACTED]O&M（運転・メンテナンス）業務を行うためには事業ライセンスの取得が必要と確認された。追加の事業ライセンス取得には、追加の投資資金、及び時間も有するため、内資企業で既にライセンスを有しているところと事業提携を行い、[REDACTED]を展開していく戦略が有効であるとする。

様々なステイクホルダーと連携しアライアンスを持つことで、インドネシアにおけるマーケットシェアを素早く取る事が重要である。

図 7-9

(出所：)

## 7.2 事業リスクの分析

### 7.2.1 競合分析

直接的な競合他社は、これまでインドネシアで多くの事業者及び金融機関、エンジニアリング会社、建設会社にヒアリングしても確認されてはいない。しかしながら、部分的にサービス提供が重複する会社は多数存在する。以下に記載する形態の会社は、部分的にサービスが重複する可能性のあるところである。

#### (1) IPP 事業者

インドネシアの小水力 IPP 事業者は  
である。このような  
しており、自社リソースで管理運営している。そのため余剰人員が自社リソースの中あるため、これまでコストセンターとしての位置づけであった O&M 部隊が他社 IPP 案件への事業展開を行うことで、コストセンターからプロフィットセンターへの移行を目指している動きが見受けられる。

## (2) 水車タービン会社

水車のタービン会社はインドネシアでは国産の会社もあるが、信頼性と実績の観点から [REDACTED] である。特に [REDACTED] 事業者に提案しており、振動解析装置の取り付けやオペレーションデータや資産台帳、メンテナンス履歴などを統合的に管理できるアセットマネジメントシステム等を既に開発しているところもある。一方で、タービン会社が提供するシステムは基本的に大型の発電所をターゲットにしていることから、現状としては単価が高く小中規模の小水力発電所にはオーバースペックと思われる。

[REDACTED]  
[REDACTED]

## (3) 個人コンサルタント

インドネシアには国有電力会社である PLN、及びその子会社である Indonesia Power などの [REDACTED] 彼らは過去に日本の電力会社の研修を受ける機会があったり、PLN の発電所における O&M 業務に精通していることから、個人に依存する形にはなるものの、人件費のみという安価な費用で O&M 業務、発電所管理のノウハウを有している。

## (4) IT システムのベンダー

インドネシアの IT ベンダーの中には、小水力発電所における IT システムを IPP 事業者と協働で開発し、システムの販売を検討しているところがあるとのこと。現状未だ開発段階とのことであるが、IT ベンダーとしての専門性があることから、会計システムや人

事システム等と同様に、事業者の利便性を追求した形で開発が行われれば、  
可能性がある。

## 7.2.2 優位性分析

上述したように、近い将来には多数存在していることは事実である。一方で、本業務を通じて知りえたことでもあるが、単純なITシステムとしての販売や技術コンサルとしての業務提供ではない、小水力発電所に特化したインフラ・システムの「プラットフォーム」としての事業コンセプトで事業推進していくことは、非常に高度な専門性が合わせており、参入障壁としては比較的高いものと考えている。必要となる専門性として、電力の知見、対象となる発電所の用意、現地で事業を推進していくためのマネジメント、ITシステム開発、等複数の分野にまたがることをまとめていかなければならない。

それぞれのノウハウ、専門性を活用しながら事業を推進している。これらのノウハウを1社単独や個人事業主が進めることは難しく、一方で、小中規模の水力発電所は「ニッチ」なマーケットであり、事業推進には手間、時間がかかる。そのため、大手企業が本格的に参入するには市場規模が小さく旨味あまりないものと思われる。

この「プラットフォーム」戦略は、将来的に参入してくるであろう競合他社との差別化を図り競合優位性を堅持するためにも非常に重要な戦略の一つである。一定規模のマーケットシェアを取得することで規模のメリットが働くだけでなく、顧客が一度サービスを使うことで、サービスの性質上顧客のスイッチングコストが徐々に上がるため依存しやすくなる。また、トラブルシューティング等の技術的な業務提供を行うことで、顧客である事業者のオペレーションにも深く関与していくことになるので、他社の参入障壁を更に上げることにもなる。

そのためにも、早期にサービス開発を完了させ、マーケットシェアを取るためマーケティング戦略、アライアンス戦略を実施していくことが優位性を維持するために重要なことである。

## 7.3 今後の活動

### 7.3.1 インドネシアにおける今後の活動

「プラットフォーム」戦略を推進していく中で、いくつかの取り組みを通じて、日本及びインドネシアにおける結びつきを強固なものとしていきたいと考えている。その一つとして、本業務における「設計及び建設データ管理の高度化」を実施した





[REDACTED]

[REDACTED]

## (2) IoTなどのITインフラ機器に関わる規制緩和、手続きの簡素化

本業を通じて [REDACTED] ヒアリングした内容であるが、インドネシアでは技適に相当するものをモデルナンバー毎に取得する必要があるとのことであるが、おそらく需要の問題からか、同じシリーズの製品であっても、高スペックのものについては、そもそも申請されない、もしくは優先度が低く遅れて認証される、といったケースが散見されるとのこと。また、WLAN対応機器については、インドネシアは5GHzの電波で利用許可されている周波数、チャンネルが狭く、他国で利用されている製品をそのまま使うことが不可能。例としては、短納期でWi-Fiアクセスポイントを調達したいが国内にストックがないとしても、シンガポールやタイからインポートしての利用が不可となる。メーカー側も、インドネシアのためだけに別モデルを製造しないケースもあり、例えば折角ワイヤレス対応しているCCTVも、このせいでLAN配線が避けられない、といったケースも生じることがある。

また、輸入のレギュレーションについては、レバラン前後、全ての輸入貨物はレッドレーンといって、全て開梱されてのチェックが行われるプロセスに回され、数週間の遅延が発生する。輸入者側でそれを見越したストックコントロールをするべきであるが、現実的には難しく、顧客への納期に影響。インドネシアは車やオートバイ、衣料品の工場は多いですが、IT関連の工場は少なく [REDACTED] 主要な製品は全て輸入依存しており、インドネシア国内製品のみでIT環境を整えるのは不可能とのこと。

上述したように、先進国では標準的に使われている無線機器がインドネシアでは使え

ないケースが多くある。特定の周波数、チャンネルがインドネシアでは利用許可されていないケースがあるため、国際基準に近づけるような制度改革が求められる。インドネシアでは、国際基準とインドネシア基準における整理が十分になされていないという話も聞く。今後の普及展開を見据えた時には、インドネシア基準に合わせるための機器無線規格変更に伴うコストや、技適を取得するためのコストをいかに最小化出来るか [REDACTED] していく予定である。また、中長期的にはインドネシア政府の基準の明文化、及び国際基準に近づけるような制度改革が実現出来ないか、関連する業界団体等と一緒に検討していきたい。

### (3) 小水力発電事業における外的課題の解決

最後に、小水力発電事業における外的な問題として、PLN が管掌する送電網が脆弱なこともあり、頻繁にブラックアウトが発生するサイトも多数確認された。しかしながら、IPP 側の問題ではなく PLN 側の問題であるものの、発電所としては送電可能な状態でありながら、送電することが出来ない状態となる。金銭的な保証も PLN からなされていないとのことで、頻繁に発生するブラックアウトを削減させるために、電気設備技術基準の中に、「小水力発電所の送電線または、配電線の整備に係る基準」を設け、PLN は遵守をし、必要に応じては IPP 側と協力して解決すべき問題と思われる。

#### 7.3.3 他アセアン諸国への展開

小水力発電事業はインドネシアのみならず、ベトナム、フィリピン、タイ等の他アセアン諸国、ラオスやカンボジアにおいても大きなポテンシャルがある。国際機関である

UNIDO が発表しているレポートによると国別の小水力発電のポテンシャルとして、ベトナムでは 7,200MW、タイでは 700MW、フィリピンでは 1,975MW、とインドネシアの 700MW と同等もしくは大きく超える市場がアセアン諸国に存在することが確認される。特に、インドネシア同様に各アセアン諸国では、国民一人当たりの所得が増加するにあたり、国力としての GDP も増加。その結果、基礎インフラである電力需要も増加しており、持続可能なエネルギーのグリーン化という観点だけでなく、送電線が脆弱なところにおける、ベース電源確保として期待出来る小水力発電は今後も一層普及すると考えられる。



そして、インドネシア同様に、比較的小規模電源の開発は政府による FIT 導入が見込まれ、政府が枠組みを作り、実施主体は民間主導で行われることが一般的であり、そのため、高い技術力やノウハウを有さない一般事業者や投資家の参画が多く見込まれる。そのため、既に技術的なノウハウを豊富に有している日本の電力会社等と違い、民間の中小規模の事業者は予算的にもリソース的に制限された中で、いかに効率的に開発、運用を行うかが求められており、発電所におけるデータ管理、高度な分析、トラブルシューティングなどの技術支援を行う [redacted] サービス受入れ余地は多分にあるものと考えられる。

また、インドネシアで蓄積したサービスノウハウ及び知見、経験は他アセアン諸国で



も活用することができ、他国でもサービスを提供することで、より多くの発電所の情報収集が可能となり、更なる質の高いサービス提供にも繋がる好循環なサイクルになるものと期待している。

## 第8章 総括と結論

本実証事業は、インドネシア政府が推進している小水力発電事業における、開発⇒建設⇒運転の各フェーズのうち、建設及び運転フェーズのリスク軽減に向けたシステム開発と検証を行い、小水力発電所の O&M 業務という新たな事業領域を創出し、同国における小水力発電事業の普及促進を図るものである。具体的には、  
同国小水力発電事業における O&M 市場獲得を支援するものである。また、本実証事業を通じて明らかとなった成果や課題等は、同国における小水力発電 O&M 分野のルール形成を先導するため、インドネシア政府への提言（今後の日 ASEAN 企業のビジネス連携の方向性、規制改革、共通ルール形成など）等に活用するものである。

インドネシアでは、2009年の再生可能エネルギーに対する FIT 制度の導入から 10 年近くが経ち、新規参加者により開発され運転開始に至っている小水力発電事業が多数出てきた中、案件開発当初の計画発電量を下回る運転が続いている発電所も散見されており、事業関係者は様々な技術的課題に直面している。この要因としては、設計においてプロジェクト立地周辺の自然条件を十分に考慮すること、建設中に工事データ等を機能的に管理しコントラクター業務に対する技術的検証を十分に実施すること、更に、完工後の発電所の運転・保守管理状況が見える化し発電量減原因の特定、改善策の考察、並びに効率的な管理体制の構築等を行うといった取組みが必ずしも行われていないことが挙げられる。

本実証事業では、事業の技術的信頼性向上、投資資金の流入による開発の加速化に寄与していくため、「稼働データの取得・分析の高度化（テーマ A）」、「設計及び建設データ管理の高度化（テーマ B）」、「遠方監視システムの導入（テーマ C）」を実証し、小水力発電所の「設備利用率の最大化」、「発電所のライフサイクルにおける費用の最小化」を図った。

### 8.1 本実証事業の成果

#### 8.1.1 実証テーマ A：稼働データの取得・分析の高度化

実証テーマ A では、  
対象として、同発電所内及び主要な土木設備にセンサを設置、無線ネットワークを活用し、水位・振動等のデータを自動取得する実証システムを開発した。当該発電所は同国における大半の水力発電所と同様、山間部に属し携帯通信の不感地帯にあることから、実証システムでは配線費用等のコストがかかる伝送ケーブルではなく低消費電力、低ビットレート、広域カバレッジを特徴とする LoRa 方式の無線ネットワークシステムを導入、本実証事業においてその有効性を確認した。

本テーマの目的は大きく 4 つに分かれており、①ヘッドpond水位計測により、同水位に応じた出力制御を行い、取水流量を最大限活用（＝発電量最大化）すること、②放水路水位計測により、設計水位と実施の運転状態における水位を分析、吸収し高さの検証を行い、キャビテーションの影響度合いを調査すること、③水車発電機の振動計測により、異常または故障の原因と将来の影響を予知・察知し、必要な対策を早期に講ずること、④取水口水位・沈砂池水位計測により、河川流量、取水量、余水吐き越流量、発電使用水量を水理的に把握する基礎式を構築し、今後の維持管理における基礎流量取得の可能性について試算することである。これらにより、発電所の稼働・設備状況を踏まえたトータルなデータ分析を行い、発電量最大化に向けた方策及び示唆を導出した。

ヘッドpond水位計測では、ヘッドpond水位と発電機出力の関係を調査分析し、  
出力制御をよりの確に実施することで損失を回避でき、増電力量に繋がる  
ことが確認された。ヘッドpondの運用基準水位を設定提案し、水位出力調整をヘッドタンク監視員と電話連絡で行う代わりに、発電所内配電盤室で水位計データを  
確認できるようにし、実際に水位出力調整運転を実施した。これにより、  
確認された。

放水路水位計測では、運転中の放水路水位（運用水位）を測り、設計水位と運用水位から運転キャビテーション係数を算出し、臨界キャビテーションとの裕度を評価した。  
軽負荷運転の影響を考慮してもキャビテーションに関する実質的な影響は小さいことが確認された。

振動計測では、振動シビアリティの評価のため、加速度センサの RMS 値と ISO2372 の振動基準から加速度に換算した基準を相対的に比較したところ、SID20 の X 軸および Y 軸が B 評価（やや悪い）、その他は A 評価（良好）となった。これにより、今後の運用における加速度に関する評価基準が策定された。

取水口・沈砂池水位計測では、水位観測結果に基づき作成された H-Q 式を活用していくことにより、年度の発電計画（定期点検の計画を含む）の立案、実績管理が可能となり、より効率的な運転実施に向けた示唆がなされた。

#### 8.1.2 実証テーマ B：設計及び建設データ管理の高度化

実証テーマ B では、  
対象として、ドローン測量成果、CIM ソフトウェアを統合した実証システム（共通プラットフォーム）を開発した。本実証テーマの目的は、上記実証システムを活用して、F/S から O&M まで各フェーズでのデータ整備・管理を実施することであり、将来的には構築されたシステムを活用した O&M モニタリングによる効



果について実証することが可能となる。

本実証テーマでは、①地形図精度向上を目的とした点群/写真データをドローンにて撮影し、CIM ソフトウェアを活用して三次元モデルを生成、②生成した地形図三次元モデル情報に、機器・施設の設計図を入れ込み図面化、③これら一連の情報を、開発した実証システム（共通プラットフォーム）に一元的に管理するシステムを構築した。また、同システムを活用して建設中、O&M フェーズにおけるデータ整備・管理・モニタリング手法を検討するとともに、予測される効果について考察した。

上記①により、ドローン測量により得られる等高線は地上測量による等高線とほぼ同一であり、地上測量と同等の精度でより広範囲の地形図を短期間に作成可能であることが確認された。また、実証事業におけるドローン測量導入により [REDACTED] [REDACTED] 確認しており、事業実施の判断、事業費の確定と施工者への迅速な発注を経済的に進めることが実証された。

上記②で作成する図面化された地形図や設計図面は、「計画」、「設計・施工」、「管理」の3段階に分類した格納フォルダに保存し、各フェーズにおいて閲覧、更新が可能な共通プラットフォームを構築した。本実証事業では、設計図書等を格納し、また更新をかける検証を実施した。なお、C/M 段階から O&M 段階で想定されるリスクは、地質条件の差異や発電施設の更改に付随する設計変更等の履歴の保存がなされていないことであり、これらは構築した格納フォルダに保存、更新することで履歴や最新設計図、完工図等の所在が迅速に把握できる。

O&M フェーズにおけるデータ整備・管理・モニタリングで予測される効果として、管理作業の効率化（管理員の時間的損失の軽減、事業者の時間的損失の軽減、紙ベース保管の経費節減）を試算し、十分な費用対効果があることを確認した。

### 8.1.3 実証テーマC：遠方監視システムの導入

実証テーマCは、インドネシア [REDACTED] [REDACTED] 対象として、現地事情を踏まえた「遠方監視システム」を開発した。発電所毎に専門のエンジニアを配置して監視を行う形態から、中央監視所 [REDACTED] [REDACTED] を1箇所作り、集中監視システム化させることで、重複する人件費の削減だけでなく、エンジニアの効率的な活用の実現を目指すものであった。

運転記録の分析による問題点の整理では、両発電所とも計画外停止、いわゆる突発的な事故・トラブルをいかに防止できるかが重要な課題であることが判明した。そのためには、事故・トラブルをきちんと把握し、原因を深堀しその対策を的確に実施すること、事故・トラブルは履歴として管理することが「遠方監視システム」による集中監視



に加えて必要となる。本実証事業では、現地調査、技術図面の分析結果に基づき、現地設備状況に合わせて伝送データを精査し、以下の情報に限定した。

- (1) 発電機が停止しているのか、発電しているのか その状態が判ること
- (2) 発電中の電力(MW)、電圧(V)、電流(I)、力率(cos φ)などの電気量が判ること
- (3) 変圧器遮断器と系統連系遮断器の開閉状態は、発電中の電力(MW)と発電機遮断器の開閉情報で判断できることから、データ取得を断念する。
- (4) 設備故障や異常時に発する警報が判ること
- (5) 保護機能の作動が判ること

これを実現するためのハードウェア構成を検討し、設置工事、検査を行い、正常に伝送されていることを確認した。また、運転データに加えて、ヘッドポンドの水位データと水路中に設置されたごみ取りスクリーンに溜まるゴミを監視する CCTV の映像を発電所に伝送し、ヘッドポンド水位に合わせた出力調整と、ごみの溜まり状況に応じた除去作業の実施が効率的に実施できるように開発、各種設備の据付を実施、発電所 PC への正常な伝送を確認した。長期的には、発電所の建設に合わせて設備を追加していき、現状の有人運転を継続した場合と比較して約 2 割の人員削減につながることを試算、確認した。

## 8.2 今後の事業戦略と活動

本実証事業を踏まえ、インドネシアにおける小水力発電事業の開発及び運転フェーズを対象とした事業戦略を以下に示す。

### 8.2.1 事業戦略

本事業のコンセプトは、現状市場が形成されていない O&M 業務サービスを提供することで、事業者との中長期的な関係を構築、「ライフサイクルでの収支改善」という新たな価値を共有し、新規案件における開発フェーズ、建設フェーズへの参入を容易にするものである。

2017 年に「発電所の見える化」システム開発に着手（フェーズ 1）、2018 年に本実証事業を通じた客観的データの収集と機器同士の自動連携やデータ分析の高度化、複数発電所の遠隔監視システムを試験導入した（フェーズ 2）。2019 年以降は、発電所のトラブルシューティング対応と O&M 業務の標準化、ローカルエンジニアの現地研修プログラムの提供等を計画している（フェーズ 3）。最終的には、小水力発電所に特化したインフラシステムの「プラットフォーム」機能を、事業の核と位置付けた（フェーズ 4）。

事業推進体制はフェーズ 1,2 を進めてきているが、現在は外部アドバイザー、IT ベンダーなど専門知識を有する外注先などを混合させ事業を進めている。

サービス開発では、システムの売り切りモデルではなく中長

期におけるサブスクリプションモデル（定額サービスモデル）であることから、高度な知識を持たない発電所の運転員でもデータ入力可能な様式を提供し、各種データ分析結果を分かりやすくグラフ化する施策が重要となる。本実証事業を通じて、ITシステムについても、インドネシアの山間部等奥地が対象地であることから、いかにしてインターネットの確保を実現させるか、データ収集するパソコンの安定電源確保、センサーのバッテリー確認やデータ回線速度、SCADAシステムやセンサーデバイスとの [REDACTED] の自動連携、収集したデータを保存するデータベースストラクチャの検討、ウェブに表示させるためのユーザーインターフェースの検討、等々ITシステムの中でもデータベース構築やプログラミングだけではない様々なハードルがあることが確認された。これらを解決してくためには、現地事業者の協力が欠かせず、現地での状況を熟知しているベンダーの協力も必要不可欠である。

マーケティング戦略では、 [REDACTED] [REDACTED] 実証することで具体的な価値提案を確認しそれを実績として、他のIPP事業者へダイレクトアプローチを行っていく。 [REDACTED]

[REDACTED] 紹介を受けており、投資家が発電所の「見える化」を重視していること、融資条件におけるコベナンツ条項の強化に繋がることも狙いとしている。

アライアンス戦略では、様々なステイクホルダーが関与する小水力発電事業であるが、その中でも特に、事業者に融資をする金融機関は発電事業における意思決定権限を有することから、 [REDACTED] 金融機関向けに分かりやすくすることで、相互の利益に繋がるアライアンスの構築が可能となる。

## 8.2.2 事業リスク分析

競合分析として、直接的な競合他社はこれまでのところ確認されていないが、IPP事業者、水車タービン会社、個人コンサルタント、ITシステムベンダーなどが部分的な類似サービスを提供しているとの情報は確認されている。

優位性分析としては、 [REDACTED] ことが予想されるが、本実証事業を通じて、単純なITシステムの販売や技術コンサルとしての業務提供ではない、小水力発電所に特化したインフラシステムの「プラットフォーム」を核とした事業コンセプトは、非常に高度な専門性が合わさっていることから、参入障壁としては比較的高くなると考えている。また、サービスの性質上、顧客が一度サービスを使うことで、スイッチングコストが徐々に上がるため依存しやすくなるという特徴を有しており、他社の参入障壁を更に上げることにもなる。



### 8.2.3 今後の活動

インドネシアにおける今後の活動は、本実証事業における「設計及び建設データ管理の高度化」を実施した

広くインドネシアのエンジニアを集め育成する施設として運用することを企図している。専門的に水力発電所の運用を学べる機関は、インドネシアでは PLN が保有する施設に限定され、民間の技術者や候補生は参加することができない。

インドネシア人の技術者を育成することができ、インドネシアにある発電所の O&M 業務水準を底上げすることにも繋がると考える。また、この施設の運営方針として、日本の技術指針をベースにカリキュラムを構成することで、インドネシアにおける業界基準を日本に近いものとして、より日系企業が参入しやすい市場環境を作り出していきたいと考える。

規制改革に向けた活動としては、(1)小水力発電事業における O&M 関連のガイドライン確立、(2) IoT などの IT インフラ機器に関わる規制緩和、手続きの簡素化、(3)小水力発電事業における外的課題の解決 の3点が挙げられる。このうち(1)については、インドネシアの IPP としては、定期点検や O&M 等におけるガイドラインが存在していないことから、IPP における業界基準となるような設備技術基準や機器点検ガイドラインなどを制定し、IPP は遵守するべきと考える。また、(3)については、頻繁に発生するブラックアウトを削減させるために、電気設備技術基準の中に、「小水力発電所の送電線または、配電線の整備に係る基準」を設け、PLN は遵守をし、必要に応じては IPP 側と協力して解決するべき問題と思われる。

他アセアン諸国への展開としては、小水力発電事業はインドネシアのみならず、ベトナム、フィリピン、タイ等の他アセアン諸国、ラオスやカンボジアにおいても大きなポテンシャルがある。そして、インドネシア同様に、比較的小規模電源の開発は政府による FIT 導入が見込まれ、政府が枠組みを作り、実施主体は民間主導で行われることが一般的であることから、高い技術力やノウハウを有さない一般事業者や投資家の参画が多く見込まれる。既に技術的なノウハウを豊富に有している日本の電力会社等と違い、アセアン諸国における民間の中小規模事業者は、予算的にもリソース的に制限された中で、いかに効率的に開発、運用を行うかが求められており、発電所におけるデータ管理、高度な分析、トラブルシューティングなどの技術支援を行う 受入れ余地は多分にあるものと考えられる。また、インドネシアで蓄積したサービスノウハウ及び知見、経験は他アセアン諸国でも活用することができ、他国でもサービスを提供することで、より多くの発電所の情報収集が可能となり、更なる質の高いサービス提供にも繋がる好循環なサイクルになるものと期待している。

### 8.3 インドネシア政府への提言

本実証事業のインドネシア現地政府他関係者を対象にした2件の報告会が2018年12月に開催され、長大から本実証事業の業務全体統括者が出席、講演のため登壇した。

#### 8.3.1 インドネシア国スマートシティイベント講演

JETRO 他が主催したスマートシティイベントは、スマートかつ持続可能な都市の開発に向けた効果的な技術と政策や、インドネシアと日本の事業者による将来的なビジネス協働について議論することを目的に開催された。

<概要>

- 日時：2018年12月18日（火）9:00～15:00
- 場所：AYANA Midplaza Jakarta, Ballroom B
- 主催：JETRO, AMEICC, AOTS
- 協力：KSP, KOMINFO
- 言語：日インドネシア語逐次通訳
- 参加者：日インドネシアスマートシティ関係者、地方自治体、産業団体、個別企業およびメディア

#### 8.3.2 日 ASEAN 新産業創出事業の実証報告会

JETRO が主催したデジタル、ヘルスケア、IOT、サービス等の新産業分野を対象とした「日 ASEAN 新産業創出実証事業」の実証事業の成果普及・改善提案の一環としてインドネシア国現地政府向けの実証事業成果報告会が開催された。

<概要>

- 日時：2018年12月19日（水）9:00～12:00
- 場所：ARYADUTA Jakarta Mezzanine floor Monas Room
- 主催：JETRO, METI, AMEICC, AOTS
- 言語：日インドネシア語逐次通訳
- 参加者：インドネシア省庁、商業省、情報通信省、エネルギー・鉱物資源省、工業省

特に、日 ASEAN 新産業創出事業の実証報告会では、前述した本実証事業を推進する上で規制改革に向けた活動、具体的には(1)小水力発電事業における O&M 関連のガイドライン確立、(2) IoT などの IT インフラ機器に関わる規制緩和、手続きの簡素化、(3)小水力発電事業における外的課題の解決 について提言し、参加された関係省庁幹部に対して効果的なインプットができたと考える。