

平成 25 年度

アジアの低炭素社会実現のための  
JCM 大規模案件形成可能性調査事業

「低炭素型上水供給システム導入事業  
検証プロジェクト」報告書  
(インドネシア編)

平成 26 年 3 月

パシフィックコンサルタンツ株式会社

## 要約

本調査では、途上国の既存の上水供給施設に再生可能エネルギー発電および省エネ技術を組み合わせて導入することで、電力グリッドからの電力消費量削減とそれに起因した CO<sub>2</sub> 排出量を削減する事業を想定し、その実現可能性を検証した。

まず、メダン市の水道事業者である PDAM Tirtinadi への聞き取り結果から、モデルサイト候補として確認された 5 か所の浄水場・配水池を対象に、再生可能エネルギー発電や省エネ設備の導入可能性を調査した。その後、マイクロ水力発電設備と太陽光発電システムの導入が有望視された Cemara 配水池をモデルサイトとして選定し、これらの設備の導入に向けた詳細検討を行った結果、技術的観点からは導入に向けた障害がないことを確認した。一方、経済的観点からは、現時点での事業性確保は難しいことがわかり、FIT 制度の適用や補助金制度の将来的な導入、日本国内での再生可能エネルギー市場の活性化を反映した機器製造コストの低減などを見越しても、モデルサイトでの事業性は好転しなかった。したがって、将来的にインドネシアで技術実証や事業展開を行うためには、他の地域を調査して新たなモデルサイトを再発掘する必要がある。

また、事業方針の検討結果から得られた日本企業の訴求点・弱点克服のための方策等を踏まえ、本調査では「事前診断や発電計画の作成、発電活動の運転管理・効果検証に至るまでの包括的なサービスを提供する『ESCO 型サービス企業』を中心とした民間ビジネス」を提案した。

さらに本調査では、水力・太陽光・風力発電および高効率ポンプを浄水施設に導入するプロジェクトを対象に、その排出削減量の算定手法を検討した。また、同様のプロジェクトをインドネシア全土に展開した場合の GHG 排出削減ポテンシャルを、各地域の浄水施設数やその地理条件・環境条件などを基に推計した。その結果、水力発電と太陽光発電が特に高いポテンシャルを示すことがわかった。省エネ設備についても一定の評価値が得られたが、より精緻な推定を行うためにはインドネシア各地にある浄水場の省エネ設備の導入率等を把握する必要がある。

## 1) モデルサイト発掘

下記の調査結果を踏まえ、モデルサイトに Cemara 配水池を選んだ。

表 メダン市にある浄水場の調査結果

浄水場名	Sibolangit 浄水場	Delitua 浄水場	Sunggal 浄水場	Limau Manis 浄水場	Cemara 浄水場
事業会社	PDAM	PDAM	PDAM	PDAM	PDAM
マイクロ水力 発電の導入可 能性	×	×	×	×	○
	発電に使える 余剰圧力がな い	発電に使える 余剰圧力がな い	発電に使える 余剰圧力がな い	落差が小さい ため出力が出 ない	発電に使える 余剰圧力を確 認
太陽光発電の 導入可能性	○	○	○	○	○
	設置スペース あり	設置スペース あり	設置スペース あり	設置スペース あり	設置スペース あり
風力発電の 導入可能性	×	×	×	×	×
	風条件が悪い	風条件が悪い	風条件が悪い	風条件が悪い	風条件が悪い
省エネ設備の 導入可能性	×	○	△	○	△
	省エネ設備は 導入済み	高効率ポンプ が導入可能	ポンプ台数制 御による省エ ネを実施中	高効率ポンプ が導入可能	ポンプ台数制 御による省エ ネを実施中



図 調査したメダン市の浄水場

出典：Google Earth をもとに作成

## 2) モデルサイトにおける機器設置検討

Cemara 配水池に設置できるマイクロ水力発電機および太陽光パネルの能力を検討した。

表 導入するマイクロ水力発電機の諸元

所在地	Cemara 配水池
事業会社	PDAM TIRTANADI
発電形態・方式	配水池入水部（水圧管路内余剰圧力を活用）
水車発電機諸元	<ul style="list-style-type: none"> <li>・有効落差 18m</li> <li>・使用水量 0.17m<sup>3</sup>/s</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力 22kW (総合効率 72%) (効率内訳：水車 80%、発電機 90%)</li> </ul>
設備概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>水車 リンクスフランシス水車 1台 (HV-1RF)</li> <li>発電機 かご形三相誘導発電機</li> <li>連系電圧 所内系統へ 400V で連系</li> </ul>
備考	-



配水池入水部手前手動バルブ



配水池入水部

図 マイクロ水力の設置想定箇所

表 導入する太陽発電システムの諸元

設備導入箇所	施設内余剰スペース
諸元	<ul style="list-style-type: none"> <li>面積 1,100 m<sup>2</sup></li> <li>出力 約 98kW</li> </ul> <p>(現地で発電した場合の数値。1kW/15km<sup>2</sup>の発電密度を想定)</p>
発電形態・方式	<ul style="list-style-type: none"> <li>国内メーカー製造の太陽光モジュール</li> <li>付帯設備 (パワーコンディショナー、架台等)</li> </ul>
設備概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>系統に接続</li> </ul>
備考	最終的な出力 (パネル設置枚数) は、事業性の評価を踏まえ現地事業者が決定する。



図 太陽光発電の設置想定箇所

# 目次

## 要約

第1章	調査概要	1
1.1	想定する事業の概要	1
1.2	本調査の概要	2
1.2.1	調査実施体制	2
1.2.2	調査課題	2
1.2.3	調査項目	3
第2章	対象国の事業環境・諸制度	5
2.1	基礎情報	5
2.1.1	地理	5
2.1.2	気象・水象	6
2.1.3	人口	6
2.1.4	政治・経済状況	6
2.1.5	インフラ整備状況	8
2.2	上水供給に関する施策	9
2.2.1	上水インフラの整備状況	9
2.2.2	上水インフラ整備計画	10
2.2.3	関連規制	10
2.3	再生可能エネルギー・省エネに関する施策	11
2.3.1	再生可能エネルギー・省エネの導入状況	11
2.3.2	関連法令	12
2.4	気候変動に関する施策	13
2.4.1	温室効果ガスの排出状況	13
2.4.2	主要施策	15
2.4.3	対策目標・計画	15
2.4.4	関連法令	16
第3章	導入対象とする日本製品・技術	17
3.1	導入による事業効果	17
3.2	再生可能エネルギー発電技術	17

3.2.1	マイクロ水力発電.....	17
3.2.2	小型風力発電.....	19
3.2.3	太陽光発電.....	19
3.3	省エネ技術.....	20
3.3.1	ポンプの回転速度制御.....	20
3.3.2	可動羽根ポンプ.....	21
3.3.3	動力回収水力.....	22
3.3.4	配水コントロール.....	23
3.4	アンシラリー分散制御技術.....	24
第4章	上水施設に係る情報の収集・整理.....	28
4.1	対象地域における上水施設の整理.....	28
4.2	技術導入可能性.....	29
4.2.1	再生可能エネルギー.....	29
4.2.2	省エネ技術.....	33
4.3	モデルサイトでの機器設置検討.....	34
4.3.1	サイト概要.....	34
4.3.2	設置検討結果.....	36
4.3.3	系統安定化対策技術の導入検討.....	39
第5章	事業性.....	42
5.1	検討の方針.....	42
5.1.1	モデルプロジェクトの概要.....	42
5.1.2	モデルサイトの概要.....	42
5.2	前提条件.....	43
5.2.1	事業期間.....	43
5.2.2	導入設備の製造・設置.....	43
5.2.3	収入/支出環境.....	44
5.3	経済的導入可能性.....	45
5.3.1	マイクロ水力発電.....	45
5.3.2	太陽光発電.....	46
5.4	検討結果と考察.....	49
5.4.1	検討結果.....	49
5.4.2	考察.....	50

第6章	事業実施案	55
6.1	事業環境	55
6.1.1	経済環境	55
6.1.2	競争環境	55
6.1.3	技術環境	57
6.1.4	社会環境	58
6.2	顧客・競合分析	59
6.2.1	顧客分析	59
6.2.2	競合分析	60
6.3	事業方針	62
6.4	事業実施案	67
6.4.1	事業実施スキーム案	67
6.4.2	事業運営体制案	68
第7章	温室効果ガス排出削減ポテンシャル	70
7.1	温室効果ガス排出削減量の算定	70
7.1.1	算定方法の検討	70
7.1.2	モデル事業での温室効果ガス排出削減量	74
7.2	温室効果ガス排出削減ポテンシャル	74
7.2.1	マイクロ水力発電	74
7.2.2	太陽光発電	75
7.2.3	風力発電	76
7.2.4	省エネ設備	76
第8章	今後の展開	78
8.1	本調査のまとめ	78
8.2	今後の展開	78
8.2.1	事業化に向けたスケジュール案	78
8.2.2	モデルプロジェクト計画	81

#### 巻末資料

資料1：ADC 解説資料「ADC 技術の浄水場内電力系統への適用を検討するにあたっての考え方」

資料2：モデルサイトにおける系統安定化対策技術の導入検討

## 第1章 調査概要

### 1.1 想定する事業の概要

人間の生活に不可欠である「清浄な水」を供給する上水供給システムは、取水施設における取水ポンプの稼働、浄水施設における水の浄化処理、配水施設における送水ポンプの稼働等、上水製造や配水プロセスにおいて多量の電力を消費する。一般的に、同システムからの温室効果ガス（GHG）排出量のほとんどは、この電力消費に起因している。

こうした背景から、同システムに再生可能エネルギー発電技術を導入することにより、新しい電力供給源を構築することの意義は大きいと考えられる。例えば、取水した原水を貯水槽に流入させる際に余剰水圧を減圧するケースでは、この減圧分を利用したマイクロ水力発電が可能である。加えて、多くの上水製造施設の敷地内には、貯水槽上蓋部など太陽光発電設備を設置可能なスペースが存在する。さらに、風況が良い山間部などに立地する場合には、中小規模の風力発電設備の設置にも期待ができる。このように上水供給システムは、様々な再生可能エネルギー発電が導入可能な特徴を有している。この特徴を活かして、複数の再生可能エネルギー発電を組み合わせることで導入することにより、気象条件に影響を受けやすく不安定な個々の発電技術が補完しあい、結果として安定的な電力供給を達成することも可能である。また、当該システムに再生可能エネルギー発電を導入することは、これらが非常用電源としての機能を担うことも可能にする。

また、同システムは省エネ技術を導入することで電力消費量を減らすことも可能である。一般に上水を供給するにあたっては、供給先に応じた水圧のコントロールが必要になるため、我が国を含む先進国では、水圧を適切にコントロールするインバータ等の電子制御技術・システムが導入されている。他方、多くの途上国の水道事業者では、技術・人材不足からこのようなコントロールは行われておらず、余剰水圧等のエネルギーが発生している場合が多い。つまり、我が国の優れた水圧コントロール技術を導入することにより、電力消費の削減と、それに起因した GHG 排出量の低減が可能になる。

このように、途上国における上水供給システムは、再生可能エネルギー発電や省エネ技術の導入により、GHG 排出量の大幅な削減に寄与できる可能性があると考えられる。こうした点を踏まえ本調査では、途上国の既存の上水供給施設に再生可能エネルギー発電技術と代表的な省エネ技術を組み合わせることで、電力グリッドからの電力消費量削減とそれに起因した GHG 排出量を削減する事業を想定し、その実現可能性を検証した。

## 1.2 本調査の概要

### 1.2.1 調査実施体制

本業務における調査実施体制を以下に示す。本調査は、受託者であるパシフィックコンサルタンツ株式会社が各企業の協力を得て実施した。

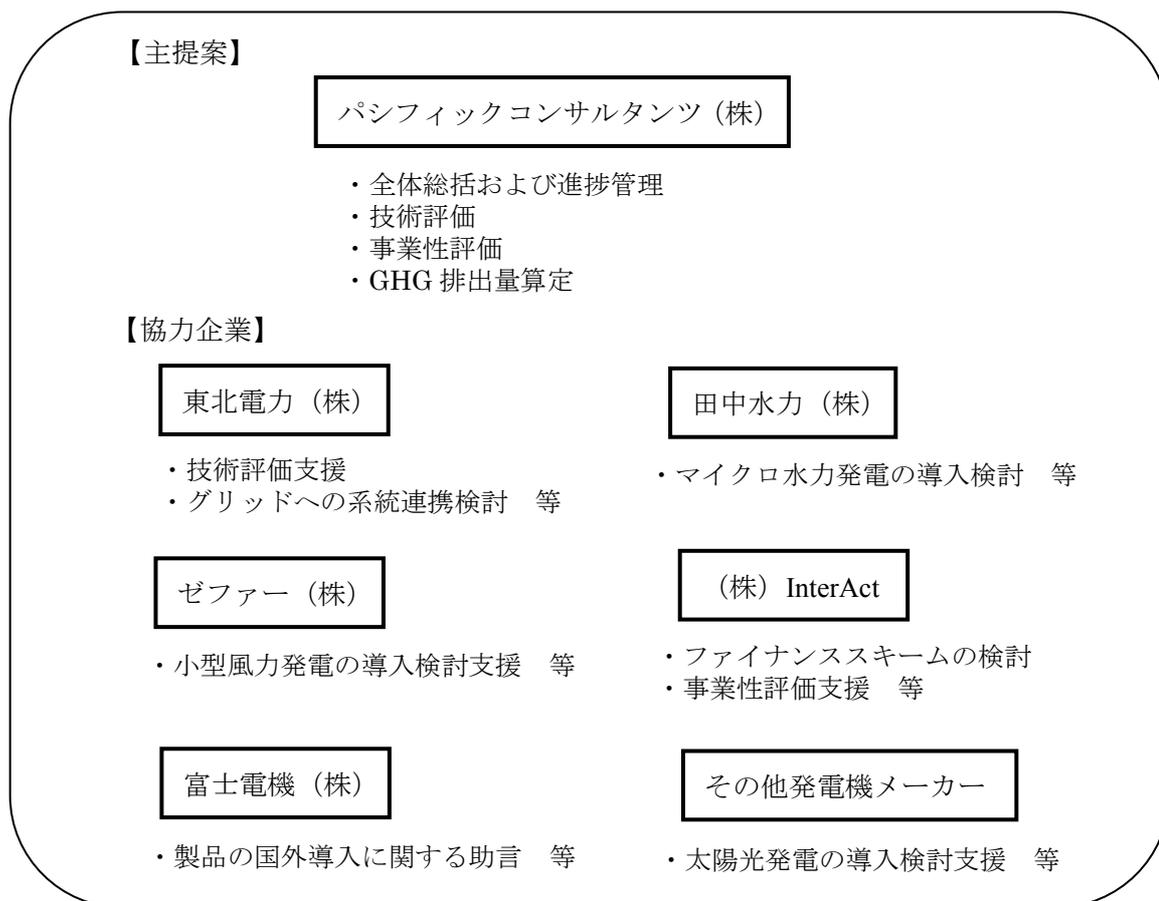


図 1-1 調査実施体制

### 1.2.2 調査課題

事業の実現可能性を検証するにあたり、確認すべき課題として以下のものが想定された。

#### (1) 本邦技術の普及可能性の検討

想定する事業は、再生可能エネルギー発電技術や省エネ技術を組み合わせて上水供給施設に導入するものであるため、まずはこれらの本邦技術が当該国のニーズに合致するか、そして普及する可能性があるのかを正しく評価する必要がある。これを踏まえ本調査では、

省エネ設備の導入状況や、マイクロ水力発電を導入するのに十分な有効落差（余剰水圧）と流量を有するポイントが施設内に存在するか、太陽光や小型風力発電など比較的小規模な電源に対してどのようなニーズがあるか等、技術的観点から普及可能性を正しく評価することを目指した。

## (2) 事業性の検討

本調査で導入を検討する技術は初期投資が比較的高額であるため、発電した電力の売電やカーボンクレジットの売却による収入を考慮したとしても、初期投資額が高いという問題は依然として残る。そのため、当該事業の事業性を確保するには、事業者が負担する初期投資額を抑制できるファイナンススキームの確立が重要になると想定された。このファイナンス面の課題に対応するために、ESCO 事業で採用されている契約方式（シェアード・セイビングス契約）の活用およびそれらを活用したフレームワークの検討を行った。

### 1.2.3 調査項目

前項の課題を踏まえ、以下の手順で調査を実施した。

#### (1) 対象国および地域における基礎情報の収集整理・分析

対象国および地方自治体における以下の基礎情報を収集整理した。

- ・上水供給に関連する法令／規制／基準や施策
- ・気候変動に関する計画等
- ・過去の経済状況、電力の需給状況等

#### (2) プロジェクトの副次的効果の検討および日本製品・技術の整理

想定する事業の実施に伴い、期待される副次的効果について検討を行った。また、国内の再生可能エネルギー発電技術および代表的な省エネ技術に係わる情報を整理した。

#### (3) 対象国および地域における上水供給施設に係る情報の収集整理

対象国および地方自治体における上水供給施設について情報収集を行った。具体的には、本邦技術の導入が見込める有望サイト（モデル）の抽出に必要な諸元情報、関連図面などを収集した。

#### (4) モデルサイトにおける導入可能性評価

水力、風力、太陽光等の再生可能エネルギー発電技術や省エネ技術の導入が可能と考えられる有望サイトを抽出し、技術的観点および経済的観点を踏まえ、事業の実現可能性を評価した。

(5) プロジェクト実施に関するファイナンススキームの検討

想定する事業を実施する上で最も大きな課題になると思われる「初期投資を含む継続的かつ安定的な資金の確保」の解決に資する手法を検討した。

(6) GHG 排出削減量の算出

本事業の実施に伴う GHG 排出削減量の算定手法について、考慮すべきパラメータや活動量、算定式などを検討した。

(7) 技術普及ポテンシャルの評価

対象国および地方自治体における上水供給施設について収集した情報に基づき、再生可能エネルギー発電や省エネ技術の普及ポテンシャルを評価した。

(8) 次年度以降の実証事業の実施に向けた事業フレームの検討

想定する事業の実施体制と、それを含めた事業フレームについて検討を行った。

## 第2章 対象国の事業環境・諸制度

### 2.1 基礎情報

#### 2.1.1 地理

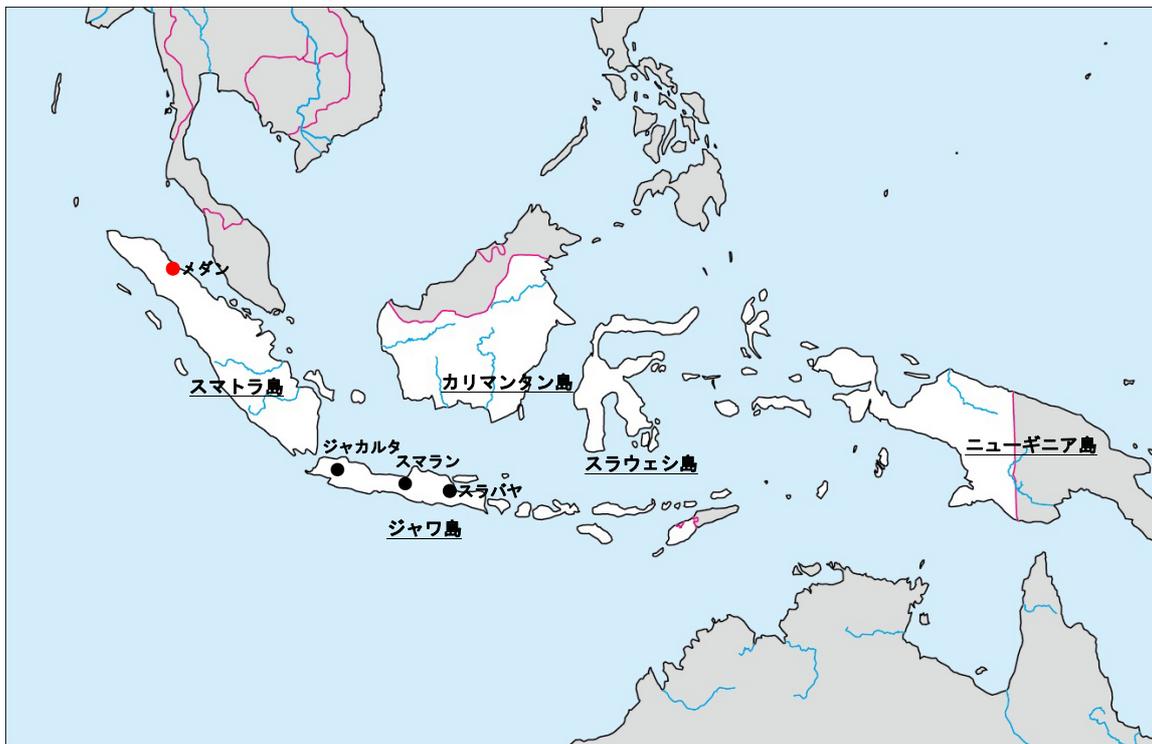


図 2-1 インドネシア位置図

「世界の白地図」ウェブサイトの地図を基に作成

インドネシアは 17,000 以上の島から成る島国であり、東南アジア最大の人口を持つ。6,000 を越える有人島の中でも、ジャワ島、カリマンタン島、スマトラ島、パプア島、スラウェシ島が特に重要な島として挙げられる。人口最大の都市はジャワ島に位置する首都ジャカルタであり、スラバヤ、バンドン、メダンなどがそれに次ぐ規模の都市となっている。

カリマンタン島にはマレーシアとの国境があり、パプア島にはパプアニューギニアとの、またティモール島には東ティモールとの国境がある。狭い海峡をへて、北方ではシンガポール、マレーシア、フィリピンと近接し、南方ではオーストラリアと近接している。

複数のプレートに周辺を囲まれており、環太平洋火山帯の一部を構成しているため、国土全土に多くの火山がある。スマトラ島にある国内最高峰のクリンチ火山 (3,805m) や、同じくスマトラ島北端のアチェ州に位置するルセル山 (3,466m) は国立公園を擁することで知られている。スマトラ島には他にも、南スマトラで最も高いデンポ山 (3,195m)、バンダハラ山 (3,012m)、ペエサグ山 (2,801m) ウルマセン山 (2,310m) などの山がある。

北スマトラ州の州都メダンはインドネシア第三の都市である。面積は 26,510ha（州の総面積の 3.6%）で、南方～西方～東方がデリ・スルダン県との境界となっており、北方にマラッカ海峡がある。

### 2.1.2 気象・水象

国土のほとんどの地域が熱帯気候に属しており、気温の季節変動が小さい。気温は年間を通して変動が小さいが、雨季と乾季がはっきり分かれていることから、降水量は季節により大きく変化する。メダンは熱帯雨林気候で乾季はなく、平均気温は年間を通しておよそ 27℃、年間降水量は 1,800mm である。

インドネシアは島国であり、海や河川以外にも、521 カ所の天然湖と 100 カ所を超す貯水池がおよそ 21,000km<sup>2</sup> にわたって存在するなど、水資源に恵まれている。国内最大の面積・水量をもつスマトラ島のトバ湖は、240km<sup>3</sup> の淡水を擁する東南アジア最大の湖である。豊富な水資源は、民生・商業共に十分量が利用され、漁業・水力発電・灌漑・交通・娯楽などの経済活動を支えている。ただし、流域の管理、ジャカルタおよびその周辺での洪水、不法・不適な土地利用による水質の劣化などが近年問題視されている。

メダンにはいくつかの水源があり、市内には 9 本の河川（ベラワン川、バデラ川、シカンビン川、プティ川、バブラ川、デリ川、スランサリン川、ケラ川、トゥントアン川）が流れている。これらの河川は、デリ流域とベルメイ流域の 2 つの流域に分割されている。

### 2.1.3 人口

インドネシアの人口は、2011 年の国勢調査によると 2 億 3,700 万人となっているが、人口の確認がなされていない民族が国の全域に散らばっていることもあって、正しい数字が把握されているとは言い難い。国全体の人口密度は 134 人/km<sup>2</sup> であるが、世界で一番人口密度の高いジャワ島は 940 人/km<sup>2</sup> と報告されている。

メダンの人口は 2010 年現在で 210 万人であり、ジャカルタ、スラバヤ、バンドンに次いで国内 4 番目に多く、ジャワ島以外では最大の都市にあたる。ただし人口の大部分は中心部ではなく周辺に住まいを持っており、特に隣接するデリ・スルダン県かメダン市への通勤者が多い。

### 2.1.4 政治・経済状況

#### (1) インドネシアの政治状況

インドネシアは大統領制の共和国である。独立政権国家であるため、中央政府に権力が集中している。歴史的には、1945 年の憲法設立以来、行政・司法・立法府が 4 回にわたり改正されている。また近年では、1998 年にスハルト大統領が辞任した後、政府の大規模な構造改革がなされた。このときの重要な動きとして地方分権の確立が挙げられる。1999 年改訂の憲法第 22 条に示されているこの地方分権は、地方自治体が公共事業・公衆衛生・教

育と文化・農業・交通・商業と産業・投資・環境・土地管理・組合および労働などを直接管理するよう定められており、水道事業も例外ではない。

独裁体制であったスハルト政権の崩壊後、現在のユドヨノ政権に至るまで数度にわたる政権交代を経たが、その間でインドネシアでは民主化が進み、結果として目覚ましい発展を遂げたと言える。しかし、長年にわたって権威主義支配から、地方への権限分散傾向が暫く続いたこともあって、政府のとり政策に一貫性がなく、効力も弱まっているとも指摘される。

メダンは、汚職事件により停職となった前市長のラフドマン・ハラハップ氏に代わり、ズルミ・エルディン氏が 2013 年 5 月 15 日より現市長となっている。市は 21 の地区（ケカマタン）で構成されている。

## (2) インドネシアの経済状況

インドネシアは東南アジア最大の経済大国であり、G20 の中でも経済主要国の位置づけになる。2012 年の GDP は 9,282 億 7,400 万米ドルで、国民一人あたりの GDP は 3,787 米ドル、GDP PPP は 4,943 米ドルとなっている。産業部門が最も大きく、GDP は 46.6%（2012 年）、次いでサービス部門（38.6%）、農業（14.4%）の順になっている。サービス部門は 2012 年より他の部門より雇用率が高く 48.9%で、それに続き農業 38.6%、産業 22.2%となっている。しかし、数世紀にわたって最大の雇用があるのは農業である。下図は 1995 年から 2012 年までの GDP 成長率を示したものであるが、1998 年にアジア通貨危機の影響で大きく落ち込んだ以外は、成長率は比較的安定しており、4%から 6%と堅調に増加している。

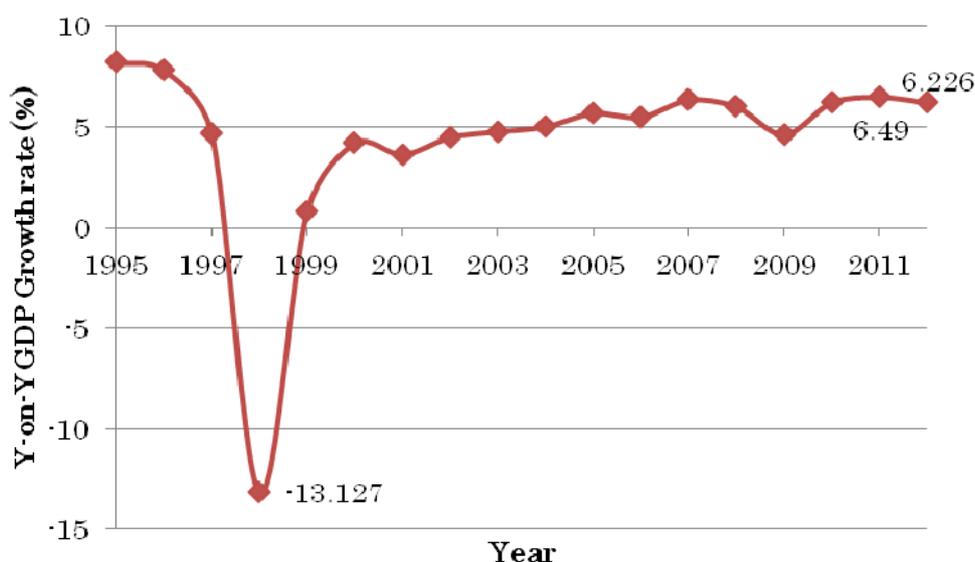


図 2-2 インドネシアの GDP 成長率

出典: World Economic Outlook Database (IMF)

1995年から2011年までのメダンのGDP成長率を下図に示す。国全体のGDPと増減の傾向はほぼ同じであるが、メダンは平均的に国内GDPより高い成長率を記録し続けている。

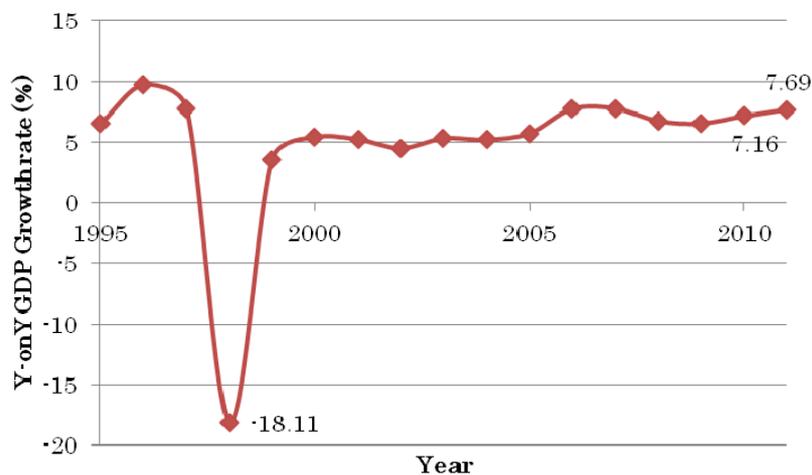


図 2-3 メダンの GDP 成長率

出典：北スマトラ州中央統計局

#### 2.1.5 インフラ整備状況

インドネシアでは経済の急成長に伴って電力の需要が増加しており、特に政治・経済の中心であるジャワ島とバリ島ではインドネシア全体の発電量の8割を消費するなど、電力需要の急激な伸びとそれに伴う電力不足が深刻化している。インドネシア政府は、電力を安定供給するためにインフラ整備や法制の改定などを進めてはいるものの、電力開発はその計画どおりには進んでいない。国内の発電事業は、インドネシア国営電力公社 (Perusahaan Listrik Negara Persoro、以下 PLN) が発電・送電・配電事業を独占市場の中で運営していたが、1992年に民間電力事業者 (IPP) の参入が承認され、今では市場競争が行われている。現在は、PLNの発電量全体の8割強を占め、残りを独立電力事業者 (IPP) や自家発電事業者 (PPU) が行っている状況である。送電網としては、ジャワ・マドゥラ・バリ (JAMALI) 送電網が設備容量の7割と発電量の8割を占めている。ただし PLN 自身も、1995年以降は分社化が進んでおり、発電部門からはインドネシア電力会社 (IP) とジャワ・バリ電力会社 (JBP) が独立した。

インドネシア国営電力公社 (PLN) の事業運営地域は以下の通り。

- i) インドネシア西部：スマトラ島、西カリマンタン州
- ii) インドネシア東部：カリマンタン島 (西カリマンタン州を除く)、スラウェシ、マルク諸島、パプア島、西ヌサトゥンガラ、東ヌサトゥンガラ

### iii) ジャワ島およびバリ島

## 2.2 上水供給に関する施策

### 2.2.1 上水インフラの整備状況

インドネシアの上水インフラの開発は停滞気味である。1997年から1998年にかけてのアジア通貨危機の影響で、地方自治体は関税引き上げに消極的になり、公債の支払いが滞った結果、利息や延滞金の高騰を引き起こした。2007年には、PDAM（インドネシア地方水道事業公社）が抱える利息と延滞金と借入金は6兆3,000億ルピア（7億米ドル）まで膨れ上がった。こうした経緯で地方自治体やPDAMが負債を抱える中、上水インフラ整備を担う地方自治体が開発・整備資金の拠出を渋ったことで、1999年頃から2010年まで、大規模な都市上水インフラの開発は行わず、設備の老朽化だけが進んでいる状況である。地方分権制度が制定して以降、中央政府が地方の上水インフラ整備に関わることはほとんど無かったが、こうした事態を重く見た中央政府は、2004年と2007年の2回に分けて、PDAMに対し地方上水インフラ整備における互いの役割・責務の分担を明確化するよう指示する政令を発表した。

また、2009-2015年の間で、主に中央政府の資金拠出により実施されていた上水基盤プログラムを地方自治体主導の事業として移管する動きが進められている。この間インドネシア政府は、2015年までに安全かつ持続可能な水源にアクセスできる地域を増やすべく、ミレニアム開発を達成するための上水供給の投資プログラムに着手している。

しかし2011年現在、地方自治体の都市上水インフラ計画は遅々として進まず、その整備・開発のスピードは、急激な人口増加についていけずにいる。ただし、各地域のPDAMで問題は異なっており、技術レベルの問題を抱えている事業者や、盗水・漏水などを課題とするPDAMも多い。

このように、水アクセス率の低さ、中央政府の部門間調整の不足、PDAMの不十分な管理体制など様々なことが要因となり、上水インフラへの投資が進まない状況である。現在100万人以上の人々が安全な水を手に入れられない状態にある。さらに、インドネシアの人口の70%以上の人々が汚染された水源からの給水を余儀なくされている。

### 2.2.2 上水インフラ整備計画

政府は、「国家中期開発計画 2010-2014」（RPJMN2010-2014）において、上水インフラの整備と水質向上のための政策設計を行っており、これを踏まえ公共事業省人間居住総局は、都市部の住民4,100万人、郊外の住民1,500万人の合計5,600万人が効果的に上水にアクセスするための戦略を作成している。また、上水インフラ整備にあてる予算としては2011年

ー2014年間で65兆ルピア程度が準備されている。現中央政府や地方自治体が抱えるインフラ整備のための必要予算36兆ルピアの補填が主な用途として想定されている。

さらに政府は、2011年に上水インフラへの投資ロードマップを作成しており、ここではインフラ整備・開発を進める上でのロードマップとして下記の方針があげられている。

- 1) 地方自治体による重要な融資元の誘致
- 2) 迅速且つ確実な水アクセスを達成するための資金確保
- 3) 既設の浄水場の積極的活用
- 4) 地方自治体への資金支援
- 5) 現行の監視システムの改善

また、次の開発・整備ステージとして新たな資金源確保も進められている。具体的には、中央政府の資金提供（APBN:中央政府資金）や、PPP事業実施による銀行・民間資金の投入などである。

メダンにあるPDAM Tirtanadiは2020年までにメダンの全市民に清潔な水を供給することを目指している。さらに、作成する中期（2011年～2015年）および長期（2011年～2020年）投資プランではサービス範囲の拡大・顧客数目標・投資計画などが明確に記されている。サービス範囲は2015年までに71%～80%（住宅約90,000件、サービス人数1,809,432）まで拡大するとしており、それに必要な投資額は1兆700億ルピアと算定されている。2020年に向けての長期プランでは、のサービス範囲100%の達成、水供給量を5,000 l/sとする等を目指しており、必要な投資額を2兆3,900億ルピアと計算している。

### 2.2.3 関連法令

上水インフラの関連法令としては、2004年に定められた「水源に関する法令第7条」を基礎として、地方分権体制化における上水インフラの開発・整備方法が定められている。その後、後発で制定された政府規則・規制などのこの政令の内容が補完されてきているが、近年では、2011年から準備された多額の投資資金の運用方法について定められて新規則が2009年と2010年に施行されている。その他、主だった関連法令・規則は以下の通りである。

- 1) 2008年付財務省法令第120条：PDAMの資金再構築を目的に施行
- 2) 2009年付大統領令第29条：商業銀行からの借入金の利子助成金を一部保証
- 3) 2010年付大統領令第13条：民間セクターとのパートナーシップを強化
- 4) 2010年付大統領令第78条：実行可能なPPP計画のメカニズムを保証

## 2.3 再生可能エネルギー・省エネに関する施策

### 2.3.1 再生可能エネルギー・省エネの導入状況

インドネシアのエネルギー生産量は2011年現在で11億3,800万バレルである。下表に示すように、生産量は化石燃料利用に偏っている。

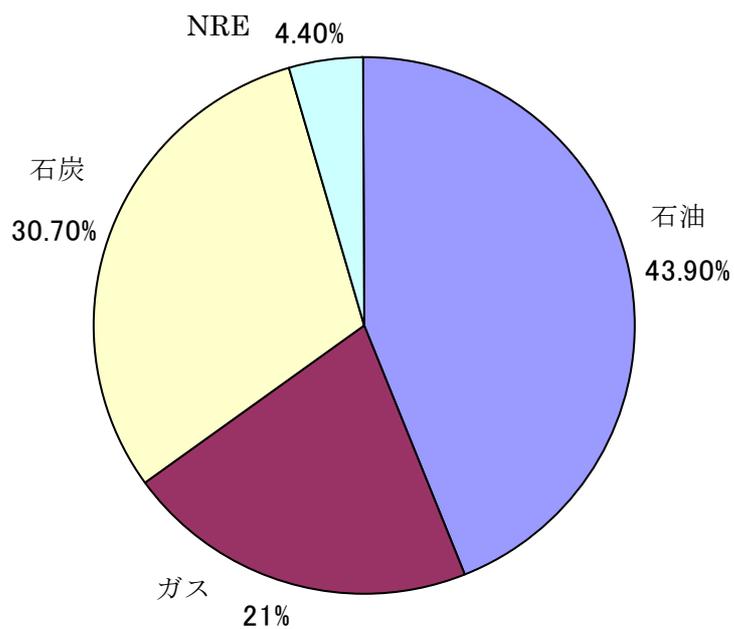


図 2-4 インドネシアにおけるエネルギー原料割合（2011年現在）

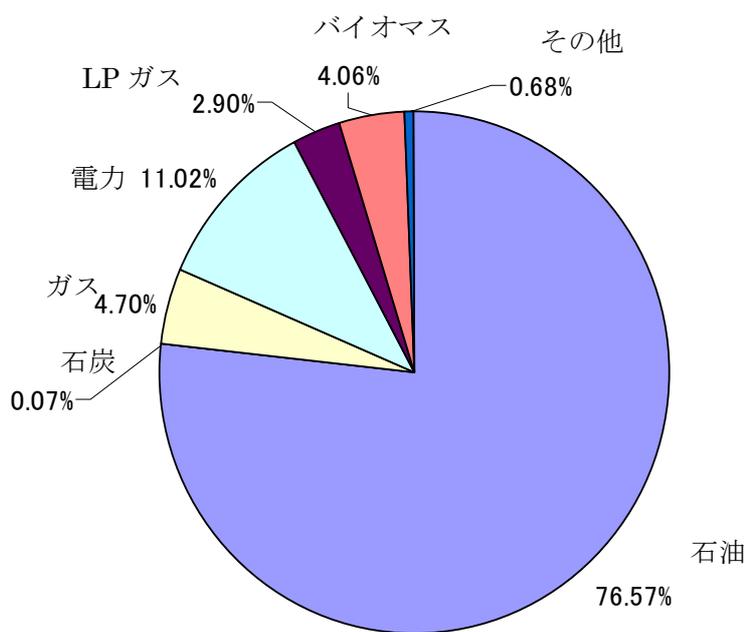


図 2-5 北スマトラ州の種類別エネルギー消費率 (2005 年現在)

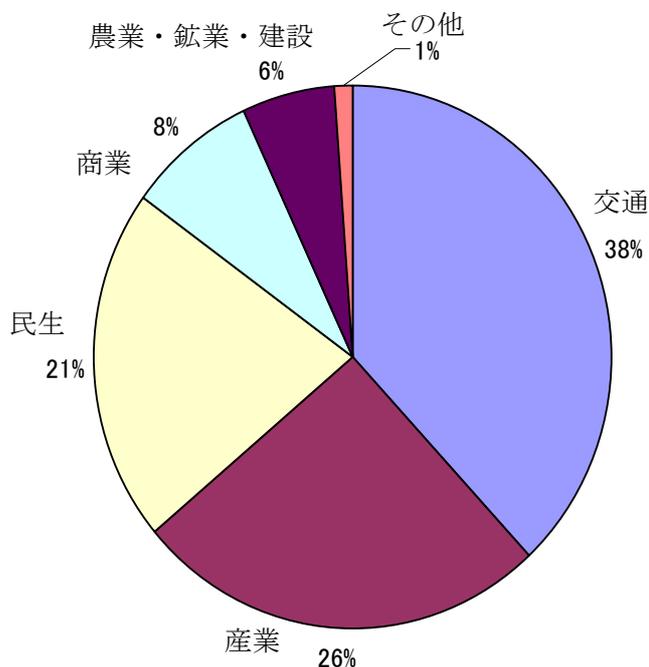


図 2-6 北スマトラ州 セクター別エネルギー消費割合 (2005 年現在)

### 2.3.2 関連法令

政府は、2011 年に 72.95%を記録した電化率とエネルギー消費成長率 7%というエネルギ

一の需給バランス問題を深刻に捉え、インドネシアのエネルギー利用をより継続利用可能な方法へシフトする国家エネルギー政策として、2006年付大統領令第5条を發布した。この法令を基に作成した2025年のエネルギーミックス目標を表5に示す。

石油への依存を減少させるとともに、新エネルギー・再生可能エネルギーの大幅な普及を政府が見据えていることがわかる。

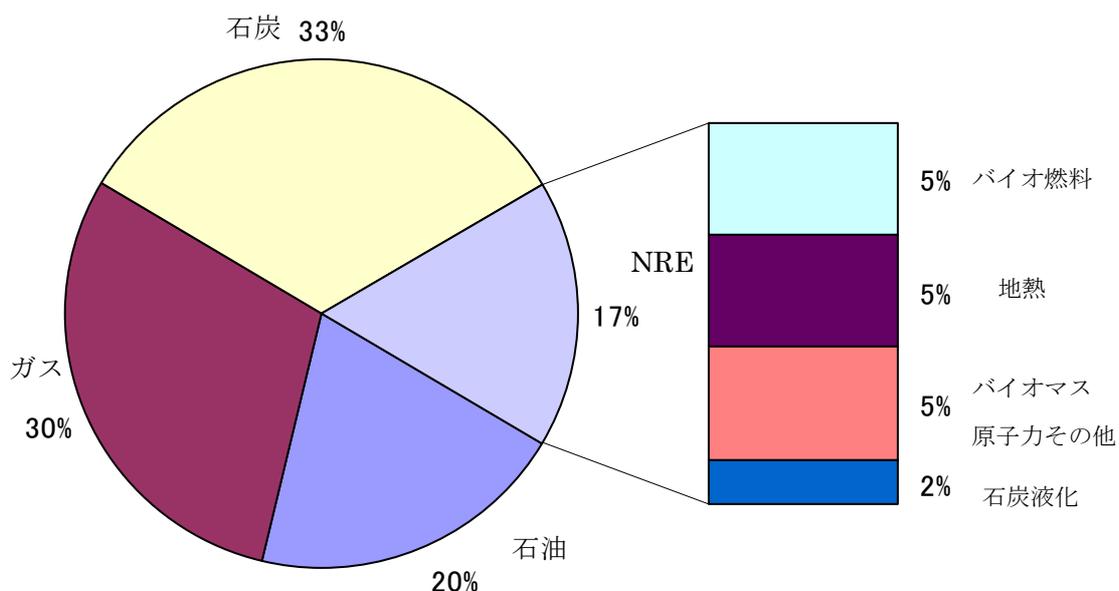


図 2-7 エネルギーミックスの 2025 年目標

## 2.4 気候変動に関する施策

### 2.4.1 温室効果ガスの排出状況

インドネシアは、森林伐採や泥炭の分解による二酸化炭素を GHG 排出と見なした場合、アメリカ・中国に次いで世界第3位の温室効果ガス排出国となる。2000-2009年に国内で排出された GHG 排出量を下図に示す。

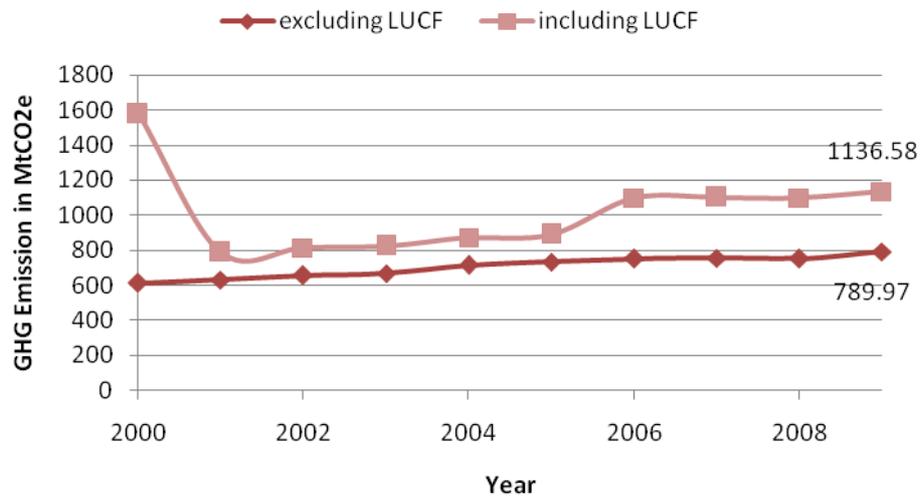


図 2-8 2000-2009 年の GHG 排出状況

出典：世界資源研究所資料

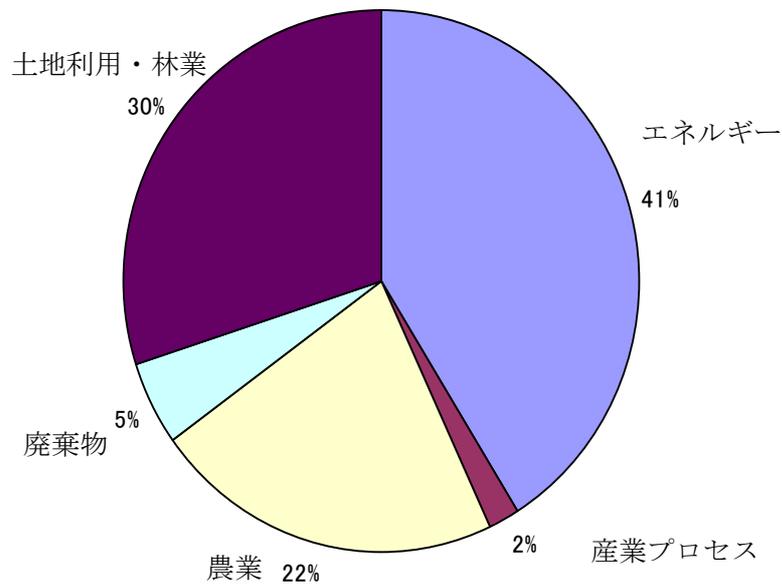


図 2-9 インドネシアのセクター別 GHG 排出状況

世界資源研究所の気候データ（2009 年）を基に作成

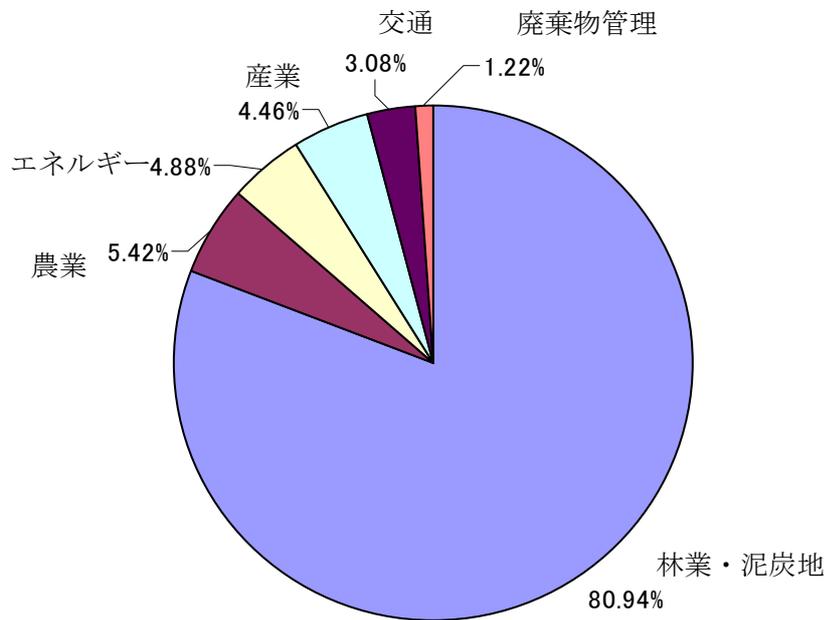


図 2-10 北スマトラにおける GHG 排出量 (2010 年)

BAPPEDA 資料を基に作成

#### 2.4.2 主要施策

インドネシアでは、セクターごとの目標や行動計画を含む「気候変動国家行動計画」が 2007 年に策定された。2010 年には、政府の政策実施や予算配分の基礎となる「国家中期開発計画 2010-2014」(RPJMN2010-2014)において、気候変動を優先事項の 1 つに取り上げるなど、積極的な取り組み姿勢を見せている。また、温室効果ガス国家インベントリ制度構築に向けた政策や組織面での準備など、気候変動対策に必要な基盤の整備も進められている。同インベントリのためのガイドラインも作成しつつ、民間セクターにおいても GHG 排出量の報告を制度化・評価するシステムの構築が予定されている。

#### 2.4.3 対策目標・計画

北スマトラ州の地方政府は、2020 年までに GHG の排出量を 30.5%削減することを目標とし、これを達成するためにセクターごとの緩和計画が作成されている。エネルギー部門では、低エネルギー自家用設備の使用と、再生可能エネルギー開発が優先されている。交通部門では、メダン-ビンジャイ-デリ・スルダン間の鉄道開発と、高度な交通システム (ITS) での開発利用が積極的に進められている。産業部門では、化石燃料をバイオガスやバイオマスで賄うというのも地方政府の計画である。廃棄物分野では、地方の埋め立てゴミ処理

地 7カ所の再建と改良が計画に組み込まれている。好気性条件のシステムに変換する他、メタンガス回収システムを Aek Nabobar 埋立地に導入する計画も行われている。

#### 2.4.4 関連法令

温室効果ガス排出削減に係る国家行動計画（RAN-GRK）は、地方自治体を含み関連する官庁や研究所が GHG 排出削減活動に取り組むための基盤となるものである。

この法令は、ユドヨノ大統領が 2009 年 9 月に米国ピッツバーグで開催された G-20 サミットで演説した、インドネシアの GHG 排出削減活動に関する誓約のフォローアップとして作成された。ユドヨノ大統領は、2020 年までに国の自主的活動として GHG 排出量を 26% に削減するとしたが、国際的な協力が十分に得られた場合は 41%まで削減できると発表した。インドネシアは UNFCCC へ、インドネシアの位置づけに関連したセクター別の排出削減目標についての内容を含む書簡を提出した。内容は以下の通りである。

- 1) 泥炭地管理の継続
- 2) 森林管理と炭素隔離プロジェクトの開発・推進
- 3) 省エネルギーの促進
- 4) 代替／再生可能エネルギーの開発促進
- 5) 固形・液体廃棄物の排出削減
- 6) GHG 排出強度の低い輸送方法への変換

GHG 排出削減計画の大部分が国家レベルで作成・施行されるが、北スマトラのような地方自治体でも RAN-GRK を通じて戦略的計画・合意形成・任務の調整などで GHG 削減に貢献できる。また地方自治体は、温暖化影響に対する民間企業の意識向上のため、PPP の促進も行っている。

## 第3章 導入対象とする日本製品・技術

### 3.1 導入による事業効果

導入を想定する技術は、マイクロ水力発電・太陽光発電・風力発電といった各種再生可能エネルギーと、ポンプの回転速度制御・可動羽根ポンプ・動力回収水車・配水コントロール等の省エネ技術である。これらの導入は、インドネシアにおけるエネルギー利用目標や再生可能エネルギーのシェア拡大目標の達成に貢献するのみならず、逼迫した電力需要の改善にも貢献すると考えられる。また同時に導入検討するアンシラリー分散制御技術は、太陽光や風力など出力が不安定な電源がグリッドに与える影響を緩和するための技術である。電力インフラを不安定の改善途中であるインドネシアで再生可能エネルギーを普及させる支援技術として、アンシラリー分散制御技術の貢献は大きいものと考えられる。

### 3.2 再生可能エネルギー発電技術

#### 3.2.1 マイクロ水力発電

マイクロ水力発電は、高低差のある水流を使って水車を稼働させることで発電を行う設備である。上水供給施設では、広い地域に効率的に水を供給するため、浄水を一旦高台の貯水槽に貯水し、そこからの落差を利用して各需要家へ配水するケースが一般的であるが、その際に適切な水压で供給するよう、配水途中で減圧弁や配水池を設けることにより減圧を行っている。本調査で検討する事業は、こうした減圧箇所マイクロ水力発電設備を設置して発電を行い、グリッドへの売電や施設の自家消費電力源として有効活用するものである。

上水供給施設は、処理流量が天候や農耕期の影響を受けにくく、年間を通じて安定した流量が期待出来るため、安定的な発電が望める。また、既存の上水供給施設への追加設置であり、かつ浄水場では減圧弁部分にバイパス管とマイクロ水力発電設備を設置してバイパス部に流れ込む水の圧力を利用して発電するなど、既存設備を活用することで据付工事等を比較的容易に行うことが出来る等のメリットがある。

この分野において、我が国は最先端の技術を有している。例えば、本調査に参加する田中水力株式会社は、従来のマイクロ水力発電設備が持っていたデメリットを克服した<sup>1</sup>「リ

---

<sup>1</sup> 主なデメリットとしては、機器自体が出力規模に対して高価であること、水量を確保するための構造上の要因から一定規模の設置スペースが必要であること、それに伴い配管経路の変更を余儀なくされ工事費用が嵩むこと等が挙げられる。「リンクレスフランス水車発電機」は、従来の水力発電用水車で多く採用されているガイドベーンリンク機構を、ガイドリングギアとガイドベーンギアで構成される小型で簡素なギア機構に改良し、構造の簡略化とコスト低減を実現している。

「リンクレスフランシス水車発電機」を開発・製造している。



発電機の外観



ガイドベーンリンク機構

図 3-1 リンクレスフランシス水車発電機

出典：田中水カウェブサイト

「リンクレスフランシス水車発電機」の適用範囲は、落差 10～80m、流量 0.15～1.0m<sup>3</sup>/s であり、プロペラ水車に比較して最高効率値が若干劣るものの、低流量においても効率が下がりにくい特性を有している。したがって、流量の日変化が大きい場所への適用も可能である。

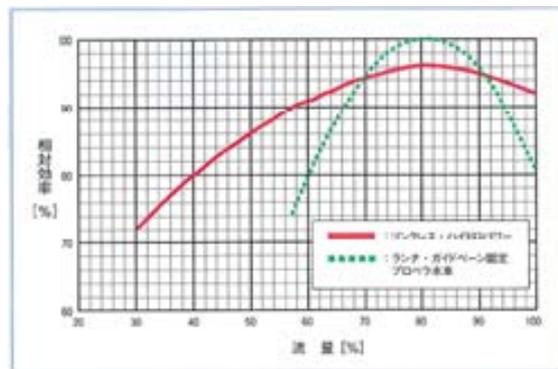


図 3-2 リンクレスフランシス水車の流量に対する相対効率

出典：田中水カウェブサイト

本調査では、マイクロ水力発電の導入が見込める有望サイトにおいて適用可能な条件（落差、流量、設置場所）を抽出した上で、水車選定表に基づき、導入に相応しい水車の型式を選定した。

### 3.2.2 小型風力発電

小型風力発電分野において優れた技術を有する企業にゼファー株式会社が挙げられる。ゼファーは、1997年に設立された小規模再生可能エネルギーソリューションを提供する企業である。本調査で導入を検討する高性能小型風力発電機「エアドルフィン」は、日本の産業界、研究機関、官公庁を代表するメンバーが参画した産学官共同研究「プロジェクトZ」で開発されたもので、軽量で持ち運びが可能であり、風速 2.5m/s からのカットインを可能とする。総重量 18kg と持ち運びが出来るほど軽量であることから、様々な場所への設置が可能であり、設置工事のコスト低減も期待できる。また、「エアドルフィン」と比べてブレード直径が大きく、より多くの風を捉え、大きな発電量を得ることができる「Zepher9000」も導入を検討した。



図 3-3 小型風力発電機

出典：ゼファー株式会社

### 3.2.3 太陽光発電

本調査が対象としている上水供給施設およびその敷地内には、施設建物の屋根、貯水槽上蓋部、敷地内の空きスペース等、太陽光発電設備が設置可能なスペースが数多く存在すると考えられる。

我が国においても様々なタイプの発電パネルが開発されているが、例えばパナソニック株式会社は、独自の構造による世界最高クラスの発電効率を実現した太陽光発電パネル「HIT シリーズ」を開発している。このパネルは、「優れた温度特性を持ち、高温になっても発電量の低下が少ない」、「防汚構造をモジュールに持たせることで、汚れが付きにくく、メンテナンス性能に優れる」、「風速 60m/s の耐風試験もクリアする耐風性能を持つ」等の特徴を有する。また、必要に応じて、太陽光パネルをフロート型架台に搭載し、水面に浮かべて設置・発電することも可能である。

このように「HIT シリーズ」は、発電効率が高く耐久性も高いことから、長期的に見て経済性にも優れると考えられる。

### 3.3 省エネ技術<sup>2</sup>

上水施設における省エネ技術は、ポンプの回転速度制御、可動羽根ポンプ、動力回収水力、配水コントロールの4つに大別される。

#### 3.3.1 ポンプの回転速度制御

##### (1) 技術概要

ポンプの回転速度制御は、水を必要な水量と水圧で送るための制御方法の一つであり、ポンプの運転台数制御、バルブ開度制御より、エネルギー効率が低い制御方法である。ポンプの運転台数制御は、台数分割による危険分散が図れる反面、1台単位での流量変化ができない点で制御性が劣る。バルブ開度制御は、バルブ開度を変化させてバルブの損失水頭を増減することで流量を制御するものであるが、設備費が少なくすむ反面、エネルギー効率が低い。これらに比較して回転速度制御は、ポンプ回転速度の変化に比例して流量や水圧が変わることを利用したもので、エネルギー効率や制御性に優れている。

ポンプの回転速度制御方式には、現在、電動機に供給される電源周波数を変化させて回転数を制御するインバータ制御方式が主流となっている。速度制御範囲が広く、5～100%で安定した速度を得ることができ、エネルギー効率が低い。



図 3-4 送水ポンプとインバータ装置の例

##### (2) 導入効果

ポンプの軸動力（消費電力に比例）は、回転速度の3乗に比例することから、回転速度

<sup>2</sup> 別途出典の記載ないものは、「水道施設におけるエネルギー対策の実際 2009、(社)日本水道協会」による。

を90%とすると、軸動力は、約73%に削減される。

### (3) 導入時の留意点

- ・費用対効果

大容量機器については、設備費が高額となることから、インバータ導入コストと電力削減による省エネルギー効果との費用対効果の検討が必要である。

- ・回転速度制御とその他制御方式の組み合わせ

ポンプの設置状況や運転状況を考慮し、最も高い省エネルギー効果を得られる台数への導入が必要である。

- ・高調波対策

インバータ機器からの高調波発生による他の機器等への影響を抑制するため、高調波対策が講じられた機器を選定する必要がある。

## 3.3.2 可動羽根ポンプ

### (1) 技術概要

可動羽根ポンプは、ポンプ羽根車の角度を変化させることにより、1台のポンプに複数のポンプ特性を持たせたものである。可動羽根ポンプは、負荷に見合った流量調節が可能であり、部分負荷に対して軸動力の節減が可能である。また、広い流量域(0~100%)で連続運転が可能で、かつスムーズな起動が行える特長を持つ。

可動羽根ポンプは、発電所の循環水ポンプ等に用いられる例が多いが、ポンプの羽根角度操作機構のオイルレス化が開発され、油漏れによる水道水への影響がなくなったため、上水道用としても導入されている。

可動羽根ポンプは、広い運転範囲にわたって高い効率で使用でき、揚程をほとんど変化させずに流量を変化させることができる。この特性から、全揚程に対する管路損失水頭の割合が小さい場合に適し、配管長が短い揚水ポンプ等に用いられる場合がある。

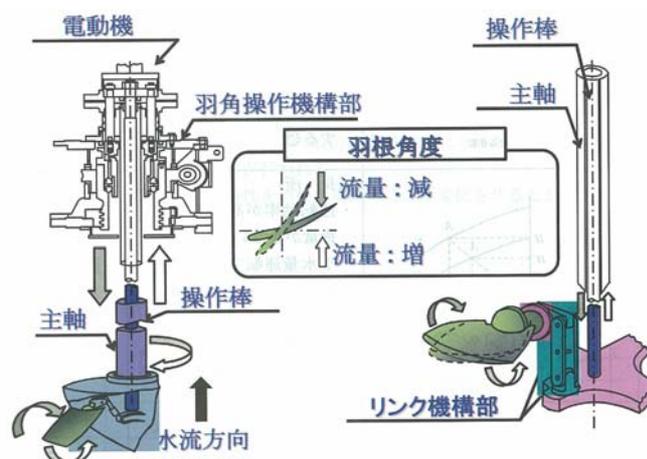


図 3-5 可動羽根ポンプの機構例

## (2) 導入効果

国内の事例では、バルブ開度制御の原単位電力量 ( $\text{kWh/m}^3$ ) に比べ、可動羽根ポンプの原単位電力量は約 13%削減された。

## (3) 導入時の留意点

### ・既存ポンプ更新時の留意点

羽根角度操作機構分の機器重量増加に対し、床荷重の検討が必要である。また、ポンプ床上長が長くなるため、搬入出等に留意が必要である。

### ・運転時の留意点

羽根角度が小さい状態での運転において、キャビテーションが発生しやすくなるため、運転範囲を考慮する必要がある。

## 3.3.3 動力回収水力

### (1) 技術概要

動力回収水車とは、水力エネルギーを機械的回転エネルギーに変換する装置の総称で、動力を必要としている機器と水力エネルギーを機械的に連携させるものである。

動力回収水車と発電機を組み合わせたものが水力発電機である。ここでは、動力回収水車に電動ポンプを組み合わせたものを取り上げる。

この水車は、従来のポンプを用いて残存水頭のある水を二次側から流入させ、この力を動力として取り出すものである。これに従来の電動ポンプを組み合わせ、電動機の補助動力として利用することにより、残存水頭から回収したエネルギー分だけ電動機の消費電力を削減するものである。

水力発電のように発電した電力をポンプで利用するときは、水力エネルギーが一旦電力

へエネルギー変換されるため、その分効率が低下する。一方、水車によって回収したエネルギーを直接ポンプの回転力とする動力回収水車は、全体のエネルギー変換損失が少なく、エネルギー効率が向上する。

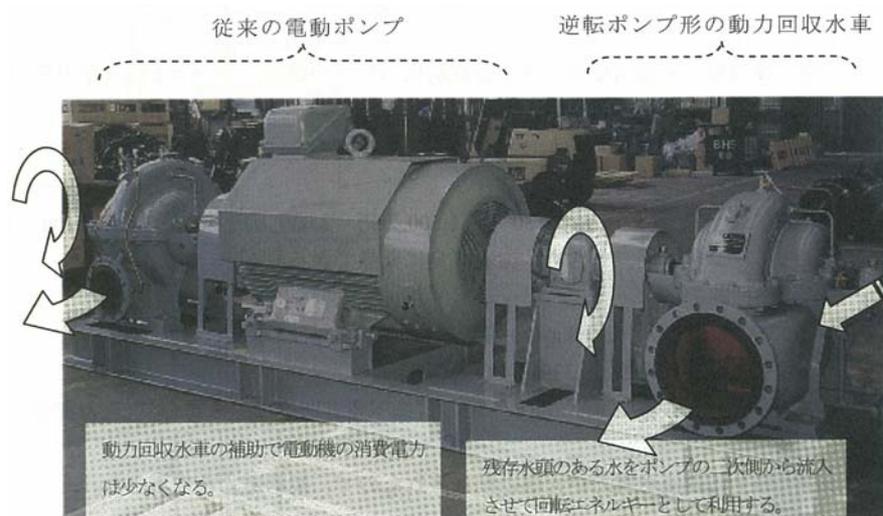


図 3-6 動力回収水車とポンプの組み合わせ例

## (2) 導入時の留意点

### ・設置条件

回収可能な水力エネルギーと動力を必要とする回転設備が直結できる場所にあること。  
動力回収水車付ポンプは、軸方向に長くなるため、十分な設置スペースが必要である。

### ・運転時の留意点

ポンプの運転と回収水車の運転がほぼ同時に行われるため、エネルギーを回収する水の運用にある程度の自由度が必要である。

動力回収水車で回収する動力は、ポンプ回転数が定格回転数を上回らないように、ポンプで必要とされる動力より小さくする必要がある。

## 3.3.4 配水コントロール

### (1) 技術概要

配水コントロールは水運用における省エネルギー対策の手法であり、取水から送配水施設および給水までに投入するエネルギーの省力化あるいは投入されたエネルギーの有効利用を行うもので、配水池容量の活用、送・配水圧の適正管理による効率的なポンプ運転制御などがある。

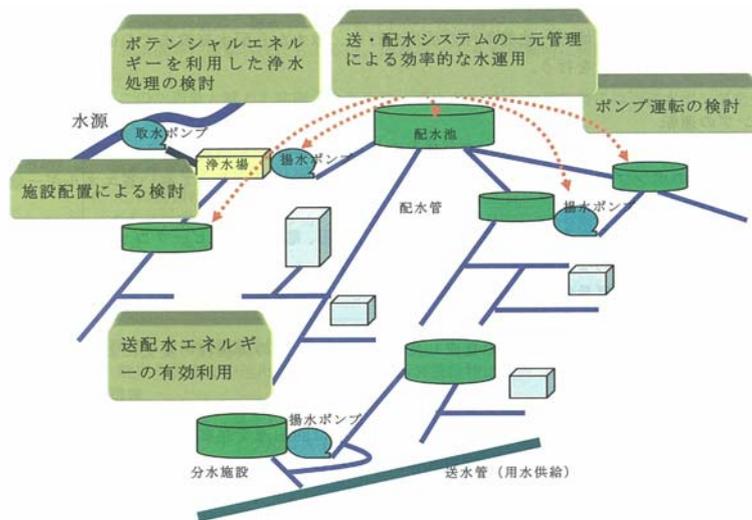


図 3-7 水運用における省エネルギー対策の概念図

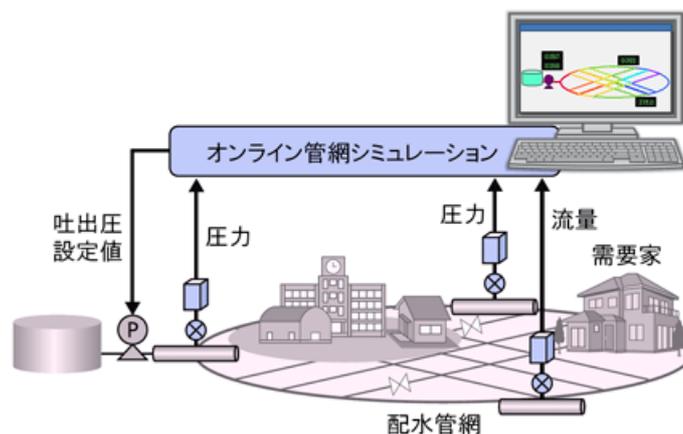


図 3-8 配水コントロールシステムの例

出典：(株)日立製作所ウェブサイト

## (2) 導入時の留意点

- ・現状の運用状況から、エネルギーロスが生じている箇所を抽出し、効率化を図る。
- ・エネルギーの効率化は、適正な水圧・水量の確保を前提としたものであること。
- ・新たな設備投資が必要となるため、費用対効果を検討する。

## 3.3 アンシラリー分散制御技術

再生可能エネルギー技術の導入を対象とした上水施設は、一般的に水流が一定であることから水力発電は安定した出力が見込める一方、例えば太陽光発電は、短時間領域で変化

する天候に出力が影響を受けやすく、このような再生可能エネルギーを施設内の電力系統に接続する際、その発電出力変動が系統に与える影響が問題となる。この発電出力変動は、接続する系統に対して電圧や周波数変動等の影響を与え、同一系統に接続される他の機器の安定運転継続の妨げの要因となりうる。なお、系統に接続される負荷容量に対して、連系する再生可能エネルギー容量の割合が大きいほど、不安定出力が引き起こす系統への影響も深刻となる。

アンシラリー分散制御技術（Ancillary Decentralized Power and Load Control System 以後 ADC と記載）は、再生可能エネルギーが電力系統に与える影響を最小限に抑えることを目的として通研電気工業（株）が開発したものである。系統に接続される各機器に ADC を組み込み、各々の系統接続点における電圧と周波数偏差を演算処理し、ADC からの制御信号により分散電源の出力抑制、蓄電池の充放電量や負荷出力を制御するものである。

ADC は各々独立して機能することで、系統全体として電圧、周波数の最適化を図るものであり、一般的なスマートグリッド技術に見られる各接続機器の情報を中央演算処理装置へ集約し、演算結果をそれぞれの機器へフィードバック制御するタイプとは異なる（図 3-9、図 3-10 参照）。したがって、大規模な設備を構成する必要が無く、安価に設備構成が可能であることが大きなメリットである。

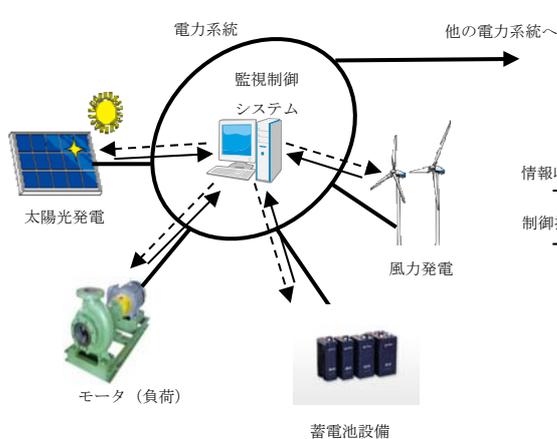


図 3-9 集中監視制御による系統安定化技術  
(イメージ図)

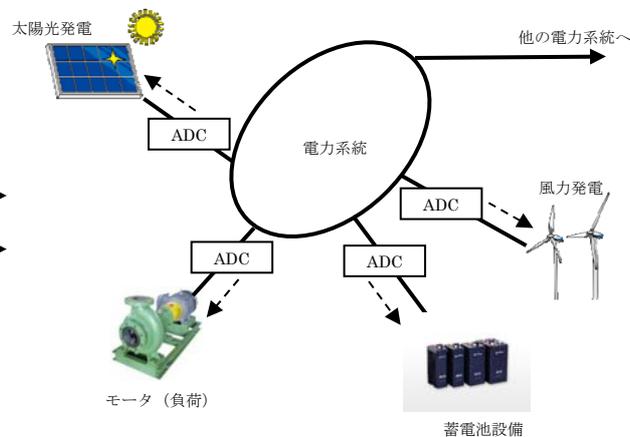


図 3-10 ADC による系統安定化技術  
(イメージ図)

## (2) ADC の制御系基本構成

図 3-11 に ADC の概略基本構成を示す。ADC にて逐次電圧変動と周波数変動を検出し、それぞれの偏差から比例ないし比例積分演算を組み合わせ、システムの電圧や周波数が安定化する制御量指令値を演算し、各制御対象機器に出力する。

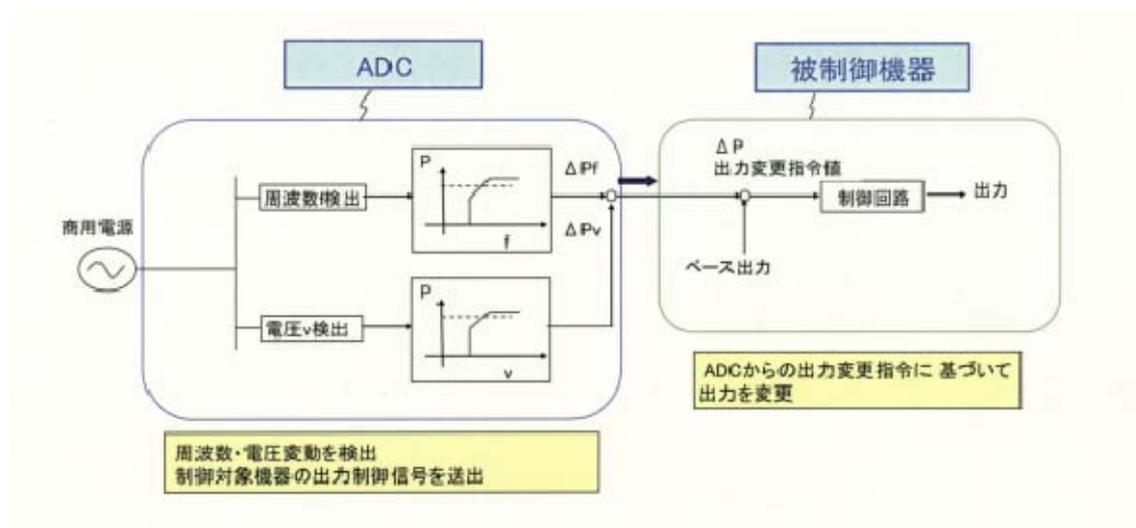


図 3-11 ADC 制御概念図

出典：通研電気工業 平成 25 年度電気学会電力エネルギー部門大会資料

なお、系統に接続された機器各々に組み込まれた ADC が、それぞれ接続点でのデータをもとに上記制御が行われることに起因する電圧・周波数のハンチング現象（乱調）の発生が想定されるが、アルゴリズムにある程度の不感帯幅を設けることで防止している。

## (3) ADC の導入が電力系統にもたらすメリット

### i. 電圧・周波数安定による接続機器の安定運転

連系系統の電圧・周波数が安定することによって、各設備が要求する電圧・周波数変動の範囲内を維持することができ、接続機器の安定した運転を継続することが可能となる。

### ii. 太陽光、風力発電等の再生可能エネルギー連系可能量の拡大

電圧・周波数変動幅が系統で決められている規定範囲を逸脱することに起因した、再生可能エネルギー連系量の制限が発生する場合、ADC 導入による系統の電圧・周波数の安定化によってその連系量が拡大する。

### iii. 太陽光発電設備稼働率の向上

太陽光発電設備は、日射量の増加により発電量が増加するが、それが起因となって接続

点での電圧が上昇し、電圧規定範囲から逸脱する場合は、運転停止に至るケースがある。このため設備利用率が低迷する事態が発生している。このような事態を回避するため、ADC制御により、他の接続機器の出力が調整され、系統の電圧・周波数が安定化することにより、太陽光発電の電圧も適正範囲に維持され、あるいは太陽光発電自身の出力抑制により電圧上昇を抑え、停止を回避する等の制御によって、発電設備の稼働率向上が見込まれる。

参考として、図 3-12 に太陽光発電設備が連系された系統の電圧変動状況、および ADC による蓄電池制御による安定化制御を行った場合の電圧変動の緩和効果を示す。図中の青線が太陽光発電設備の系統連系点での電圧変動を示しているが、同じ系統に蓄電池を設置し、充放電を ADC にて制御した場合（赤線）はその変動幅を小さく出来ることがわかる。

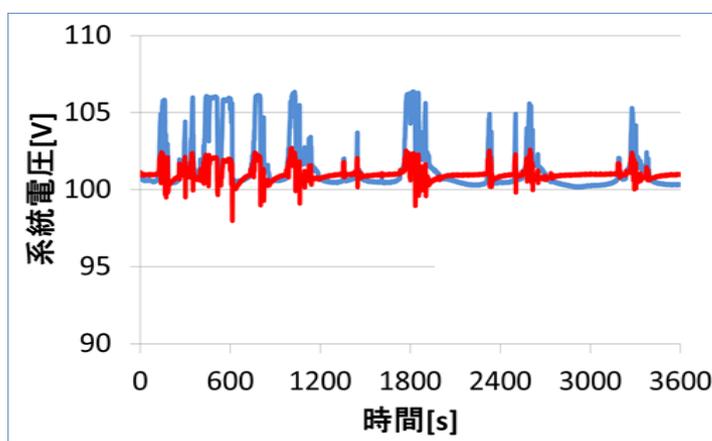


図 3-12 ADC 蓄電池制御による電圧変動吸収例（シミュレーション結果）

## 第4章 上水施設に係る情報の収集・整理

### 4.1 対象地域における上水施設の整理

メダン市において再生可能エネルギーおよび省エネ設備を導入するモデルサイトを選定するため、同市の水道事業者である PDAM TIRTANADI（以後 PDAM と記載）を訪問し、同市の上水施設について聞き取り調査を行った。その結果、メダン市における主要な浄水場4箇所および配水池1箇所をモデルサイト候補として確認した。

表 4-1 および図 4-1 に各浄水場の詳細を示す。

表 4-1 メダンの浄水場

処理場名	Sibolangit 浄水場	Delitua 浄水場	Sunggal 浄水場	Limau Manis 浄水場	Cemara 浄水場
事業者	PDAM	PDAM	PDAM	PDAM	PDAM
処理容量	55,300 m <sup>3</sup> /day (0.64m <sup>3</sup> /s)	120,000 m <sup>3</sup> /day (1.40m <sup>3</sup> /s)	120,000 m <sup>3</sup> /day (1.40m <sup>3</sup> /s)	51,000 m <sup>3</sup> /day (0.59m <sup>3</sup> /s)	10,368~14,688 m <sup>3</sup> /day (0.12~0.17m <sup>3</sup> /s)



図 4-1 メダン市内にある各浄水場の位置

出典：Google Earth を元に作成

## 4.2 技術的導入可能性

前節で挙げた 5 カ所の浄水場および配水池において、再生可能エネルギーや省エネ設備の導入可能性について調査を行った。調査結果の詳細を以下に示す。

### 4.2.1 再生可能エネルギー

#### (1) マイクロ水力発電

マイクロ水力発電の導入可能性を調査するにあたり、現地の状況確認や関係者への聞き取り等により、当該箇所における機器設置に必要な各種データの収集作業を行い、それと

ともに浄水場事業者の設備導入に関する関心度合い等についても確認を行った。結果を表4-2に示す。なお、各項目に関する補足事項は以下の通りである。

[補足事項]

- ・流量 : 各サイトとも処理流量に若干の日変化はあるものの、ほぼ一定流量で水処理されているため、設備処理容量から流量を算出することとした。
- ・落差 : 各サイトとも落差（余剰圧力）の実測データが把握されていなかったため、図面や現地調査等から落差を推定した。
- ・導水管 : 機器は既設導水管から分岐させて設置することになるため、設置状況に加え材質や口径等についても確認した。
- ・減圧弁の有無 : 余剰水圧の調整を行う減圧弁は利用可能な余剰圧力が存在する可能性が高いことから、その有無についても確認を行った。
- ・電圧 : 発電機の連系に必要な電圧値を確認した。
- ・相手先の関心度 : ○-関心が高い（可能であればすぐにでも導入したい）。  
△-関心はあるが、設備実態等の事情からあまり積極的ではない。  
×-関心が無い。
- ・導入可能性評価 : ○-流量・落差ならびに設置場所等の条件が良く導入しやすい。  
△-流量・落差の条件は満たすが、設置場所等の条件等から導入には課題が見受けられる。  
×-流量・落差・設置場所等が条件を満たさないため、導入が困難。

表 4-2 導入可能性検討結果（マイクロ水力発電）

		Sibolangit 浄水場	Delitua 浄水場	Sunggal 浄水場	Limau Manis 浄水場	Cemara 配水池
水源		地下水	河川（一時貯水）	河川	河川	Limau Manis 浄水場
流量	(m <sup>3</sup> /day)	55,300（系統全体）	120,000	120,000	51,000	10,368～14,688
	(m <sup>3</sup> /s)	0.64	1.40	1.40	0.59	0.12～0.17
落差(m)		0	0	0	2.5	20
導水管の状況	設置状況	埋設	埋設（一部ピット）	埋設	埋設（一部露出）	埋設（一部ピット）
	管径(mm)	250～350	800	—	800	400
	材質	鉄	鉄	鉄	鉄	鉄
減圧弁の有無		無	無	無	無	流量調整弁
電圧(V)		不明	380	380	380	400
相手の関心度		○	○	○	○	○
導入可能性評価		×	×	×	×	○
備 考		<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 高低差のある 2 系統からの上水を圧力タンクにて合流させ、供給圧力 2.5kg/cm<sup>2</sup> に調整。</li> <li>➢ 落差を活用した配水であるが、異なる配管径に起因する流量アンバランス解消や、供給圧力確保のため、圧力タンクで調整しており、活用可能な圧力は無い。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 河川取水後ポンプ圧送しており、余剰圧力は無い。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 河川取水後ポンプ圧送しており、余剰圧力は無い。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 水槽への入水部への設置が考えられるが、既設設備の大幅な変更が発生する。</li> <li>➢ 落差が小さく導入しても出力は小さい。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ 落差 20m 程度に相当する余剰圧力があることを圧力計にて確認。</li> <li>➢ 一部ピットの露出部分が狭いので、設備の設置は埋設管路の一部掘削工事が発生するものと想定。</li> </ul>

## (2) 太陽光発電

浄水場は一般的に広大な所有地の中で水処理を行うため、太陽光パネル設置のためのスペースは確保しやすい。本調査で訪問した各浄水場にも、ある程度の余剰スペースが存在する。また、いずれも系統電力を使用しているためパネル設置後の系統接続についても大きな問題は生じないと考えられる。こうした状況を踏まえ、導入可能性については、浄水場事業者のパネル導入に関する関心度から評価することとした。結果を表 4-3 に示す。なお、各項目に関する補足事項は以下の通りである。

### [補足事項]

- ・電圧 : 発電機の連系に必要な電圧値を確認した。
- ・相手先の関心度 : ○-関心が高い(可能であればすぐにでも導入したい)。  
△-関心はあるが、設備実態等の事情からあまり積極的ではない。  
×-関心が無い。
- ・導入可能性評価 : 「相手先の関心度」に応じて評価を行った。

表 4-3 導入可能性検討結果(太陽光水力発電)

	Sibolangit 浄水場	Delitua 浄水場	Sunggal 浄水場	Limau Manis 浄水場	Cemara 配水池
設置スペースの有無	有 (施設内余剰スペース)	有 (施設内余剰スペース)	有 (貯水槽上蓋部)	有 (配水施設上部)	有 (貯水槽上部)
面積(m <sup>2</sup> )	—	—	—	—	1,100
電圧(V)	不明	380	380	380	400
相手の関心度	△	○	○	○	○
導入可能性評価	△	○	○	○	○
備考	—	—	—	—	—

## (3) 風力発電

風力発電についても、太陽光と同様に余剰スペースの有無が重要であり、本調査で訪問した各浄水場にもある程度の余剰スペースが存在する。また、いずれも系統電力を使用しているため風車設置後の系統接続についても大きな問題は生じないと考えられる。ただし、平均風速や風況の季節変動について現地での状況確認や関係者への聞き取り・文献調査等を実施したところ、風力発電の安定稼働や、採算性の期待できる効率的な運転の可能性といった観点から、対象の4箇所は明らかに風車の導入に適さなかったため、ポテンシャルは極めて小さいと判断した。

#### 4.2.2 省エネ技術

水道施設における省エネ技術の主なものは、3.2に述べたように「水の移動」に要するエネルギーの削減を目的としたものであり、ポンプの運転にかかる電力消費量を削減することがこれに相当する。ポンプの消費エネルギーを削減する代表的な省エネ技術としては、インバータによるポンプの回転数制御方式が主流である。そのため、本調査においては、導水ポンプ（水源から浄水場へ原水を送水するポンプ）および送水ポンプ（上水を浄水場から配水施設へ送水するポンプ）へのインバータ制御方式の導入による省エネ効果を評価することとした。

##### (1)ポンプ運転動力のインバータ制御

ポンプ運転動力のインバータ制御は、インバータを導入していないポンプを定格運転し定量送水し、これをベースとして、インバータを導入したポンプにより送水量の変動分をカバーするものである。

調査したメダンの各浄水場におけるインバータの導入状況を次表に示す。

##### [補足事項]

- ・インバータの導入台数 : 導送水ポンプへのインバータ導入状況を確認した。
- ・相手先の関心度 : ○-関心が高い（可能であればすぐにでも導入したい）。  
△-関心はあるが、設備実態等の事情から積極的ではない。  
×-関心が無い。
- ・導入可能性評価 : 「相手先の関心度」に応じて評価を行った。

表 4-4 導入可能性検討結果（導送水にかかる省エネ技術）

	Sibolangit 浄水場	Delitua 浄水場	Sunggal 浄水場	Limau Manis 浄水場	Cemara 配水池
ポンプ種別	—	原水ポンプ 送水ポンプ	原水ポンプ 送水ポンプ	取水ポンプ 送水ポンプ	送水ポンプ
ポンプ出力 (kW)	—	110 200	55、75 110、132、250	—	—
台数(うちインバー タ導入台数)	—	5 (0) 6 (0)	16 (0) 14 (0)	3 (0) 5 (0)	5 (0)
相手の関心度	△	○	○	○	○
導入可能性評価	×	○	△	○	△
備 考	➤ 自然流下によ る導送水	➤ —	➤ 台数制御によ る省エネを実 施中	➤ —	➤ 台数制御によ る省エネを実 施中

調査した4浄水場のうち、Sibolangit 浄水場を除き、河川から導水した原水を浄水場内で揚水する原水ポンプ（Delitua、Sunggal）および河川から取水する取水ポンプ（Limau Manis）が使用されている。Sunggal 浄水場では、原水ポンプおよび送水ポンプともに10台以上のポンプによる水量の台数制御を行っている。省エネルギー化に対する関心度も高く、送水先、需要量に応じた送水量の適正化にインバータ導入の可能性はあると考えられる。

## 4.3 モデルサイトでの機器設置検討

### 4.3.1 サイト概要

上記調査結果を踏まえ、マイクロ水力発電設備の導入有望サイトとして流量が十分見込まれる Cemara 配水池をモデルサイトとして選定し、導入可能性のあるマイクロ水力発電設備および太陽光発電設備の導入に向けた詳細検討を行った。

メダン市南東部の近郊に位置する Limau Manis 浄水場で処理された水は、200kW の配水ポンプ 3 台を使ってメダン市内に送水されている。当サイトは Limau Manis 浄水場から送水された水が最初に貯留される配水池であり、2006 年 6 月に運転を開始した。下図のとおり、マルトゥグ配水池への送水途中から分岐して当サイトに送水されている。

流量については、AM4:00～PM10:00 は  $0.17\text{m}^3/\text{sec}$ 、PM10:00～AM4:00 は  $0.12\text{m}^3/\text{s}$  の浄水が貯水されており、配水池の入水部バルブにてその調整を行っている。管路は地表より深さ 1.8m に埋設されるが、唯一の露出部分が配水池の入水ピット部に存在しており、流量調整バルブが設置されている。この地点において、落差 20m 程度に相当する 2Bar の余剰圧力が圧力計で確認されたため、この圧力を利用し、配水池の入水部へのマイクロ水力の設置検討を行うこととした。

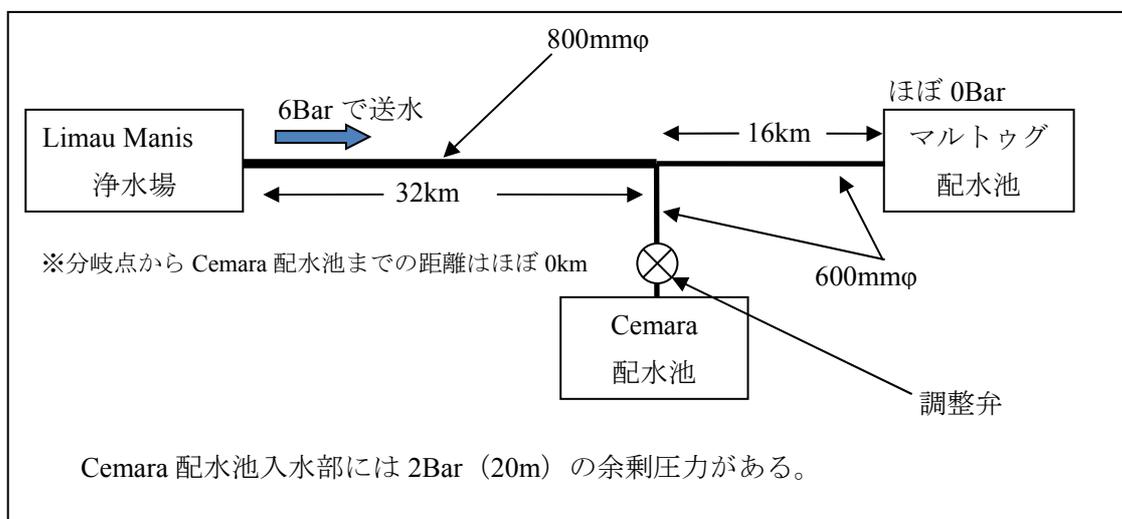


図 4-2 Limau Manis 浄水場と各配水池の位置関係図



①配水池入水部手前手動バルブ  
(マイクロ水力設置想定箇所)



②配水池入水部



③マイクロ水力発電設備設置想定箇所  
(破線囲み部分)

図 4-3 マイクロ水力の設置想定箇所

また Cemara 配水池には、貯水槽上部に太陽光が設置可能なスペースが存在した。面積が約 1,100m<sup>2</sup>と十分な広さであったため、今回の検討では、このスペースへの太陽光発電の導入検討についても実施することとした。



図 4-4 太陽光発電の設置想定箇所

#### 4.3.2 設置検討結果

##### (1) マイクロ水力発電

##### (a) 水車型式選定

当サイトへの導入は、配水池入水部（ピット内）の露出配管部分（フランジ接続部）を取り外し、分岐配管を新たに取り付け、この分岐配管により水車へ導水し、発電した後に配水池へ戻す形態とした。

流量については浄水場では毎秒あたりの取水量を管理していなかったため実測データは入手できなかった。ただし聞き取り調査の結果、配水池への入水流量は毎日変更するものの定時かつ定量変更であることがわかったため、同浄水場が年間を通じて一定稼働していることも踏まえ  $0.17\text{m}^3/\text{s}$  と設定した。落差については、理論上は 20m 相当の余剰圧力があるが、流路の曲がり損失等を踏まえ、かつ現地の圧力計の指示値等から、利用可能な落差を 18m と設定した。この流量と落差から水車を選定すると、リンクレスフランシス水車が採用可能である。なお水車効率は 80% と設定した。

##### (b) 発電機選定

発電機については停電時の単独運転は出来ないものの、コスト的に有利な誘導発電機を採用することとする。発電機効率は 90% とする。

以上により総合出力は  $9.8$ （重力加速度） $\times 0.17$ （流量） $\times 18$ （落差） $\times 0.72$ （総合効率） $= 22\text{kW}$  となる。

##### (c) 所内系統への接続

本配水池では、電気設備に関する図面を管理していないことから、数値を用いた具体的な検討・確認は出来なかったため、現地の運転機器の確認や、聞き取り結果などを踏まえた検討に留める

こととした。

今回の導入想定規模は 22kW で小規模であることから、コスト面を考慮すると、低圧の 400V にて所内の母線に連系する方式が一般的である。その場合、連系に伴う母線通過電流の増加は約 32A 程度であり、一般的にはこの程度の尤度は母線を設計する際に考慮されていると考えられる。なお、詳細検討の際には、現地にて母線のサイズ（導体の断面積）を測定する必要があるが、測定員の安全確保のため機器を停止する必要がある、運転状況などを勘案して調査する必要がある。

また、同国には小水力発電に対しても FIT 制度が存在するため、所内消費ではなく、全量を電力会社へ売電した場合、自家消費よりも事業採算性が向上する場合も想定される。その場合、発電した電力を確実に電力系統に供給しなければならないことから、配水池の所内系統ではなく、電力会社（PLN）の系統に直接接続する必要がある。なお検討に当たっては、接続先の電力会社（PLN）の連系条件などを十分確認し、連系条件に合致するよう設備を構成する必要がある。

#### (d) 施工方法検討

配水池への給水は短時間であれば停止可能なことから、短時間断水し露出配管手前にあるバルブを全閉後、フランジ部から配管を取り外し、分岐配管を新たに取り付ける。バイパス管路から給水を継続する間に、分岐配管へ水車の設置工事を実施する。

以上より、Cemara 配水池に導入可能な設備の諸元を下表のように選定した。

表 4-5 マイクロ水力発電機の諸元

所在地	Cemara 配水池
事業会社	PDAM TIRTANADI
発電形態・方式	配水池入水部（水圧管路内余剰圧力を活用）
水車発電機諸元	・有効落差 18m ・使用水量 0.17m <sup>3</sup> /s ・出力 22kW（総合効率 72%） （効率内訳：水車 80%、発電機 90%）
設備概要	・水車 リンクスフランシス水車 1台（HV-1RF） ・発電機 かご形三相誘導発電機 ・連系電圧 所内系統へ 400V で連系
備考	-

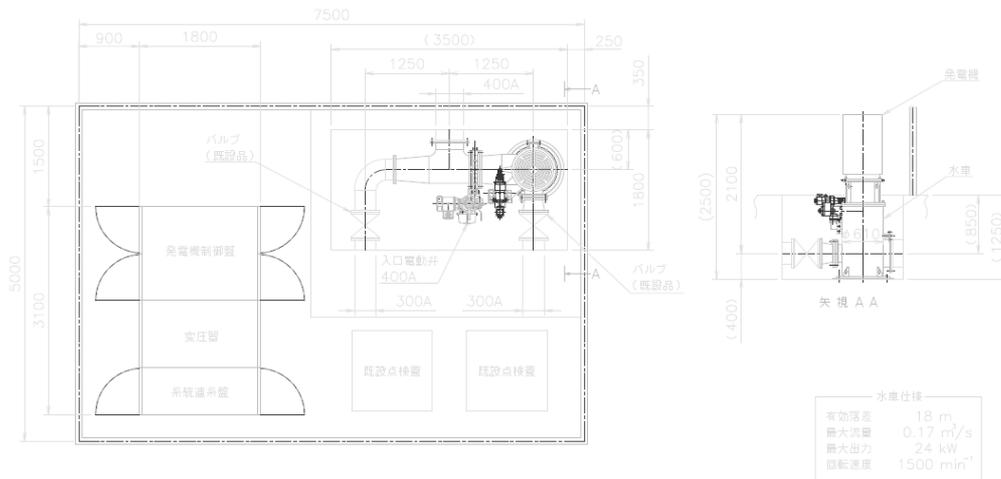


図 4-6 機器平断面図

## (2) 太陽光発電

### (a) 出力検討

太陽光発電にはシリコン系・化合物系・有機系と様々な種類が存在し、それぞれ固有の構造や特徴を有してはいるが、技術的な設置可能性という視点ではパネル種による差はでない。従って本検討では、パネル設置が可能なサイトの面積や、Cemara 配水池の電力使用量あるいは事業者の要望などを踏まえて、設置規模を検討することとした。

Cemara 配水池の年間消費電力量は 2012 年度実績で 1080~1200MWh/年であり、グリッド電力をと所内のディーゼル発電機を併用している。停電が多く、計画停電が 3、4 日に 1 回の頻度で毎回 2~3 時間程度続く。その際は、555kVA の自家発ディーゼル発電機を運転して電力を補っているが、ディーゼルの燃料代が 11,500Rp/l と高いのが問題となり、経営状況を逼迫している。一方、インドネシアの電気料金は 2014 年 1 月に価格の引き上げがなされ、特に産業用電気料金については 30~60%増と、極めて大きな改訂がなされている。こうした背景から、本配水地においても電力消費の削減が急務となっている。

他方、インドネシアでは FIT 制度によって再生可能エネルギーによる発電分が固定価格が買い取られているが、太陽光発電はこの制度上で 25UScent/kWh で取引されている。この額は、Cemara 配水池の事業者が支払う電力料金単価の約 3 倍の額であるため、太陽光発電活動による収益は、消費電力削減よりもむしろ、FIT 制度を利用した固定価格買い取りによって得るべきであろう。

以上の状況把握と事業者の意向等を踏まえ、今回の検討では、貯水槽上部のスペース 1,100m<sup>2</sup> を用いた太陽光発電活動と FIT 制度の活用を想定した導入検討を行うこととした。

### (b) 所内系統への接続

本配水池では電気設備に関する図面を管理していないことから、数値を用いた具体的な検討・確認は出来なかったため、現地の運転機器の確認や聞き取り結果などを踏まえた検討に留めるこ

とした。

今回の太陽光発電導入想定規模は 98kW 程度であり、低圧の 400V にて所内の母線に連系する場合、連系に伴う母線通過電流の増加は約 142A 程度となるため、詳細検討は、現地にて母線のサイズ（導体の断面積）を測定した上で実施する必要がある。

また、所内消費ではなく全量を電力会社へ売電する場合は、FIT 制度を利用することにより、自家消費よりも事業採算性が向上する場合も想定される。その場合、発電した電力を確実に電力系統に供給しなければならないことから、配水池の所内系統ではなく、電力会社（PLN）の系統（20kV 系統）に直接接続することになる。なお接続の検討に当たっては、マイクロ水力発電設備の連系と同様に、接続先である PLN の連系条件などを十分確認し、PLN が要求する連系条件に合致するよう設備を構成する必要がある。

表 4-6 太陽発電システムの諸元

設備導入個所	施設内余剰スペース
諸元	・面積 1,100 m <sup>2</sup> ・出力 約 98kW (現地で発電した場合の数値。1kW/15km <sup>2</sup> の発電密度を想定)
発電形態・方式	・国内メーカー製造の太陽光モジュール ・付帯設備（パワーコンディショナー、架台等）
設備概要	・系統に接続
備考	最終的な出力（パネル設置枚数）は、事業性の評価を踏まえ現地事業者が決定する。

#### 4.3.3 系統安定化対策技術の導入検討

本サイトにおける太陽光発電設備の導入規模と、現在サイトに設置されている負荷容量等から、太陽光発電設備がサイト内の電気系統に連系された場合に与える電氣的影響を評価した。また、その影響を最小限に抑える必要があると判断される場合には、その対策として ADC の導入を検討した。

検討にあたり、まずはサイトの電気設備の運用状況を把握した上で、前項の太陽光発電設備を導入した場合の電圧変動、周波数変動率を把握した。なお、ADC の適用を検討するにあたっての考え方や本検討の詳しい解説については、巻末資料を参照のこと。

##### (1) 系統連系時

系統連系時における太陽光発電の導入がもたらす電圧変動率を計算した結果、変動率は 11.5% と計算された。系統の電圧は常時低めに運転されており、更に太陽光発電設備を導入した場合には電圧変動率が重畳することで現状よりも状況が更に悪化する可能性が高いことから、系統連系時の電圧変動対策として ADC の導入が必要である。

なお、具体的対応策については、次項に述べる自立運転時の対策を実施することによって系統

連系時の安定化にも寄与することから、そちらを参照願いたい。

## (2) 自立運転時

自立運転時は関しては、太陽光発電設備の接続先を所内の母線とするため比較的大きな容量を備えているために、電圧変動の問題は発生しない。ただし、周波数変動は 6.7Hz 程度と計算されるため、周波数変動緩和のための ADC による有効電力の調整が必要である。以下、自立運転時間を 3 時間と仮定した場合に必要な対策と、ADC 導入によるコストメリットを示す。

### ①既設モータのインバータ化と ADC 付加による出力制御

モータ制御をインバータ化するとともに ADC 機能を付加することにより、自立運転時の周波数変動に対応する。

### ②蓄電池による出力制御

①の ADC 機能付インバータ導入のみでは不足する制御量を、蓄電池を充放電させることで補う。

### ③PV の出力抑制制御

容量調整を蓄電池ではなく、ADC による PV 出力抑制にて行うもので、PV の発電量を抑えながら停止することなく運転し、周波数を 2Hz に維持する。

また、上記の対策を講じた場合の必要なコストと、コストメリットについて記す。

ADC 設置により自立運転時の安定性が確保できるため、PV を停止せずに運転を継続し、ディーゼル発電分を低減できるメリットが得られる。つまり①～③の ADC 適用ケースに対して、コスト増分とディーゼル発電代替分で相殺した分がコストメリットとなる。表 4-6 に各ケースにおける ADC 導入コストを記載した。年間 120 回、3hr/回、98kW、利用率 20%、停止が昼間 PV 発電期間中に平均的に発生するとすれば、PV によるディーゼル発電電力量削減分は、 $120 \text{ 回} \times 3\text{hr/回} \times 98\text{kW} \times 0.637 \times 20\% / 23.9\% = 18,806\text{kWh/年}$ となる。ディーゼル発電電力量単価は 25 円/kWh とすれば、約 47 万円/年のディーゼル発電燃料費の削減となる。

表 4-7 対策別コスト増加検討

	ADC 適用対象	増分コスト	年間増分コスト (減価償却期間20年 <sup>3</sup> とした場合)	留意事項
①	インバータモータへADC機能付加	<ul style="list-style-type: none"> <li>ADC コスト 60 万円 (20 万円<sup>1)</sup> × 3 台)</li> <li>(インバータ導入は運営会社が導入を計画済みであるためコストから除く)</li> </ul>	3 万円/年	インバータの導入コストは別途加算が必要
②	ADC 機能付蓄電池の新設 (①への追加対策)	<ul style="list-style-type: none"> <li>蓄電池コスト 530 万円 (2 期分)</li> <li>ADC コスト 20 万円<sup>1)</sup></li> </ul>	27.5 万円/年	蓄電池本体のコストが大半
③	PV への ADC 機能付加 (①への追加対策)	<ul style="list-style-type: none"> <li>ADC コスト 20 万円<sup>1)</sup></li> <li>PV 利用率低下による年間発電量損失コスト 6.5 万円/年</li> <li>系統連系時損失コスト 19.4 万円/年</li> </ul>	26.9 万円/年	PV 利用率低下は運転期間中継続

これらの対策を行うことによって、自立運転時の PV の安定運転が可能となり、PV を停止せずに継続運転できる。そのためディーゼル発電に要していた 47 万円/年がコスト削減となることから、①+②、①+③のそれぞれについて、年経費増減分を総合すると、それぞれ年間 16.5 万円、17.1 万円の削減が可能となり、ADC 機能を追加することによるコストメリットは大きい。

表 4-8 対策別コストメリット

対策ケース	コストメリット
①+② (インバータ+蓄電池)	16.5 万円/年
①+③ (インバータ+PV 抑制運転)	17.1 万円/年

<sup>3</sup> ただし蓄電池の減価償却期間は 10 年とする。

## 第5章 事業性

### 5.1 検討の方針

#### 5.1.1 モデルプロジェクトの概要

第4章において技術的導入可能性が認められた各種再生可能エネルギー設備と省エネ設備をモデルサイトに導入するプロジェクト（以下、モデルプロジェクト）を想定し、その事業性を評価した。評価指標には、単純な投資回収速度を評価するための「投資回収年」と、事業自体の純粋な採算性を評価するための指標である「PIRR（プロジェクト内部収益率）」の2つを用いた。

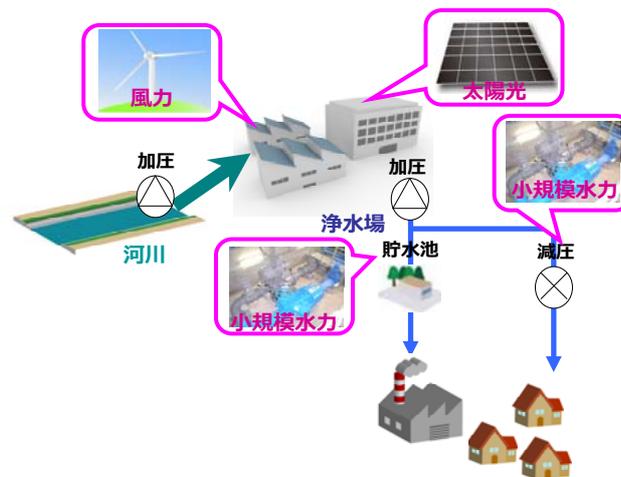


図 5-1 モデルプロジェクトの概要図

#### 5.1.2 モデルサイトの概要

メダン市におけるモデルサイトには、第4章に示すように Cemara 配水池を選定した。各種再生可能エネルギー設備や省エネ設備の導入に関わる Cemara 配水池の諸元情報を表 5-1 に示す。

表 5-1 Cemara 配水池の諸元

所在地		Medan, Indonesia
運営企業		PDAM TIRTANADI
処理容量		約 14,000 m <sup>3</sup> /日 (0.12-0.17 m <sup>3</sup> /秒)
年間使用電力量		1,080 – 1,200 MWh/年
マイクロ水力	設備導入個所	浄水場受水槽 (減勢工) 入水部
	発電形態・方式	水圧管路内余剰圧力を活用
太陽光発電	設備導入個所	貯水槽上蓋部 (1,110 m <sup>2</sup> )
	発電形態・方式	国内メーカー製造の太陽光モジュール (15km <sup>2</sup> あたり 1kW の発電密度を想定) および付帯設備 (パワーコンディショナー、架台等)
風力発電	設備導入個所	設置しない
	発電形態・方式	
省エネ設備	設備導入個所	設置しない
	発電形態・方式	

## 5.2 前提条件

モデルプロジェクトの事業性評価を行うにあたり、前提条件として定めるべき事業期間や設備の製造・設置条件、収入/支出環境をそれぞれ以下のように設定した。

### 5.2.1 事業期間

国内メーカーへのヒアリングにより得られた各システムの想定耐用年数を以下に記す。これらを各発電事業の事業期間として設定した。

表 5-2 各システムの想定耐用年数

導入技術	想定耐用年数
マイクロ水力発電機	20 年
太陽光発電機	20 年

### 5.2.2 導入設備の製造・設置

導入設備は全て日本で製造した後、国内メーカーが日本の港からの海上輸送を手配することとした。ただし、海上輸送後の運搬や据付については現地水道事業者の所掌とし、これにかかる費用は現地の労働賃金等を踏まえて決定した。なお、現地の労働賃金の設定には、エンジニア (中堅技術者) の月額基本給を日本 (横浜) とインドネシア (ジャカルタ) で比較した以下の資料を用いた。

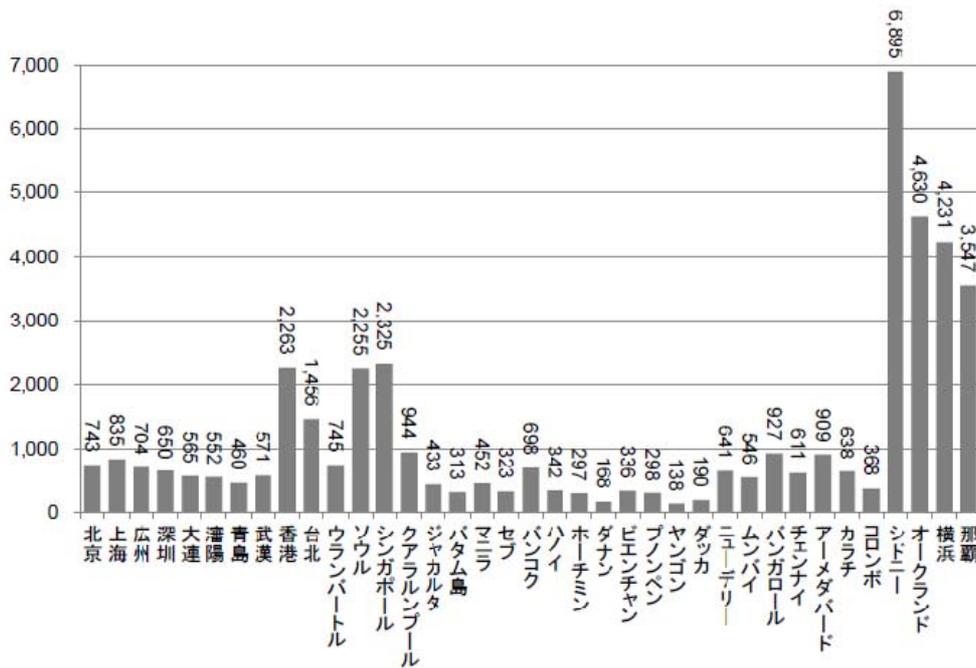


図 5-2 エンジニア（中堅技術者）の月額基本給比較（単位：米ドル）

出典：第 23 回アジア・オセアニア主要都市・地域の投資関連コスト比較（日本貿易振興機構）

### 5.2.3 収入/支出環境

再生可能エネルギーや省エネ設備を導入することによる活動収入および活動支出を次のように設定した。

インドネシアには、水力発電や太陽光発電による発電電力を買い取る FIT 制度が存在するため、本検討においてマイクロ水力発電や太陽光発電の発電分は基本的に同制度を利用して売電されるとした。モデルプロジェクト初年度における電力の購入料金および売電価格はそれぞれ下表のように定めた。

表 5-3 電力購入料金および売電価格

購入料金 (IDR/kWh)	売電価格 (UScent/kWh)		設定根拠
	マイクロ水力	太陽光	
978	12	25	買電：現地インタビュー結果 売電：インドネシアの FIT 調達価格 (スマトラ地域価格)

なお電力の購入料金については、経済成長に伴う将来の電力価格の上昇を見込んだ。インドネシアは 2014 年 5 月から大口需要家向けの電力料金を段階的に値上げするが、その値上げ率は 38.9%~64.7%と極めて高い。ただしこの改訂は近年でも極めて大きい変動であるため、この値上げ率を採用した場合、将来の電力価格を過剰に見積もることになりかねない。これを踏まえ本検討では、隣国であるベトナムの価格上昇率である 6.5%をインドネシアに適用することとした。た

だし、我が国の業務用電力料金の参考値である 0.158 米ドル/kWh<sup>4</sup>を電気料金の上限として採用し、値上げにより電力料金がこの参考値を超えた場合には、その翌年度以降は値上げが行われないと仮定した。

なお本検討においては、当該技術の導入による法人税額の変化や、輸出関税免除等の税優遇制度については考慮しないものとした。

### 5.3 経済的導入可能性

#### 5.3.1 マイクロ水力発電

5.2 で定めた前提条件に加え、マイクロ水力発電事業の事業環境と水車発電機導入にかかる初期投資および年間経費について、それぞれ以下のように設定した。

##### a) 事業環境

Cemara 配水池への導入を想定するマイクロ水力発電機の諸元を下表に示す。上流側の浄水場から送られる水が貯水槽へ入水する部分の配管に、リンクスフランシス水車発電機を設置する。想定される出力はおよそ 22kW である。

表 5-4 マイクロ水力発電機の諸元情報

マイクロ水力 発電	設備導入個所	配水池入水部
	発電形態・方式	水圧管路内余剰圧力を活用
	設備概要	水車 リンクスフランシス水車 1台 (HV-1RF) 発電機 かが形三相誘導発電機 連系電圧 所内系統へ 400V で連系
	発電機諸元	有効落差 : 18m 使用水量 : 0.17m <sup>3</sup> /s 出力 : 22kW (総合効率 72%) (効率内訳 : 水車 80%、発電機 90%) 年間稼働率 : 95 % 年間稼働時間 : 8,760 時間 年間発生電力量 : 1,165MWh

##### b) 初期投資

初期投資に関連する諸条件を下表に示す。表中の数値は、国内の水力発電機メーカーへのヒアリング結果をもとに設定したものである。

Cemara 配水池では、FIT 制度を活用して PLN へ売電するケースも想定される。その際、発電機

<sup>4</sup> 出典：電量料金の各国比較（経済産業省）

から接続すべき電力系統との距離などを踏まえた接続工事が必要になるが、現時点ではそれに掛かるコストを精緻に算定することができないため、今回は日本国内の見積り実績や現地労働賃金などを踏まえ、据付費を設定した。なお、導入を想定するマイクロ水力発電機は基本的に既設設備への追加となるため、設置にあたり一般的な土木工事のような大規模作業は不要である。

表 5-5 マイクロ水力発電事業の初期投資

項目	金額		備考
建設費			
水車関係	43,400	千円	リンクレスフランシス水車
発電機関係	39,100	千円	所内母線への接続
その他（配管等）	6,500	千円	-
海上輸送費	3,000	千円	-
据付費	27,000	千円	付帯工事等を含む
小計	119,000	千円	-

#### b) 年間経費

年間経費に関連する諸条件を下表に示す。

導入を想定するマイクロ水力発電機は定期更新が必要な部品はなく、追加人件費等も発生しない。そのため導入後のO/Mコストは初期投資額に比べほとんど無視できる額になると予想される。ただし、10年に一度程度の精密なメンテナンスチェックは必要であると考えられるため、ここでは「減価償却期間 22 年の半期終了時点である 11 年目に、水車関係費の 10%を費やす精密なメンテナンスを行う」こととし、事業初年度から 10 年間、毎年 1%にあたる額を積み立てる条件で設定した。

表 5-6 マイクロ水力発電事業の年間経費

項目	金額		備考
O&M 費用			
維持管理費	434	千円/年	対 水車費用 1.0%
小計	434	千円/年	-

#### 5.3.2 太陽光発電

5.2 で定めた前提条件に加え、太陽光発電事業の事業環境とパネル導入にかかる経費を、それぞれ以下のように設定した。

##### a) 事業環境

Cemara 配水池への導入を想定する太陽光パネルの諸元を表 5-7 に、発電事業を行う場合の事業環境と関連する諸条件を表 5-8 にそれぞれ示す。

「単位面積あたりのパネル出力」は、太陽光発電協会が目安として用いる 0.0667kW/m<sup>2</sup> (15m<sup>2</sup>あたり 1kW の出力) に設定した。ただし、この値は日本国内で設置した場合の期待出力であるため、日本より高い日射量が期待できるメダンで発電する場合には当然増加するものと思われる。そこで、メダンで発電する場合の単位面積あたりのパネル出力を以下の式で近似できるとした。

$$\begin{aligned} & \text{(単位面積あたりパネル出力 (メダン))} \\ & = \text{(単位面積あたりのパネル出力(東京))} \times \text{(メダンの全天日射量)} / \text{(東京の全天日射量)} \end{aligned}$$

なお、厳密に出力計算をする場合はモジュール表面の温度上昇による出力低下を考慮する必要があるが、本検討においては上記の式で近似するに留めた。

Cemara 配水池への設置を想定する太陽光パネルの面積は約 1,100m<sup>2</sup>、システム規模はおおよそ 2,250kW である。パネルの劣化率には、日本の太陽光発電協会が参考値としている 0.27%を用いた。

表 5-7 太陽光発電設備の諸元

太陽光 発電	設備導入個所	敷地内拡張用スペース (1,100 m <sup>2</sup> )
	設備概要	・国内メーカー製造の太陽光モジュール (15km <sup>2</sup> あたり 1kW の発電密度を想定)、および付帯設備 (パワーコンディショナー、架台等) ・系統に接続
	発電機諸元	システム規模 : 98 kW 劣化率 : 0.27 %

表 5-8 太陽光発電事業の事業環境

項目	諸元		備考
単位面積あたりの パネル出力	0.0667	kW/m <sup>2</sup>	出典：環境省「平成 22 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」
単位システムあたり 想定発電量(東京)	997	kWh/年/kW	「太陽光発電システム手引書」基礎編 (一般社団法人太陽光発電協会)
東京の全天日射量	3.32	kWh/ m <sup>2</sup> /日	1973 年-2013 年の平均 (気象庁観測)
メダンの全天日射量	4.44	kWh/ m <sup>2</sup> /日	出典：Rumbayan Meita, Asifujiang Abudureyimu, and Ken Nagasaka. "Mapping of solar energy potential in Indonesia using artificial neural network and geographical information system." Renewable and Sustainable Energy Reviews 16.3 (2012): 1437-1449.

#### b) 初期投資

初期投資に関連する諸条件を下表に示す。

内閣官房のコスト等検証委員会が設定しているシステム単価や土地造成単価を踏まえると、当

該事業におけるシステム費用と土地造成費用は、それぞれ 20,533 千円、11 千円と計算された。なお国内メーカー所掌による海外輸送に要する費用は、733 千円と計算された。

また、所内系統にかかる費用は、電力会社の所有する系統に接続するための昇圧費用や電源線敷設などを見込み、1,132 千円と設定した。

表 5-9 太陽光発電事業の初期投資

項目	金額		備考
建設費			
システム費用	20,533	千円	参考：H23 コスト等検証委員会報告書
土地造成費用	11	千円	参考：H23 コスト等検証委員会報告書
海外輸送費	733	千円	国内メーカーヒアリング
昇圧/電源線敷設費	1,132	千円	参考：国内外での見積り実績
小計	22,409	千円	-

#### b) 年間経費

年間経費に関連する諸条件を下図に示す。

太陽光パネルは傾斜をつけて設置する関係上、多少の塵やゴミは雨水で洗い流すことが可能である。こうした理由から、パネルの管理についても基本的に浄水場の既存の人員で十分に対応可能とし、追加的なメンテナンスコストは発生しないとした。ただし稼働期間中の維持管理費としては、設置するパワーコンディショナーの更新を考慮する必要がある。本検討では、パワーコンディショナーの一般的な寿命（あるいは更新時期）である 10 年が経過した後に同設備を更新するものとし、それに要する額を単純平均したものを各年の維持管理費に計上した。一般管理費は、コスト等検証委員会の公表値を参考に算定した 46 千円を計上することとした。

また、今回の Cemara 配水池のケースでは、発電分を全て所内利用する可能性が極めて高いことから、主任技術者の追加設置は必要ないと判断した。

表 5-10 太陽光発電事業の年間経費

項目	諸元		備考
O&M 費用			
維持管理費	329	千円	参考：H23 コスト等検証委員会報告書
一般管理費	46	千円	参考：H23 コスト等検証委員会報告書
小計	375	千円	-

#### c) その他経費

その他経費に関連する諸条件を下図に示す。

落雷などの機器損傷に対する保険料には、従来のプロジェクト等の実績を踏まえシステム費の

5%を見込んだ。また 20 年の事業期間が終了した後、効率が低下したパネルを撤去することも考えられるが、実際はある程度の発電能力を残しているためにパネルをそのまま置いて発電を続けるケースも考えられる。このように事業期間後のパネルの取扱いについては不確定要素が多いが、本検討においてはコスト等検証委員会の試算値である対建設比 5%と採用し、算定を行った。

表 5-11 太陽光発電事業のその他経費

項目	諸元		備考
年間保険料	51	千円	参考：H23 コスト等検証委員会報告書
撤去費用	1,027	千円	参考：H23 コスト等検証委員会報告書
その他経費 小計	1,078	千円	

## 5.4 検討結果と考察

### 5.4.1 検討結果

5.3.1 で示す事業環境下でマイクロ水力発電事業を行った場合の投資額と年々の回収額を推定した。推定の結果、事業期間中の投資回収ができず、そのため PIRR も有意な値を示さなかった。

表 5-12 マイクロ水力発電事業の損益計算結果

(単位：千円)

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目
収入	2301	2301	2301	2301	2301	2301	2301	2301	2301	2301
支出	119434	434	434	434	434	434	434	434	434	434
純利益	△ 117133	1867	1867	1867	1867	1867	1867	1867	1867	1867

11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	18年目	19年目	20年目	計
2301	2301	2301	2301	2301	2301	2301	2301	2301	2301	46023
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	123340
2301	2301	2301	2301	2301	2301	2301	2301	2301	2301	△ 77317

また、5.3.2 で示す事業環境下で太陽光発電事業を行った場合の投資額と年々の回収額を推定した。推定の結果、投資回収は 10 年後、PIRR は 9%を示した。

表 5-13 太陽光発電事業の損益計算結果

(単位:千円)

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目
収入	2560	2553	2546	2540	2533	2526	2519	2512	2505	2498
支出	20959	426	426	426	426	426	426	426	426	426
純利益	△ 18399	2127	2120	2114	2107	2100	2093	2086	2079	2072

11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	18年目	19年目	20年目	計
2491	2484	2477	2470	2464	2457	2450	2443	2436	2429	49893
426	426	426	426	426	426	426	426	426	426	30080
2065	2058	2051	2044	2038	2031	2024	2017	2010	976	19813

## 5.4.2 考察

5.4.1 の結果より、現時点では、マイクロ水力発電プロジェクトは事業性の確保が難しいことがわかった。一方の太陽光発電プロジェクトでは、高い調達価格を活かした増収益により、一定の事業性が認められた。本項では、投資回収年と PIRR の 2 指標において十分な採算性が確認されるために必要な条件設定・事業環境整備について検討を行い、採算性確保に必要な方策の提案を行うこととした。

想定するモデルプロジェクトは、マイクロ水力発電システムや太陽光発電システムの導入にかかる初期コストと、運転管理・撤去等にかかる年間コストが主な支出である。ただし、メンテナンス負荷の低いこれらのシステムにおいては、運転管理等にかかる年間コストは初期コストに比べかなり低い。そのため投資回収年や PIRR による評価を得るには、初期コストにあたるシステム導入費を削減することが重要である。

一方、同プロジェクトの収益は、発電した電力を所内利用することによる購入電力量の削減効果より算定される。ただしインドネシアの産業用電気料金は、ASEAN の周辺国と比較しても極めて低い水準にあるため、収益面において同国の事業環境が優れているとは言えない。そこで、こうした収益条件を改善する政策として、現行の FIT 制度が調達価格の面で再整備された場合の収益改善効果についても考察した。

以下、この「システム導入コストの削減効果」「FIT 制度導入による収益改善効果」のそれぞれについて考察を行った。

### (1) システム導入コストの削減効果

マイクロ水力発電システムの導入コストの削減については、国内メーカーへのヒアリング結果を踏まえ、国内生産体制の中での企業努力あるいは技術開発によるコスト削減額と、対象国で生産体制を構築してシステムを現地製造することによるコスト削減額の推定を試みた。その結果、国内生産を続けた場合は大きな削減効果が期待できず、据付工事費等を含んでも全体で 10%程度の削減しか見込むことは出来ないとの結論に至った。一方、現地生産体制を整備して現地でシステム製造を行った場合には、水車周りの備品や発電機関係機器について 30-40%程度のコスト削減が期待でき、その他機器類や配管工事費等についても現地の安価な労働力・資機材を利用するこ

とで、半額もしくはそれ以下での設置・実施が可能との考察結果が得られた（表 5-14）。

太陽光発電システムについては、現在、日本国内でも技術開発による価格の低下が進んでいる。新エネルギー・産業技術総合開発機構は、「太陽光発電ロードマップ（PV2030+）」の中で、将来の段階的な Grid Parity<sup>5</sup>を想定しており、太陽光の発電コスト目標として「2020年には業務用電力並（14 円/kWh 程度）、2030年には事業用電力並み（7 円/kWh 程度）」としている。このうち、短期目標にあたる業務用電源並み（14 円/kWh 程度）発電コストが達成されるケースを想定し、このケースにおけるモデルプロジェクトの採算性について改めて考察することとした。

表 5-14 マイクロ水力発電設備を現地生産した場合の想定価格

単位:千円

	メーカー見積り	国内生産価格	現地生産価格
水車	42,000	37,800	29,400
入口弁	1,400	1,260	980
水車関係 合計	43,400	39,060	30,380
発電機	5,000	4,500	3,500
増速機	0	0	0
発電機開閉盤	0	0	0
発電機制御盤	17,500	15,750	12,250
主変圧器盤	7,600	6,840	5,320
系統連系盤	9,000	8,100	6,300
発電機関係 合計	39,100	35,190	27,370
流量計	4,000	3,600	400
配管材	2,500	2,250	500
その他(配管等)計	6,500	5,850	900
海上輸送費	3,000	2,700	1,500
海上輸送費 合計	3,000	2,700	1,500
据付調整工事費	27,000	24,300	10,800
不断水工法	0	0	0
据付代 合計	27,000	24,300	10,800
合計	119,000	107,100	70,950

<sup>5</sup>再生可能エネルギーによる発電コストが既存の電力のコストと同等かそれより安価になる点のこと。発電事業者にとっては、利益の得る発電活動の目安点として用いられる。

表 5-15 想定する段階的な Grid Parity と利用形態

段階(時期)	Grid Parity対象と主な利用内容	性能・技術水準	技術開発
萌芽段階 ～2010年	第1段階Grid Parityまでの開発段階、蓄電池代替用途、普及政策用途	開発段階	コスト低減 性能向上
第1段階Grid Parity (2010年以降 ～2020年)	(技術開発は2005年に完了) 家庭用電力(23円/kWh) 住宅用系統連系システムでの利用	研究セル20%、実用モジュール16% 系統連系システム技術 PVシステムの信頼性確立	生産適用 技術改善
第2段階Grid Parity (2020～2030年)	(技術開発の完了は2017年) 業務用電力(14円/kWh) 産業・運輸及び業務分野の電力利用 蓄電機能付きシステムでの住宅利用	研究セル25%、実用モジュール20% 自律度向上型地域システム技術、 広域発電量予測、長寿命システム	実用化 技術開発
第3段階Grid Parity (2030～2050年)	(技術開発の完了は2025年) 汎用電源並(7円/kWh) 運輸、大規模発電所、水素製造など 蓄電機能付きでの産業利用など	研究セル30%、実用モジュール25% 太陽光発電利用複合エネルギーシステム	要素技術の開発
汎用段階 2050年～	汎用電源として利用(7円/kWh以下) 独立システム	従来技術に加え効率40%以上の超高効率 モジュールも追加 多様な用途に対応できる汎用電源	探索研究

出典：太陽光発電ロードマップ (PV2030+)  
(独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構)

(2) FIT 制度導入による収益改善効果

現在、インドネシアでは水力・太陽光を対象とした FIT 制度が導入されているが、水力発電の調達価格は、日本の発電機メーカーの進出を強く促すほどの事業性をもたらすものではない。そこで、FIT 制度を再生可能エネルギーの普及に役立てている例として我が国の FIT 制度に着目し、我が国の FIT 制度で定められている水力発電の調達価格をインドネシアで実現した場合の収益改善効果について検討を行った。なお、太陽光発電の調達価格については、事業性確保が十分な可能な価格が既に設定されていると判断し、この検討は差し控えた。

表 5-16 検討に使用する調達価格

制度	対象エネルギー	調達価格	買取期間	備考
インドネシアの FIT 制度 (FIT1)	水力	12 UScent/kWh	20 年間	—
日本の FIT 制度 (FIT2)	水力	35.7 円/kWh	20 年間	平成 25 年度税込価格 (200kW 未満)

(3) 評価結果

評価結果を以下に示す。FIT 制度の調達価格が与える影響が大きく、日本並みの調達価格に設定するとかなりの収益率を生み出すことがわかる。

表 5-17 事業性の詳細検討結果

		製造コスト削減			
		マイクロ水力発電		太陽光発電	
		国内生産 (107 百万)	海外生産 (71 百万)	現在価格 (280 千円/kW)	将来価格 (140 千円/kW)
FIT 導入	導入 無し	投資回収不可 PIRR 算出不可	投資回収不可 PIRR 算出不可	投資回収不可 PIRR 算出不可	投資回収：14 年 PIRR : 5%
	FIT 1	投資回収：10 年 PIRR : 9%	投資回収不可 PIRR 算出不可	投資回収：10 年 PIRR : 9%	投資回収：5 年 PIRR : 25%
	FIT 2	投資回収：17 年 PIRR : 2%	投資回収：12 年 PIRR : 7%	検討せず	検討せず

事業者が投資判断を行う際のベンチマークには、一般的に銀行の貸出金利や企業の加重平均資本コスト (Weighted Average Cost of Capital, WACC) などが用いられる。ここでは最低限確保したい事業性の基準を「10 年以内の投資回収および PIRR 10%以上」、さらに目標基準を「7 年以内の投資回収および PIRR 15%以上」と定め、それぞれの条件を達成するために必要な機器導入コスト削減率および FIT による調達価格を分析した。

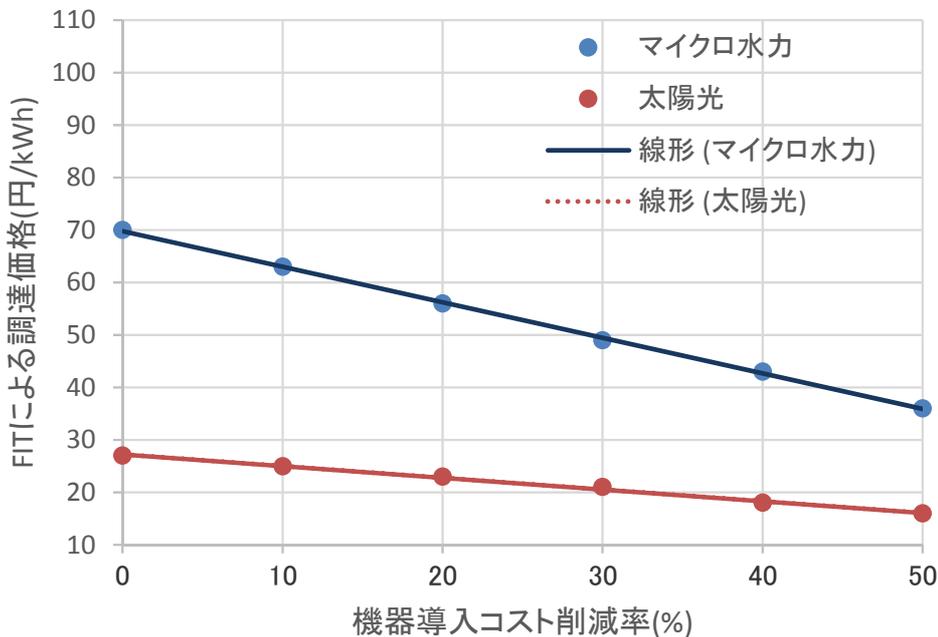


図 5-3 「10 年以内の投資回収および PIRR 10%以上」の達成条件

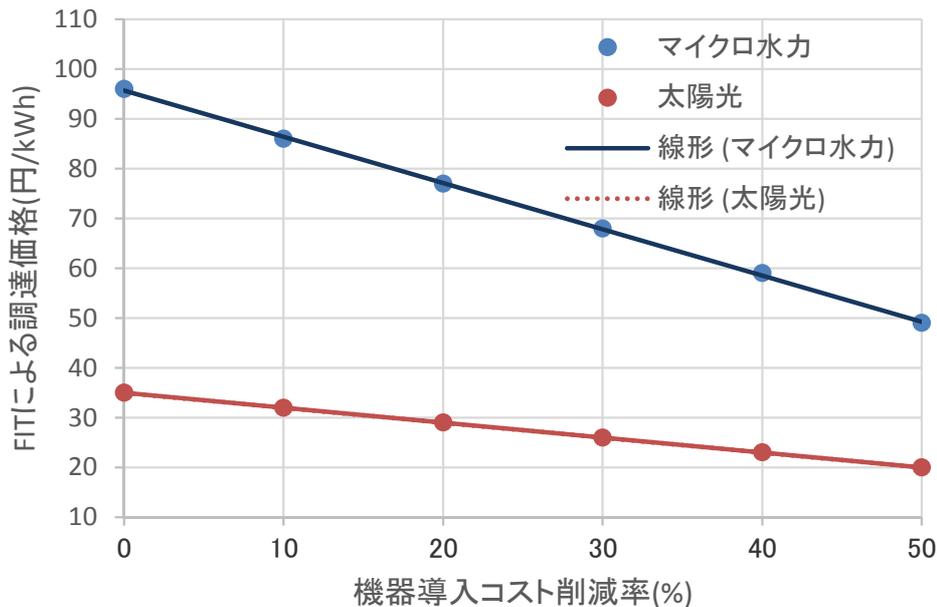


図 5-4 「7年以内の投資回収および PIRR 15%以上」の達成条件

機器導入コストの削減は、発電機メーカーの自助努力による製造コスト削減あるいは補助金等の政策支援との組み合わせで達成されるが、これには製造ラインの内製化や現地への技術移転などといった発電機メーカーによる自助努力がまず求められる。ただし、こうした自助努力に国内の発電機メーカーが取り組むためには、技術移転リスクの見返りとなる優れたマーケットが必要であるが、現在のインドネシアの事業環境では、各国政府のサポート無しに民間企業が進出することは難しいと思われる。そうした背景において図 5-3、図 5-4 は、FIT 制度などの事業支援政策により活性化された現地マーケットに国内発電機メーカーが進出する上で、どの程度の自助努力が必要かを示している。

このうちマイクロ水力については、最低限確保したい事業性の基準である「10年以内の投資回収および PIRR 10%以上」を達成するためには、現時点では調達価格 70 円/kWh 相当の政策支援が必要との結果が得られた。さらに、将来的に 50%の機器導入コスト削減を達成したとしても、依然として約 35 円/kWh 相当の収益源が必要になる。機器導入コストの削減は、政府の補助金制度等を利用することで一時的に達成することは可能であるが、35~70/kWh 相当の収益を 20 年継続して上げていく制度は現実的ではない。以上のことから、Cemara 排水池でのモデルプロジェクト実施を通じてマイクロ水力発電機の事業性を実証するのは極めて困難であると判断した。

他方、太陽光発電については、機器導入コストの削減がない現状においても、インドネシアの太陽光調達価格である 25UScent/kWh 程度の収益で事業性が確保できることがわかる。この先、太陽光市場の価格競争やプロジェクトの普及度合いに応じてこの調達価格が低減されていくと考えられるが、同時に日本のパネルメーカーによる製造コスト削減や補助金政策の導入・利用等を組み合わせることによって、プロジェクト単体における事業性確保は可能と判断した。

なお、日本のパネルメーカーが現地に進出しビジネス展開するためには、他国製品との競合についても検討を行う必要がある。

## 第6章 事業実施案

### 6.1 事業環境

本調査で想定する事業は「日本製の再生可能エネルギー発電技術と省エネ技術を途上国の上水供給施設に組み合わせて導入する GHG 排出削減事業」である。インドネシアにおける当該事業の展開可能性を検討するにあたり、まずは再生可能エネルギー全般（中小水力・太陽光・風力）に関わる事業環境について、経済環境・競争環境・技術環境・社会環境に分けて整理した。

#### 6.1.1 経済環境

海外で事業を展開するにあたっては、実施国あるいは実施地域の経済状況を考慮する必要がある。インドネシアは、現状ではインフラ整備等に課題を残す開発途上国ではあるが、我が国に比べ物価が低いことから安価な労働力や資材は獲得しやすい環境にあると考えられる。ただし、日本から現地への輸出入を伴うスキームで事業展開する場合には、将来的な為替傾向がリスクとなり得るため、慎重な検討が必要である。

#### 6.1.2 競争環境

急速に拡大する再生可能エネルギー市場を巡って各国・各地域が国際展開のシェア争いを続けているが、世界的に見ると、当該技術の導入促進に先駆的に取り組んできた EU 諸国がリードを保っていると見られる。中小水力分野では、コミュニティレベルで採算性の低い小規模発電の導入にいち早く取り組んできたドイツが、小型かつ廉価な発電機の製造技術を得意としている。また、水車の種類によっては、イギリスやフランス等もドイツに劣らない競合国に挙げられる<sup>6</sup>。太陽電池についても、1990 年前半に世界一のシェアを誇った日本企業はいずれも苦戦を強いられており、特に 2000 年以降は FIT 制度をいち早く導入した欧州や、税制優遇制度を導入して攻勢にでた米国の後塵を拝している（図 6-1）。風力発電メーカーのシェアについては、ほぼ各国・各地域の市場規模を反映した結果になっており、米国の GE Wind（シェア 15%）以外ではデンマークの Vestas（同 14.0%）、ドイツの Siemens Wind Power（同 9.5%）や Enercon（同 8.2%）など、欧州が上位を占めている状況である（図 6-2）。

ただし、特に ASEAN 諸国等のアジア市場に目を向けると、中国が最も大きな競合相手になると考えられる。中国は自国内の豊富な天然資源を活かして再生可能エネルギー発電の導入量を順調に拡大させており、現在はそのノウハウを活かして近隣諸国への技術展開を進めている。参考として太陽光パネルのメーカーシェアを図 6-3 に示す。更に同国の強みは、自国の安価な資材や労働力を活用して製造コストを限りなく低減させている所にあるため、コスト競争力で優位に立つことができ、この点において我が国や欧州・米国とは違った訴求効果を産み出している。

<sup>6</sup> 低流量幹ので効率低下が小さいターゴ水車についてはイギリスが、渦巻型ケーシングを用いたフランス水車ではフランスが、それぞれ主な競合国に挙げられる。

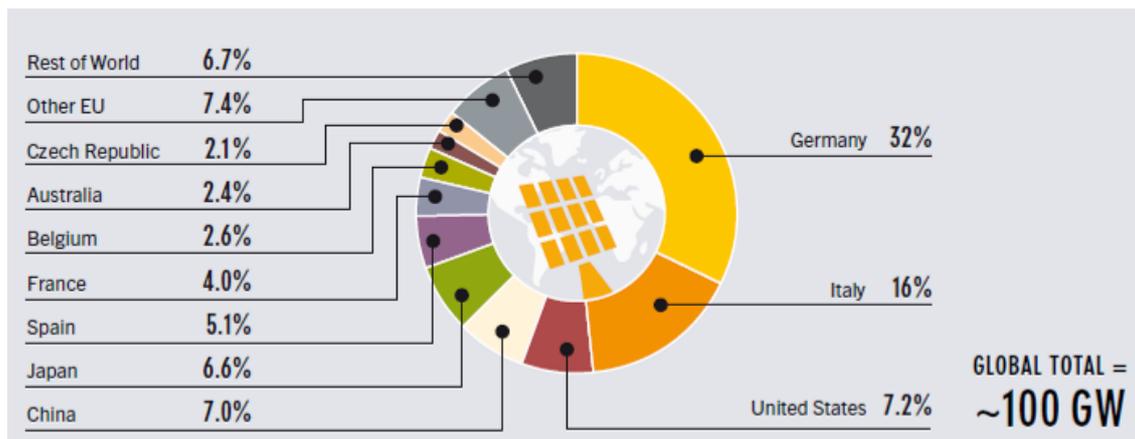


図 6-1 主要国の太陽光発電導入量（2012 年）

出典：Renewable 2013 Global Status Report  
(Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)

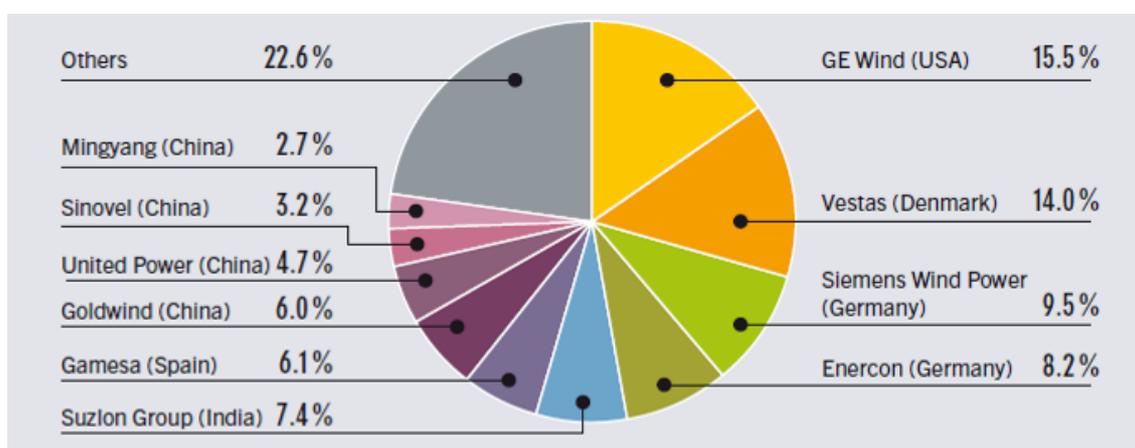


図 6-2 風力発電機のメーカーシェア（2012 年）

出典：Renewable 2013 Global Status Report  
(Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)

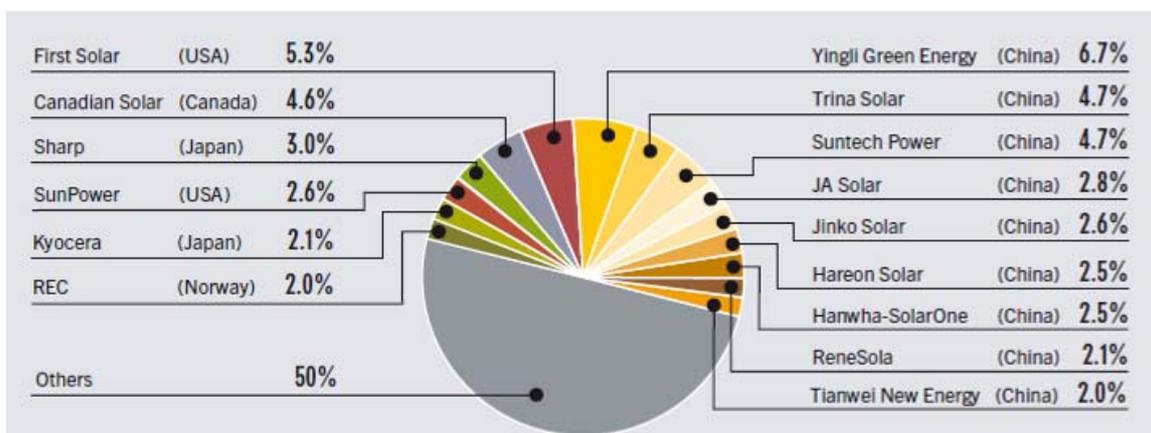


図 6-3 太陽パネルのメーカーシェア（2012 年）

出典：Renewable 2013 Global Status Report  
(Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)

### 6.1.3 技術環境

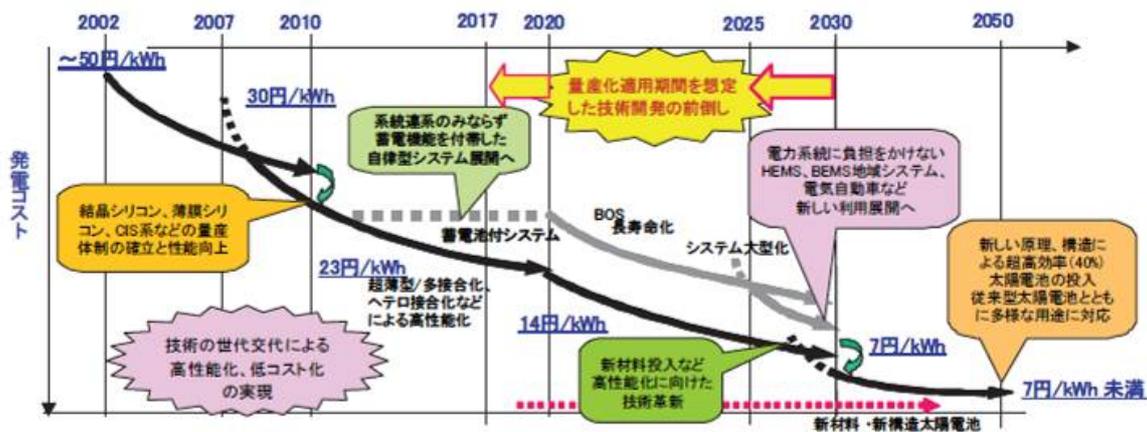
直近の過去10年では、再生可能エネルギーの導入に真っ先に着手した欧州が、技術開発においても先頭を走ってきた。FIT制度の導入による太陽光発電の急速的な普及や、北海周辺の優れた風況を活かした風力発電の導入推進などが主な理由である。欧州では、こうした市場の盛り上がりを見かねて、先端技術開発や量産化による価格低下も実現させている。

一方で我が国においても、2012年のFIT制度導入以降は再生可能エネルギー市場が見直されており、各分野で先進技術の開発や製造コスト削減の努力が図られている。太陽光パネルを例にあげると、高効率化や低コスト化が期待できる有機系パネルの開発が国内メーカーの開発戦略の一つになっている。また、国内市場の拡大を見据え、ソーラーフロンティア株式会社が宮崎県に世界最大級のモジュール製造工場（国富工場（宮崎県国富町、2011年稼働開始））を建設したほか、パナソニック株式会社がマレーシアに製造工場を展開するなど、生産ラインも多様化・拡大化している。こうした国内の市場環境変化を見据え、NEDOは発電コスト目標を下表のように設定している。

表 6-1 想定する段階的な Grid Parity と利用形態（再掲）

出典：太陽光発電ロードマップ（PV2030+）  
（独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構）

段階(時期)	Grid Parity対象と主な利用内容	性能・技術水準	技術開発
萌芽段階 ～2010年	第1段階Grid Parityまでの開発段階、蓄電池代替用途、普及政策用途	開発段階	コスト低減 性能向上
第1段階Grid Parity (2010年以降 ～2020年)	(技術開発は2005年に完了) 家庭用電力(23円/kWh) 住宅用系統連系システムでの利用	研究セル20%、実用モジュール16% 系統連系システム技術 PVシステムの信頼性確立	生産適用 技術改善
第2段階Grid Parity (2020～2030年)	(技術開発の完了は2017年) 業務用電力(14円/kWh) 産業・運輸及び業務分野の電力利用 蓄電機能付きシステムでの住宅利用	研究セル25%、実用モジュール20% 自律度向上型地域システム技術、 広域発電量予測、長寿命システム	実用化 技術開発
第3段階Grid Parity (2030～2050年)	(技術開発の完了は2025年) 汎用電源並(7円/kWh) 運輸、大規模発電所、水素製造など 蓄電機能付きでの産業利用など	研究セル30%、実用モジュール25% 太陽光発電利用複合エネルギーシステム	要素技術の開発
汎用段階 2050年～	汎用電源として利用(7円/kWh以下) 独立システム	従来技術に加え効率40%以上の超高効率 モジュールも追加 多様な用途に対応できる汎用電源	探索研究



実現時期(圖発完了)	2010年~2020年	2020年(2017年)	2030年(2025年)	2050年
発電コスト	家庭用電力並 23円/kWh程度	業務用電力並 14円/kWh程度	汎用電源 並み 7円/kWh程度	汎用電源未済 7円/kWh未済
モジュール変換効率 (研究レベル)	実用モジュール16% (研究セル20%)	実用モジュール20% (研究セル25%)	実用モジュール25% (研究セル30%)	超高効率モジュール 40%
国内向生産量(GW/年) (海外市場向け(GW/年))	0.5~1 ~1	2~3 ~3	6~12 30~35	25~35 ~300
主な用途	戸建住宅、公共施設	住宅(戸建、集合) 公共施設、事務所など	住宅(戸建、集合)、 公共施設、民生業務用、 電気自動車など充電	民生用途全般 産業用、運輸用、 農業他、独立電源

図 6-4 太陽光発電の今後の発展シナリオ

出典：太陽光発電ロードマップ (PV2030+)

(独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構)

#### 6.1.4 社会環境

国際市場における再生可能エネルギーへの投資額は堅調に推移しており、この近年の巨大市場化を受けて、途上国の海外技術誘致の機運も高まることが予想される。また、2012年から我が国が FIT 制度を開始したが、過去の導入国と同様に累積導入量を著しく高めていることもあり、同制度が再生可能エネルギー導入拡大に向けた優れた政策スキームとして、途上国からより一層の注目を集めることも期待できる。

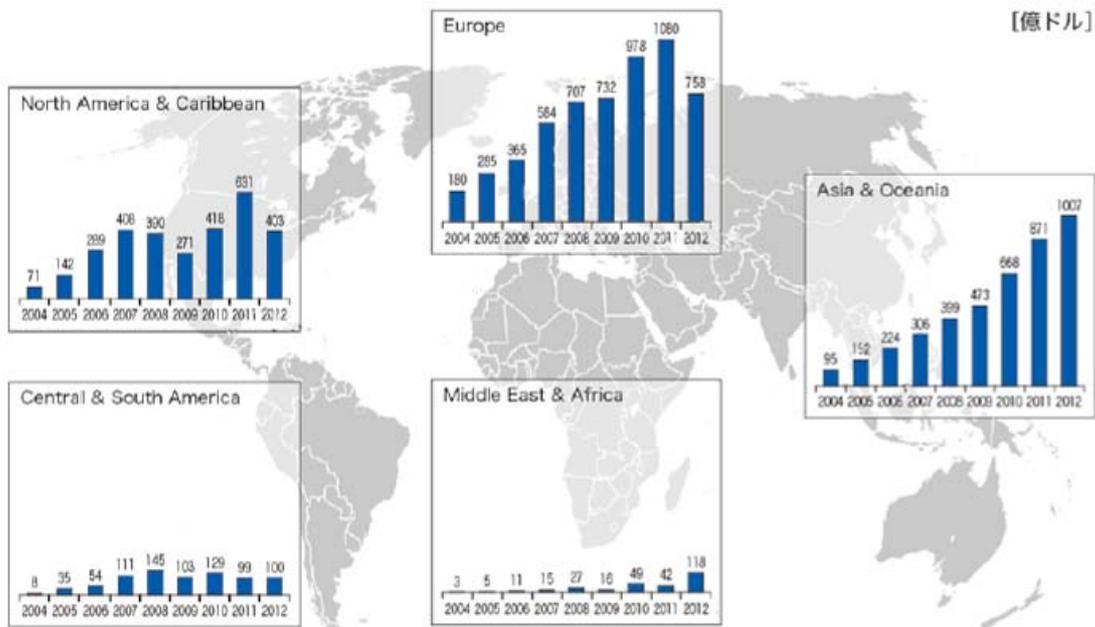


図 6-5 再生可能エネルギーへの新規投資額の推移  
 出典：NEDO 再生可能エネルギー技術白書  
 (独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構)

インドネシアでは、安定的かつ長期的な電力供給体制の構築が大きな課題となっており、現在は電源の新規開発をより促進するため、電源開発計画である「第 2 次クラッシュプログラム」の見直しを行っている。また、新エネルギーや再生可能エネルギーなど様々なエネルギー供給源を取り入れたエネルギーミックスの構築も重要課題としており、2012 年に作成されたエネルギー多様化計画では、2021 年における各種エネルギーの需給目標が示されている。さらに再生可能エネルギーについては、FIT 制度を始めとして、税優遇制度や固定資産償却期間の短縮、輸出関税・付加価値税免除など、様々な支援制度が整備されている。

## 6.2 顧客・競合分析

前節で述べた事業環境を踏まえ、事業の顧客と技術競合相手について分析を行った。当該事業は、途上国の水道事業者を戦略顧客とし、途上国の浄水場に再生可能エネルギーや省エネ設備を導入するものであるが、基本的には浄水場で定常的に処理される水の流れを利用したマイクロ水力発電をベース電源として導入することを前提としている。そのため、本検討ではマイクロ水力発電機に焦点をあて、この技術の現地導入展開を想定した顧客分析・競合分析を行った。

### 6.2.1 顧客分析

当該事業の実施方針案を定めるにあたり、戦略顧客となる水道事業者の特性を分析することにより、再生可能エネルギー分野において彼らが持つニーズの把握を試みた。また、それを踏まえ

て当該事業において提供すべきサービスを明確化し、その具体的な訴求方法についても検討を行った。

検討結果を表 6-3 に記す。我が国では、発電機の詳細設計や据付工事がメーカーの所掌で行われ、事前の事業性検討や資金計画の作成、事後の運転管理などについては発電事業者の責任で行われるのが一般的である。現地の水道事業者がこうした性格を持つ場合には、国内の一般的事例と同様、メーカーによる詳細設計と設備の据付が行われ、その後は事業者が独自に作成する運転計画に沿って発電を行えばよい。この場合は、事業者主体で容易に運転管理ができるような高いメンテナンス性を持ち、なおかつ長期稼働が可能（高品質保証が可能）な発電機が望ましい。一方で途上国には、詳細設計や発電機設置の前後においても事業実施サポートが必要な事業者も少なからず存在することが想定される。こうした事業者に対しては、発電機の運転計画に始まり、資金調達、機器の運転管理、系統接続や補助金申請など諸々の契約手続きが具体的なサポート案として挙げられる。この場合、メーカー（あるいはその代わりとなるサービス業者）が運転管理を行うため、導入機器のメンテナンス性について前者ほどは問われないが、機器販売に留まらない包括的なサービス提供が求められるであろう。

表 6-2 顧客分析結果

顧客セグメント	発電機の運転管理を自ら行う水道事業者	運転計画の立案から発電機の運転管理まで総合的なサポートを求める水道事業者
ニーズ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・自家消費するための電力が欲しい</li> <li>・売電収入を得る発電事業を実施したい</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・自家消費するための電力が欲しい</li> <li>・売電収入を得る発電事業を実施したい</li> <li>・事業性診断や運転計画作成のを手伝って欲しい</li> <li>・その他必要な手続きのサポートも欲しい</li> </ul>
提供すべきサービス	<ul style="list-style-type: none"> <li>・運転やメンテナンスが容易な機器の提供</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・運転計画の策定から機器設置・運転管理までのトータルサポート</li> </ul>
想定されるサービス案	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 機器設計</li> <li>2. 機器の販売・設置</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 運転計画の立案支援</li> <li>2. 資金調達 ex. 出資・融資の獲得、補助金申請、税優遇制度、事業支援制度への手続き 等</li> <li>3. 機器設計</li> <li>4. 機器の販売・設置</li> <li>5. 系統接続(売電)の手続き</li> <li>6. 運転・維持管理</li> <li>7. 発電量の測定・報告・検証</li> </ol>

### 6.2.2 競合分析

次に、国内のマイクロ水力発電の海外展開の際に競合することが予想される他国製品の分析を試みた。特に ASEAN 諸国を対象市場とする本事業では、前述の通り中国が大きな競合相手になると考えられるため、ここでは中国企業に持つ技術に着目し、彼らとの比較検討を行った。分析は、国内メーカーや現地関係者へのヒアリングと文献調査から得られた情報をもとに実施した。比較検討にあたっては、以下の 5 点を評価ポイントとしている。

「技術開発」	: 対象分野における研究や新技術の構想・開発状況を評価
「資機材調達」	: 発電機の製造に必要な資材・機材の調達コスト、調達リスクを評価
「機器製造」	: 機器の製造コスト・設置コストを評価
「販売」	: 製造した機器のマーケティング方法や販売実績等を評価
「メンテナンス」	: メンテナンス負荷・メンテナンスコスト・アフターサービス等を評価

競合分析の結果を表 6-3 に示す。

#### ・技術開発

「技術開発」という視点でみると、低落差環境下での高効率発電技術などに代表されるように、様々な環境条件に適合する水車の開発が日本では進められている。他にも、構造を簡素化させることにより製造コストやメンテナンスコストを低減させる技術も開発、あるいは実用化されており、FIT 制度導入による国内市場の活性化に支えられる形で今後もこうした研究・技術開発は続くと考えられる。一方の中国メーカーは、基本的に他国で開発される新技術を追従している状況である。マイクロ水力発電機の技術開発は、日本のほかドイツやフランス、イギリスといった欧州勢が先頭を走る状況にあるが、現状としてこの技術競争に中国企業は参加していない。

#### ・資機材調達

「資機材調達」は機器本体のコストに大きく関わるポイントである。また、資機材の調達源である部品メーカーや関連業界が経営的・財政的に不安定な場合には、これを調達リスクとして認識する必要がある。我が国においては、FIT 制度の導入をきっかけに再生可能エネルギー市場が活性化を見せているため、こうした部品の流通についても安定していると評価することができる。中国企業の資機材流通経路については不明な点も多いが、同国の豊富な資源と労働力から推察して、資機材の流通網が中国メーカーの弱点になるとは考えづらい。むしろ両国のメーカーで違いがでるのは、物価価格からくるコスト差であろう。資機材調達の段階でコストが嵩めば、その分機器本体のコストも増加することになり、販売価格も必然的に上昇する。競争力確保のためには克服すべき点だと思われる。

#### ・機器製造

「資機材調達」と同じことが「機器製造」にも当てはまる。中国企業は安価な労働力を用いて製造コストを大幅に下げることによって、コスト競争力を確保している。ただし、中国メーカーが製造する水車は一般的に簡素なものが多く、多少コストが高くとも高品質なものを製造する日本メーカーとは顧客への訴求点が全く異なる。そのため、コスト面で優位な中国製品が必ずしも優れているわけではないという点は認識しておくべきであろう。

#### ・販売

現地でのマーケティング手法や実績を評価する「販売」分野では、中国企業が明らかにリードしている。積極的な海外展開ができなかった日本企業の販売実績が少ない一方で、中国企業は周

辺国に居住する華僑のネットワークを使った販売網を敷いている。実際に、現地事業者へのヒアリングにおいても、中国製水車導入の相談や外交販売を受けたことがあるという事例が数件把握された。さらに日本企業は、高い技術力を売りにしていることから技術流出を嫌う傾向にあり、これも海外展開を鈍らせている要因だと考えられる。

・メンテナンス

機器販売後のサポートや購入機器の扱いやすさといった「メンテナンス」の部分は、日本企業が強みとするポイントだと考えられる。高品質を売りにする日本製水車は正しい使用方法で運転がなされれば耐用年数以内で故障するケースは極めて少ない。対して中国製水車は、簡素な作りで量産しているためか機器品質が高いとは言えず、実際に現地ヒアリングでも中国製に対する信頼は決して高くなかった。さらに、サンプルは少ないながらも、本来長期的に運転して資金回収すべきマイクロ水力発電機が稼働後数年で故障したというケースもあった。水力発電機に限らず、再生可能エネルギー発電は出力規模が小さくなるほど投資回収が長年になる傾向にあるため、マイクロサイズの機器ほど長期運転に対する信頼性が重要になってくる。

表 6-3 競合分析結果

	技術 開発	資機材 調達	機器 製造	販売	メンテ ナンス
<b>国内 メーカー</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・効率の良い高品質の機器が開発されている</li> <li>・様々な流量・落差条件に応じた多種多様な水車が開発されている</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>強</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・コストの高い国内の資機材を使用</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>弱</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・機器製造に必要な労働力が高価</li> <li>・品質の高さで訴求する</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>中</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・販売実績が少ないため、海外での販売ネットワークが細い</li> <li>・導入例の少なさから現地での認知度が低い</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>弱</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・品質が良く、適正なメンテナンスのもとで長期運転が可能</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>強</b></p>
<b>海外 メーカー</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・効率が比較的低い水車が出回る</li> <li>・水車の種類は比較的少なく、基本的に他国での開発に追従する</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>弱</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・低コストの資材調達を実現</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>強</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・安価な労働力を活かした生産体制を構築</li> <li>・製造品は比較的低品質なため、コスト面で訴求する</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>中</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・華僑のネットワークを使い広範囲の販売網を実現</li> <li>・陸上輸送で周辺の途上国に低コストで輸送</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>強</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・保証期間は短く、アフターサービスもない</li> <li>・稼働から数年で故障するケースが散見される</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>弱</b></p>

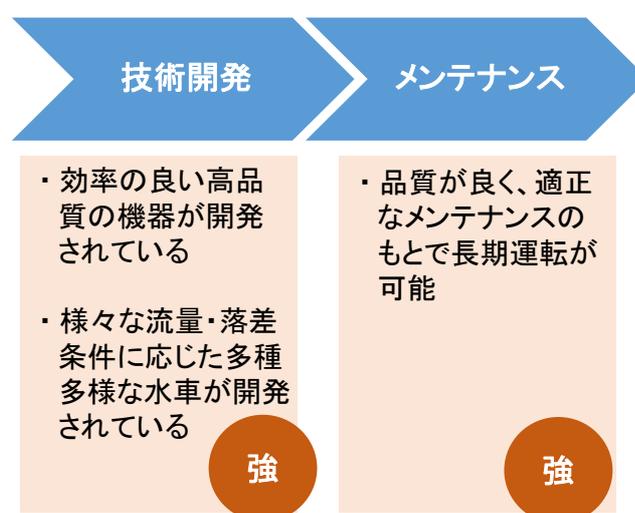
6.3 事業方針

上記の事業環境把握ならびに顧客・競合の分析結果を踏まえて、国内のマイクロ水車発電機メーカーが海外に事業展開するための事業方針を整理した。事業方針は (1)国内メーカーの強みを活かした技術訴求点の把握と (2)国内メーカーの弱点を補う事業方策の各視点から考察した。

## (1) 技術訴求点の把握

顧客分析の結果から、表 6-2 で示した二種類の顧客セグメントに対して「運転やメンテナンスが容易な機器の提供」や「運転計画の策定から機器設置・運転管理までのトータルサポート」が提供すべきサービスであることが把握できた（表 6-5 に再掲）。一方、中国企業を競合相手として捉えた場合、「技術開発」と「メンテナンス」で日本企業が強みを発揮できることが競合分析の結果から得られている。現地の水道事業者に対して日本企業が自社商品を継続的かつ安定的に提供するためには、このような提供すべきサービスと強みを上手く結び合わせるような訴求価値を構築する必要がある。

表 6-4 国内メーカーの強み（再掲）



「運転やメンテナンスが容易な機器の提供」という視点では、我が国の強みである「技術開発」と「メンテナンス」の両者を活かせるであろう。特にメンテナンス性に優れた先進的な水車としては、田中水力のリンクレスフランシス水車が代表格に挙げられる。この水車は、水量を効率的に調整する役割を持つガイドベーン機構を、構造が複雑で据付調整やメンテナンスに労力を要する従来のリンク機構から小型で簡素なギア機構に改良してリンクレス化することで、製造コスト低減とメンテナンスの簡素化を実現している。また、ケーシング<sup>7</sup>を従来の渦巻型から円筒型に変更することで、既設導水管路への設置工事を簡易化することにも成功している。こうした水車は、競合に対する技術優位性を確保しつつ、事業者が独自で運転管理するケースにおいて十分に活躍するものと考えられる。

「運転計画の策定から機器設置・運転管理までのトータルサポート」については、日本の東京発電株式会社（以下、東京発電）が実施するマイクロ水力発電用ビジネスモデル「Aquaμ」を例として挙げることができる（図 6-6）。この「Aquaμ」では、上下水道・農業用水・工業用水・治水えん堤などの水資源所有者を事業主体とするテクニカルアドバイザータイプと、東京発電が事業主体になり発電事業を実施するフルサポートタイプが用意されている。前者では設備投資・

<sup>7</sup> 水を水車の導くための流路のこと。

設備保有の責務を水資源所有者が負うため、発電事業に積極的な水資源所有者に対して東京発電が局所的な技術サポートを実施する。一方の后者では、設備投資・設備保有を東京発電自身が担当する。そのため東京発電が事業リスクを請け負いつつサービスを提供するという点で、事業リスクを極力回避したい水資源所有者に受け入れらオプションだだと考えられる。途上国の水道事業者を顧客とする当該事業においても、経済的あるいは技術的な理由から事業者のニーズも変化すると予想されることから、「Aquap」のように提供すべきサービスに幅を持たせることが重要だと考えられる。

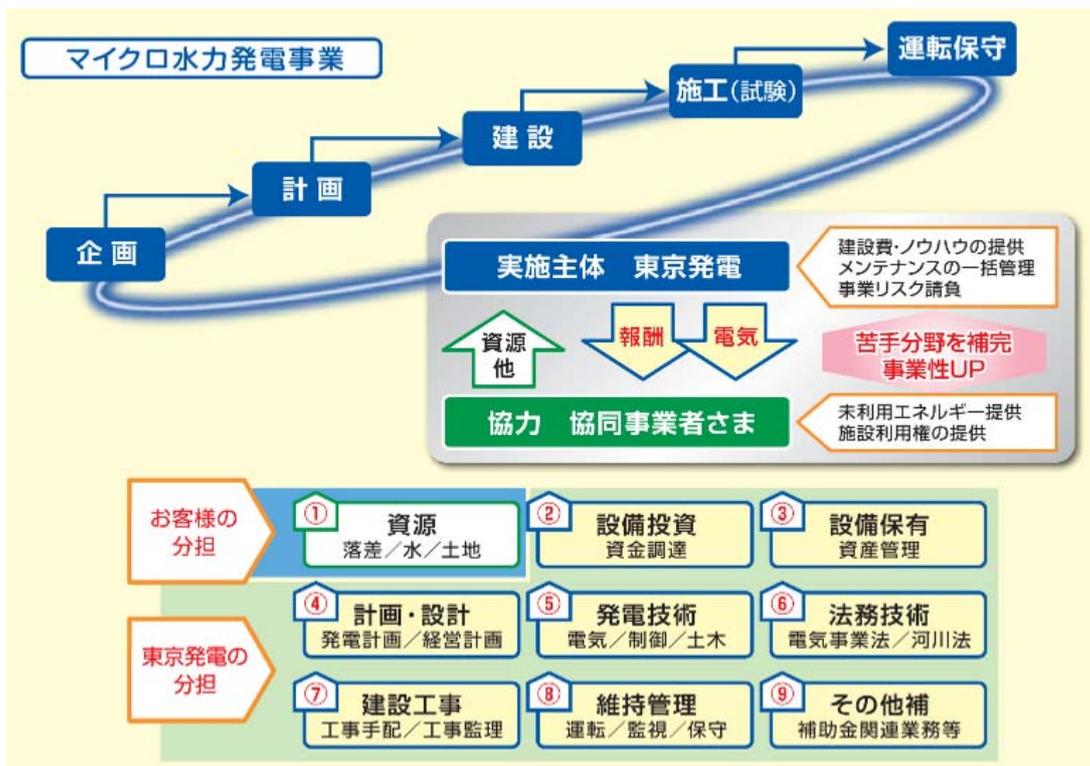
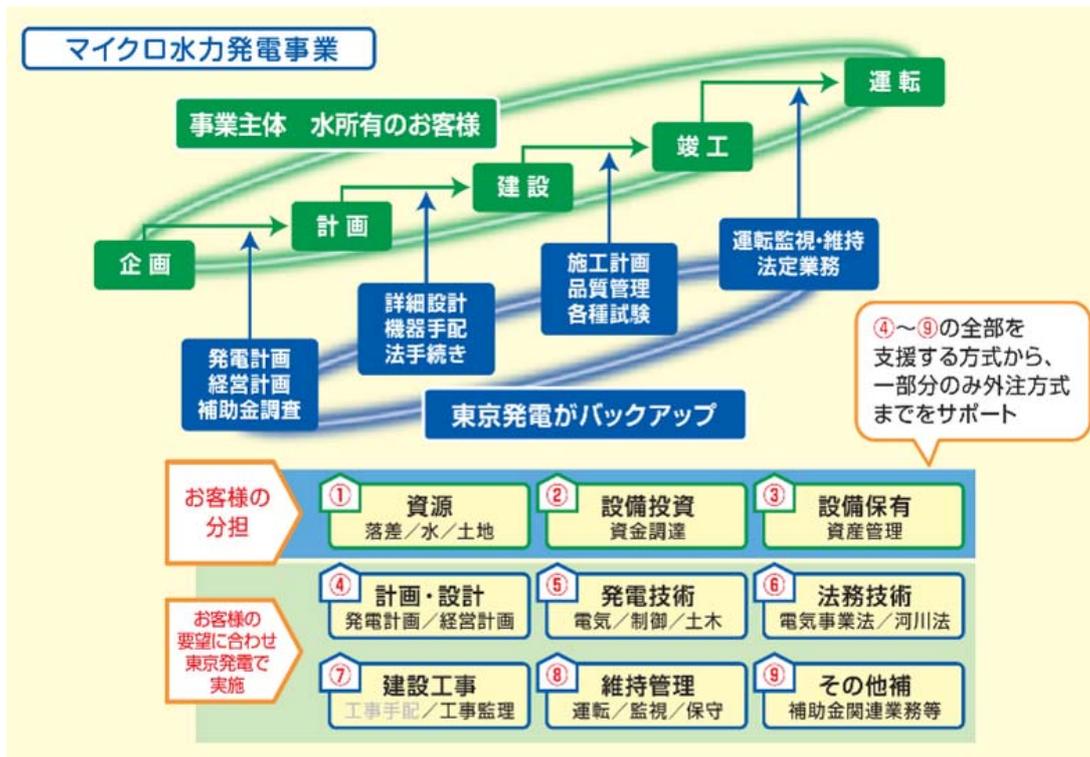


図 6-6 マイクロ発電ビジネスモデル「Aquaμ」の概要

(上：テクニカルアドバイザータイプ、下：共同発電フルサポートタイプ)

出典：東京電力株式会社ウェブサイト

[http://www.tgn.or.jp/teg/business/model\\_micro.html](http://www.tgn.or.jp/teg/business/model_micro.html)

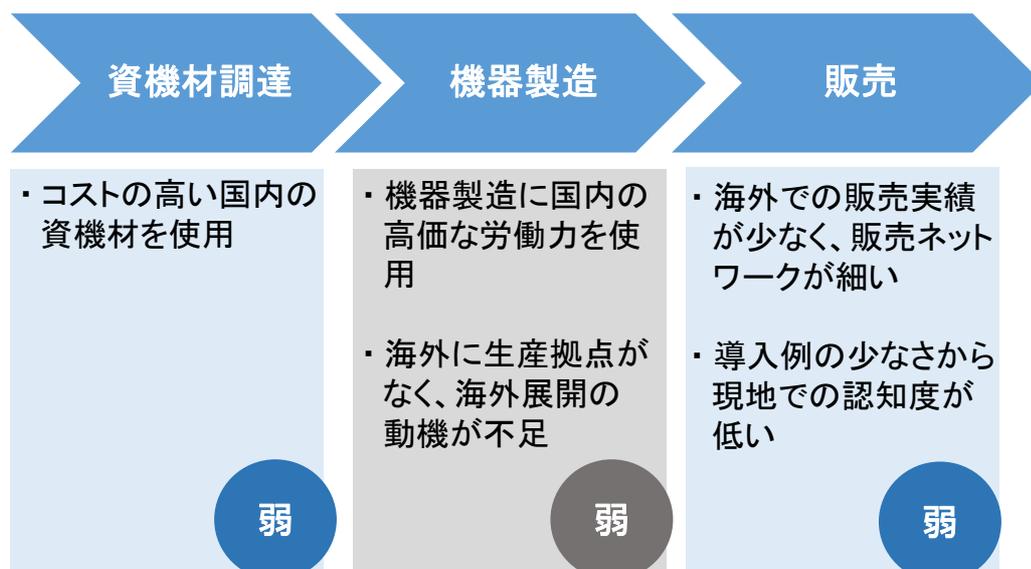
## (2) 弱点を補う事業方策

中国企業を競合相手として捉えた場合、日本企業の弱点あるいは更なる改善が必要な点として「資機材調達」「機器製造」「販売」が挙げられる（表 6-5 に再掲）。

「資機材調達」や「機器製造」が弱みになる理由としては、資機材や労働力にかかるコストの部分で競合相手に差をつけられている部分が多い。この点はむしろ中国企業の訴求ポイントであるため、我が国の製品がコスト面で完全な優位性を持つことは難しく、また、必ずしもそうする必要はない。資機材・部品の現地調達を増やす、あるいは現地生産体制を構築することで、低価格を可能な限り進めるとするのが日本企業の取り得る対策であろう。国内の水車発電機メーカーに対しヒアリングを実施したところ、水車発電機の中核部にあたる水車や、水車停止時の流路遮断に使用する入口弁など、製作に一定の技術を要する部品は品質保持のために国内生産を続けることが望ましいとの回答があったが、その他の補機にあたる配管材・流量計や設置工事等については現地の資材・労働力の利用が期待できるとのことであった。

「販売」分野において日本企業が挽回するためには、まず日本製水車の認知度を高める必要があると考えられる。日本の製品が高品質であるというイメージは漠然と抱かれてはいるが、現状、日本製水車の性能や信頼性が具体的に理解されているとは考えにくい。一方、中小規模の日本企業がたとえ優れた技術を持っていたとしても、単独での現地進出は資金調達の点からも困難であり、初期段階からの国内出資・金融機関等による積極的な資金支援も難航することが想定される。そのため、事業構築の初期段階では、政府等の公的機関による補助金や事業実証支援などの制度を活用することで、技術的・経済的な両面から事業実施の地盤固めをすることが有効だと考えられる。それを足がかりに導入案件を増やし、マイクロ水力発電の必要性・有用性について理解浸透を促すことで、現地政府の政策支援を促し、さらには国内外の投資家の投資決断を促すというステップが求められる。

表 6-5 国内メーカーの弱み（再掲）



## 6.4 事業実施案

### 6.4.1 事業実施スキーム案

前節の事業方針検討から得られた日本企業の訴求点や弱点克服のための方策等を加味し、「事前診断や発電計画の作成、発電活動の運転管理・効果検証に至るまでの包括的なサービスを提供する『ESCO型サービス企業』を中心とした民間ビジネス」を提案する。

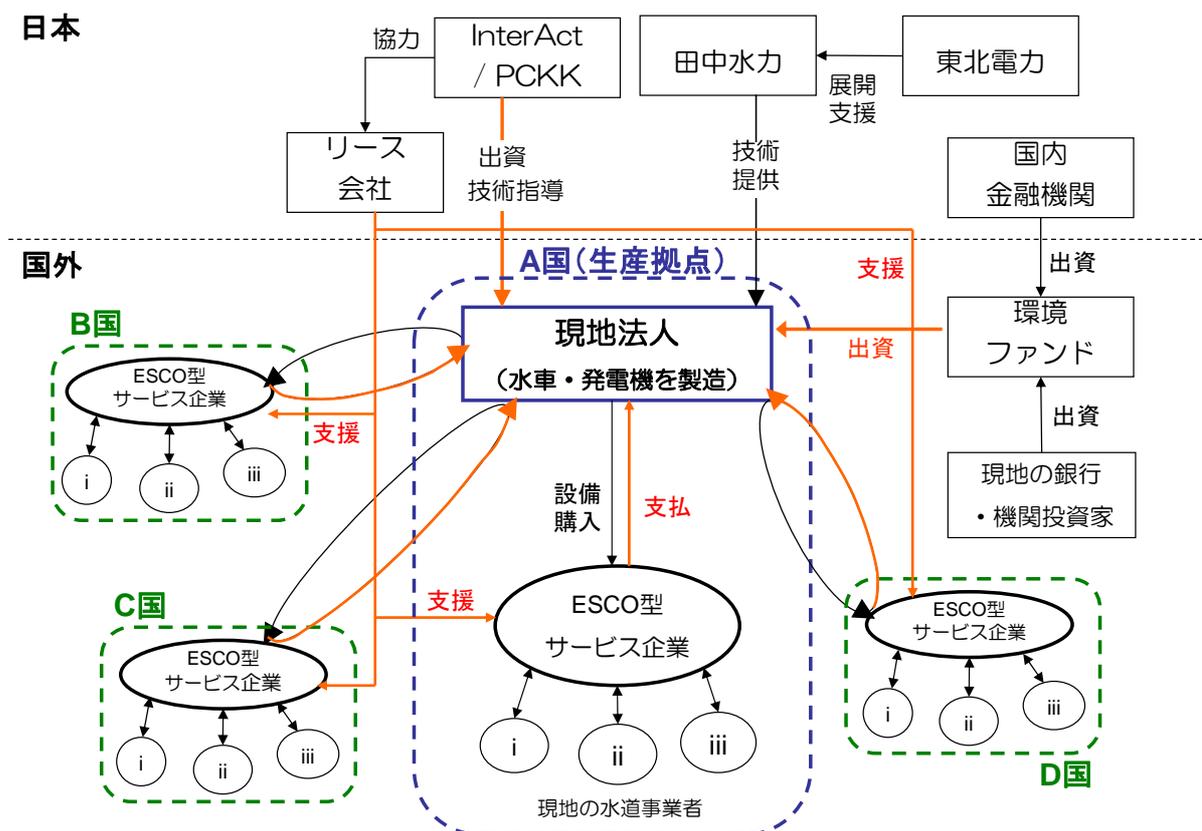


図 6-7 想定する事業実施スキーム案

中心となる「ESCO型サービス企業」とは、発電計画の作成、設備投資・設備保有、運転管理、関連法手続き、発電効果の検証などといった包括的なサポートを行うサービス企業であり、省エネ効果に対して対価を受け取る ESCO 事業<sup>8</sup>と同種の収益システムをとることから「ESCO型サービス企業」と名付けている。

本スキームにおける最終顧客は現地の水道事業者になるが、この最終顧客については以下の 2 つにセグメント化した。

#### a) 発電機購入のみを希望する水道事業者（最終顧客 A）

<sup>8</sup> 省エネルギー技術の導入に関して包括的なサービスを提供するビジネスで、省エネルギー効果の保証により顧客の省エネルギー効果（メリット）の一部を報酬として受取る事業形式。省エネ診断や設備設計・設置、設備の保守管理、省エネ効果の保証・検証等のサービスを提供する。

マイクロ水力発電設備の購入（設備設計・設置）のみを希望する事業者

b) 発電事業全体の支援を希望する水道事業者（最終顧客 B）

発電事業の事前診断、発電計画の作成、資金調達、発電設備の運転管理、発電効果の保証・検証等、発電機購入以外のサービスを希望する事業者

現地法人は、市場として想定する ASEAN 諸国の中の一カ国において設立し、近隣諸国へのアクセスの良さを活かした横展開を図る。この現地法人は発電機の製造・販売を担うが、上記のうち最終顧客 A に該当する水道事業者は、この現地法人から直接機器を購入する。これに対し最終顧客 B に該当する水道事業者は、「ESCO 型サービス企業」から希望するサービスを受け、そしてそのサービスに対する対価（＝サービス料）を「ESCO 型サービス企業」に支払うこととする。なお、提供サービスの詳細な範囲とそれにかかるサービス料については、「ESCO 型サービス企業」と最終顧客との契約時に決められる。

#### 6.4.2 事業運営体制案

上記の事業実施スキームにおいて、その中心的役割を果たす日本国側の主要企業の概要を以下に示す。なお、本プロジェクト実施体制案については、より効果的かつ効率的なプロジェクト実施を行うために、株式会社 InterAct や優良技術を保有する日本の中小企業により構成される「J-Team」の枠組みを生かして、今後もより詳細に検討を行っていく。

a) 株式会社 InterAct / パシフィックコンサルタンツ株式会社

（想定する役割：出資・技術指導・スキーム構築 等）

株式会社 InterAct は、投資側・専門サービス提供側の双方から参画を行う企業であり、事業の構想段階から運営まで、事業のライフサイクルを通じてサービスを提供する。本事業において同社は、パシフィックコンサルタンツとの共同のもと、現地法人や ESCO 型サービス企業への出資とともに、当該事業の円滑な遂行に資する専門的見地から助言する立場を担う。

b) 田中水力株式会社

（想定する役割：マイクロ水力発電の技術提供）

同社が所有する最先端のマイクロ水力発電設備の現地生産体制を構築するため、当該設備の技術提供を行う。また、実際の設備導入や運営管理をより効率的・効果的に実施するための技術アドバイザーとしての役割も担う。

c) 東北電力株式会社

（想定する役割：事業スキーム展開支援）

日本国内有数の発電事業者として発電・売電事業に関するノウハウを元に、対象国における再生可能エネルギーの普及支援、FIT 制度の構築支援など、本事業を対象国で円滑に実施して

いくための基盤整備における技術アドバイザーとしての役割を担う。

d) J-Team

(想定する役割：事業実現に向けた課題克服 等)

J-Team は優良技術を保有する日本の中小企業と InterAct が協力して、途上国の低炭素社会構築に貢献するための事業を、発掘から計画策定、資金調達、施工、運転管理まで一貫して取り組むための組織であり、本事業スキームを実現化するための課題に対する対策の考案等を行う。特に、マイクロ水力発電設備導入に際しての初期投資額の低廉化を進める役割を担う。

## 第7章 温室効果ガス排出削減ポテンシャル

### 7.1 温室効果ガス排出削減量の算定

#### 7.1.1 算定方法の検討

本調査で想定するプロジェクトを JCM 案件として大規模展開するためには、再生可能エネルギー電力技術や省エネ技術の導入による電力消費量削減と、それに起因した CO<sub>2</sub> 排出削減量を正しく算定する必要がある。本章では、再生可能エネルギーである水力・太陽光・風力と、省エネ技術の一部である高効率ポンプを浄水施設に導入するプロジェクトを対象とし、その排出削減量（リファレンス排出量とプロジェクト排出量）およびモニタリング手法について検討を行った。

#### (1) 排出削減量

排出削減量は、リファレンス排出量とプロジェクト排出量の差で計算される。

$$ER = RE - PE \quad (\text{式 1})$$

記号	単位	定義
ER	tCO <sub>2</sub> /年	排出削減量
RE	tCO <sub>2</sub> /年	リファレンス排出量
PE	tCO <sub>2</sub> /年	プロジェクト排出量

#### (2) リファレンス排出量

浄水場は一般的に系統電力を使用するため、「再生可能エネルギー導入による発電」と「省エネ設備導入による消費電力削減」を実施しない代わりに系統電力を使用することによる CO<sub>2</sub> 排出量がリファレンス排出量になる。

$$RE = RE_{RE} + RE_{ES} \quad (\text{式 2})$$

記号	単位	定義
RE <sub>RE</sub>	tCO <sub>2</sub> /年	再生可能エネルギー導入に関わるリファレンス排出量
RE <sub>ES</sub>	tCO <sub>2</sub> /年	高効率ポンプ設備導入に関わるリファレンス排出量

#### a) RE<sub>RE</sub> の算定方法

再生可能エネルギー導入に関わるリファレンス排出量は、プロジェクト実施時にマイクロ水力発電・太陽光発電・風力発電が発電する発電分を系統電力で補うことによる CO<sub>2</sub> 排出量であり、以下のように計算される。

$$RE_{RE} = (GE_{hydro} + GE_{Solar} + GE_{Wind}) \times CEF_{grid} \quad (\text{式 3})$$

記号	単位	定義
$GE_{hydro}$	kWh/年	プロジェクト実施時のマイクロ水力発電による発電電力量
$GE_{Solar}$	kWh/年	プロジェクト実施時の太陽光発電による発電電力量
$GE_{Wind}$	kWh/年	プロジェクト実施時の風力発電による発電電力量
$CEF_{grid}$	tCO <sub>2</sub> /kWh	グリッド排出係数

#### b) $RE_{ES}$ の算定方法

高効率ポンプ導入に関わるリファレンス排出量は、プロジェクト実施前のポンプ（以下、リファレンスポンプ）を使用することによる CO<sub>2</sub> 排出量であり、以下の式で計算される。

$$RE_{ES} = EC_{ES} \times CEF_{grid} \quad (\text{式 4})$$

記号	単位	定義
$EC_{ES}$	kWh/年	リファレンスポンプの電力消費量

途上国の浄水場は、一般的に水需要の増加に伴いその規模（処理容量や送水量）を拡張させる傾向にあることから、過去のデータの引用結果を用いてリファレンスポンプの電力使用量を把握することは望ましくない。そこで本検討では、プロジェクト実施期間中における高効率ポンプの稼働時間を参照しながら、リファレンスポンプを継続使用した場合の電力消費量を推定する。

$$EC_{ES} = t_{ES} \times RU_{ES,input} \quad (\text{式 5})$$

記号	単位	定義
$t_{ES}$	h/年	プロジェクト実施時における高効率ポンプの稼働時間
$RU_{ES,input}$	kW	リファレンスポンプの消費電力

リファレンスポンプを稼働させるための電動機入力、ポンプの電動機出力と電動機効率から計算される下記の式により算定する。なお、リファレンスポンプの電動機出力については、途上国の浄水場でもほぼ確実に入手できることが現地調査結果より分かっている。

$$RU_{ES,input} = RU_{ES,output} / \rho_{ES} \quad (\text{式 6})$$

記号	単位	定義
$RU_{ES,output}$	kW	リファレンスポンプの電動機出力
$\rho_{ES}$	—	電動機効率

このときの  $\rho_{ES}$  は、発電機の種類や性能により様々な値を取り得るため、基本的には発電機を取り扱うメーカーの公表値を参照することとする。なお、万が一メーカー公表値が参照できない場合には、日本国内での配水ポンプ導入検討の際に一般的に用いられている 0.85 をデフォルト値とする。

### (3) プロジェクト排出量

プロジェクト排出量は、再生可能エネルギー導入に関わるプロジェクト排出量と「省エネ設備に関わるプロジェクト排出量の和で表される。

$$PE = PE_{RE} + PE_{ES} \quad (\text{式 7})$$

記号	単位	定義
$PE_{RE}$	tCO <sub>2</sub> /年	再生可能エネルギー導入に関わるプロジェクト排出量
$PE_{ES}$	tCO <sub>2</sub> /年	省エネ設備導入に関わるプロジェクト排出量

#### a) $PE_{RE}$ の算定方法

再生可能エネルギー導入に関わるプロジェクト排出量は基本的にはゼロである。ただし、モニタリングされる発電電力量の値から、パワーコンディショナーや流量計・日射計・風速計などの電子制御装置における電力使用量や、蓄電池の充放電ロス分が差し引かれていないのであれば、これによる排出量を以下の式を用いて算定する必要がある。

$$PE_{RE} = (\sum EC_{elec} + \sum EC_{battery}) \times CEF_{grid} \quad (\text{式 8})$$

記号	単位	定義
$\sum EC_{elec}$	kWh/年	プロジェクト実施時に接続している電子制御装置の電力総消費量
$\sum EC_{battery}$	kWh/年	プロジェクト実施時に接続している蓄電池の電力総消費量

#### b) $PE_{ES}$ の算定方法

高効率ポンプ導入に関わるプロジェクト排出量は、以下の式で計算される。

$$PE_{ES} = EC_{ES,PJ} \times CEF_{grid} \quad (\text{式 9})$$

記号	単位	定義
$EC_{ES,PJ}$	kWh/年	プロジェクト実施時のポンプの電力消費量

#### (4) モニタリング方法

プロジェクト活動では、以下に示すモニタリング項目がリファレンス排出量とプロジェクト排出量の算定に必要である。

##### 係数のモニタリング

パラメータ	内容	測定方法
CEF <sub>grid</sub>	グリッド排出係数 [t-CO <sub>2</sub> /kWh]	初期値をプロジェクト開始直前に設定し、プロジェクト開始後は最新のデータを使用する。

##### 活動量のモニタリング

パラメータ	内容	測定方法（例）
GE <sub>hydro</sub>	プロジェクト実施時のマイクロ水力発電による発電電力量 [kWh/年]	実測データの信頼性を確保する検定等に合格した累積型電力量計を使用し、実測を行う。基本的には、周辺の電子制御装置における電力使用量や蓄電池の充放電ロス分を差し引いた値を測定する。もしこれらの消費電力量が差し引かれずに測定されている場合は、その消費電力量はプロジェクト排出量の活動量として測定されなければならない。
GESolar	プロジェクト実施時の太陽光発電による発電電力量 [kWh/年]	
GE <sub>Wind</sub>	プロジェクト実施時の風力発電による発電電力量 [kWh/年]	
ΣEC <sub>elec</sub>	プロジェクト実施時に接続している電子制御装置の電力総消費量 [kWh/年]	排出削減量の計算において、無視できないほど大きいと予想される場合、あるいは使用する電力計の値から差し引かれていない場合のみ測定を行う。設置したマイクロ水力発電設備の稼働に必要な機器（制御盤、パワーコンディショナー等）の電力消費量については、設備容量（仕様データ）×運用機器の稼働時間から算定する。（運用機器の稼働記録が入手不可能な場合には、発電設備の稼働時間による代替も認める。）
ΣEC <sub>battery</sub>	プロジェクト実施時に接続している蓄電池の電力総消費量 [kWh/年]	
EC <sub>ES,PJ</sub>	プロジェクト実施時のポンプの電力消費量[kWh/年]	実測データの信頼性を確保する検定等に合格した累積型電力量計を使用し、実測を行う。もしくは、稼働記録や営業時間と定格出力の積で求めてもよい。

## 7.1.2 モデル事業での温室効果ガス排出削減量

第4章で選定したモデルサイトにおけるモデルプロジェクトに対して上記の削減量算定方法を適用したところ、マイクロ水力発電・太陽光発電を導入することによるGHG削減効果はそれぞれ137.1 tCO<sub>2</sub>/年、55 tCO<sub>2</sub>/年と算定され、モデルプロジェクト全体での削減効果は192.1 t tCO<sub>2</sub>/年と計算された。

## 7.2 温室効果ガス排出削減ポテンシャル

インドネシア各地域の浄水施設数やその地理条件・環境条件等をもとに、インドネシア全土に各種再生可能エネルギー・省エネ技術を展開した場合のGHG排出削減ポテンシャルの推計を行った。なお算定には、2010年政府公表値の0.749 tCO<sub>2</sub>/MWh(スマトラ地域)を用いた。

### 7.2.1 マイクロ水力発電

マイクロ水力発電設備の導入に伴うGHG削減量の算定には、物理的条件を踏まえた設置可能性だけでなく、発電に使用できる流量・余剰水圧(有効落差)を精緻に調べる必要がある。特に余剰水圧は、浄水・配水施設と供給先(需要家)の位置関係や配水に伴う圧力損失などを考慮する必要があるため、測定機器で計測しない限り正確に把握することが難しい。従って、対象国全土へ普及させた場合の総発電量およびそれに起因したGHG排出削減量の正確な把握は困難であると考えられる。そこで本調査では、以下のような仮説・条件設定を行った上で、インドネシア水道事業体(PDAM)の各地域における浄水施設の水処理量データをもとに推計を行った。GHG排出削減ポテンシャルを算定することとした。なお現実的には、物理的に設備が導入できない施設が当然あるため、ポテンシャルが過大評価された施設も存在する。その反対に、今回の推計以上の発電効果が見込める浄水場・配水池なども存在すると考えられるため、今回算定するポテンシャルはあくまで推計値として扱う必要がある。

#### <推計条件>

- ・ 設備導入に関する物理的制約は考慮せず、マイクロ水力発電は全ての水処理施設に対して設置できるとした。
- ・ インドネシアには、日本の「県」にあたる「Kabupaten」と、「市」にあたる「Kota」が存在するが、Kabupatenの地域とKotaの地域はそれぞれ重なることはない(「Kabupaten」「Kota」の両方を住所に持つ地域は存在しない)。各Kabupaten、各Kotaに対してそれぞれPDAMが一組織ずつ存在し浄水・配水事業を行っているが、Kotaを管轄する浄水場は一般的に管轄エリアが狭いため、浄水場が給水エリアの中にあるか、あるいは隣接する場合が多い。このことから、Kotaを管轄する浄水場と需要サイドの間に高低差は生じづらく、有効落差の確保が難しいと考えられるため、本検討ではKotaを管轄する浄水場をマイクロ水力発電の設置対象箇所から外すこととした。
- ・ 発電に使用する流量は、Kabupatenを管轄する各浄水場の配水量を参照した。
- ・ Kabupatenを管轄する浄水場の水供給方法は、「自然流下を利用して配水する」「ポンプを使って圧

送する」「両方とも利用する」のように、自然流下の利用可否とポンプの運用状況によって大きく3パターンに分けることができる。このとき、自然落差を活用する浄水場によりポテンシャルがあるという考え方を基に、以下のように有効落差(余剰水圧)を設定した。

配水方式		発電に使う流量 (m <sup>3</sup> /s)	有効落差 (m)
自然流下を利用	配水ポンプを利用		
○	○	各浄水場の配水量	20
○	×	各浄水場の配水量	10
×	○	各浄水場の配水量	0

- ・ 水車発電機の総合効率は72%(うち水車効率80%、発電機効率90%)とした。

上記の条件に従い推計を行った結果、マイクロ水力発電の展開によるGHG排出削減量は年間14,941tCO<sub>2</sub>と推計された。Kabupatenを管轄するPDAMは約318事業者存在し、うち自然流下と配水ポンプの両方を利用するPDAMが170事業者、自然流下利用のみのPDAMが217事業者、ポンプ利用のみのPDAMが234事業者であった。<sup>9</sup>

## 7.2.2 太陽光発電

太陽光発電システムを展開した場合のGHG排出削減ポテンシャルを、以下の条件に従い推計した。

### <推計条件>

- ・ 第5章の事業性評価と同条件の太陽光パネルを設置する。
- ・ 敷地内に設置可能なパネルの枚数は浄水場の規模によると考えられるため、パネル設置面積は浄水場の処理容量に比例すると仮定した。具体的には、ベトナムの<sup>10</sup>モデルサイトであるThuDucBOO浄水場が処理容量340,000m<sup>3</sup>/日に保有しつつ、最大2840kW相当のパネル設置が想定できた事例から、これとインドネシア各地域の処理容量とを比較することで、各地域に設置可能なパネル枚数を推計した。
- ・ パネル一枚の出力を算出するにあたり、インドネシア鉱物エネルギー省が公表している平均日射量4.8kWh/m<sup>2</sup>/日<sup>11</sup>を用いた。

上記の条件に従い推計を行った結果、太陽光発電の展開によるGHG排出削減量は年間50,297.7tCO<sub>2</sub>と推計された。

ただし、太陽光発電は余剰スペースを利用する点において風力発電と設置条件が等しく、そのため実際の導入にあたっては現地の日射環境と共に風環境も踏まえた上で事業性のより高い発電方法が選定

<sup>9</sup> PDAM本部調べ。無回答37事業者を含む。

<sup>10</sup> 本調査はベトナム・マレーシア・インドネシアを対象にした3カ国調査であるが、各国の太陽光発電設備の導入ポテンシャルを横並びで比較するため、「ベトナムのモデルサイトを基準とした」推計条件で統一することとした。

<sup>11</sup> 出典：Ministry of Energy and Mineral Resources, "Solar Energy in Indonesia: Potentials, Plannings and Framework Conditions." Presented at: Workshop Solar Photovoltaic in Indonesia, 7 March 2012.

されるべきである。本検討の推計値は、インドネシア全土の浄水場が持つ余剰スペースを推定し、そのスペースを全てパネル設置に利用したケースを想定したものであることに留意する必要がある。

### 7.2.3 風力発電

インドネシアにおいて風力発電を展開した場合の GHG 排出削減ポテンシャルについて考察を行った。

風車の安定稼働あるいは発電事業の採算性を考慮した場合、一般に平均風速は少なくとも 4.5m/s 以上が必要、可能であれば 6.0m/s が望ましいとされている。インドネシアの風環境は下図に示す通りであり、陸部にはほとんど強い風が吹くことなく、年間平均が 4.5m/s を超える地域は極めて少ないと考えられる。内陸部は特に風況は悪く、風況のよい山間地などに浄水場が立地している場合でも、全土への展開可能性という意味では、マイクロ水力や太陽光に比べかなり低いと思われる。以上のことから、風力発電による国土全体の GHG 排出削減ポテンシャルについては、評価を行わないこととした。

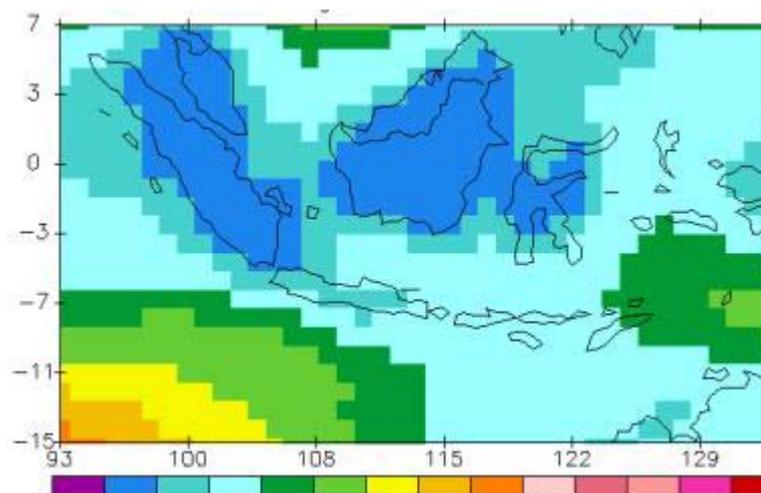


図 7-1 インドネシア国内の平均風速

出典：Gerrit Jacobs, "NASA Surface Data, Wind Speeds Indonesia."

### 7.2.4 省エネ技術

浄水場における代表的な省エネ技術であるインバータ制御方式を導入した際の GHG 削減ポテンシャルを評価した。

送水ポンプへのインバータ導入を想定し、浄水場の単位水量あたりの電力消費量を他国の事例<sup>12</sup>から 0.35kWh/m<sup>3</sup> と設定し、次の通り評価する。

<sup>12</sup>本調査はベトナム・マレーシア・インドネシアを対象にした3カ国調査であるが、各国の太陽光発電設備の導入ポテンシャルを横並びで比較するため、推計条件で3カ国で統一することとした。

インドネシア国における水道給水量の総量：3,643,999,018m<sup>3</sup>/年

ベースとなる電力消費量

全ての送水施設にインバータ制御が導入されていないことを想定し、日本全国の電力原単位 (0.500kWh/m<sup>3</sup>)<sup>13</sup> にベトナム国における水道給水量の総量を乗じて算定

$$0.500 \text{ kWh/m}^3 \times 3,643,999,018 \text{ m}^3/\text{年} = 1,822,000 \text{ MWh/年} \quad (1)$$

インバータが導入された際の電力消費量

総給水量の30%を送水する施設にインバータが導入されたと想定し、その電力原単位 (0.35 kWh/m<sup>3</sup>) にマレーシア国における水道給水量の総量を乗じて算定

$$\begin{aligned} &0.35 \text{ kWh/m}^3 \times 3,643,999,018 \text{ m}^3/\text{年} \times 0.3 \\ &+ 0.500 \text{ kWh/m}^3 \times 3,643,999,018 \text{ m}^3/\text{年} \times 0.7 = 1,658,020 \text{ MWh/年} \quad (2) \end{aligned}$$

インバータ導入による電力の削減量 (1)-(2)

$$1,822,000 \text{ MWh/年} - 1,658,020 \text{ MWh/年} = 163,980 \text{ MWh/年}$$

これより、GHG削減ポテンシャルは、

$$163,980 \text{ MWh/年} \times 0.749 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 122,821 \text{ tCO}_2/\text{年}$$

と推算される。

---

<sup>13</sup> 水道技術センター 水道ホットニュース第401号 2014年2月7日

## 第8章 今後の展開

### 8.1 本調査のまとめ

本調査では、途上国の既存の上水供給施設に再生可能エネルギー発電および省エネ技術を組み合わせ導入することで、電力グリッドからの電力消費量削減とそれに起因した CO<sub>2</sub> 排出量を削減する事業を想定し、その実現可能性を検証した。

まず、メダン市の水道事業者である PDAM Tirtinadi への聞き取り結果から、モデルサイト候補として確認された 5 カ所の浄水場・配水池を対象に、再生可能エネルギー発電や省エネ設備の導入可能性を調査した。その後、マイクロ水力発電設備と太陽光発電システムの導入が有望視された Cemara 配水池をモデルサイトとして選定し、これらの設備の導入に向けた詳細検討を行った結果、技術的観点からは導入に向けた障害がないことを確認した。一方、経済的観点からは、現時点での事業性確保は難しいことがわかり、FIT 制度の適用や補助金制度の将来的な導入、日本国内での再生可能エネルギー市場の活性化を反映した機器製造コストの低減などを見越しても、モデルサイトでの事業性は好転しなかった。したがって、将来的にインドネシアで技術実証や事業展開を行うためには、他の地域を調査して新たなモデルサイトを再発掘する必要がある。

また、事業方針の検討結果から得られた日本企業の訴求点・弱点克服のための方策等を踏まえ、本調査では「事前診断や発電計画の作成、発電活動の運転管理・効果検証に至るまでの包括的なサービスを提供する『ESCO 型サービス企業』を中心とした民間ビジネス」を提案した。

さらに本調査では、水力・太陽光・風力発電および高効率ポンプを浄水施設に導入するプロジェクトを対象に、その排出削減量の算定手法を検討した。また、同様のプロジェクトをインドネシア全土に展開した場合の GHG 排出削減ポテンシャルを、各地域の浄水施設数やその地理条件・環境条件などを基に推計した。その結果、水力発電と太陽光発電が特に高いポテンシャルを示すことがわかった。省エネ設備についても一定の評価値が得られたが、より精緻な推定を行うためにはインドネシア各地にある浄水場の省エネ設備の導入率等を把握する必要がある。

### 8.2 今後の展開

#### 8.2.1 事業化に向けたスケジュール案

本調査の結果を踏まえ、将来の事業化実現に向けた今後のスケジュールを提案する。

本調査において提案する事業スキームは、発電事業の事前診断・発電計画作成・設備運転管理・効果検証などの包括的なサービスを提供する『ESCO 型サービス事業者』を核とした民間ビジネスである。本スキームは、民間ビジネスとして展開する以上、基本的には事業から得られた収益から運用資金を捻出することを最終目標とするが、現地生産体制の構築や現地政策支援の整備などといった事業性確保策を実現するためには、ある程度の期間と費用を必要とする。そのため事業基盤が十分な規模に拡充され、安定した資金繰りが実現化するまでは、日本側や対象国側の機関投資家からの投融資あるいは環境ファンド等の出資を資金源とする。また、その間のスキーム

構築のため、以下のような段階的手順を踏むこととする。

#### 1) 第一フェーズ

今年度調査ではマイクロ水力発電設備の海外展開のための事業スキームを提案したが、次年度の第一フェーズでは、本スキームを取り巻く事業環境について、マクロ環境とミクロ環境の両面から、より詳細に調査を行うこととする。そして、このスキームを実現する上で障壁となる課題をより具体的に抽出・分析し、対応策を検討する。これに並行して、将来の顧客となるインドネシア各地域の水道事業者や自治体と協議を行い、本スキームに対する理解促進と協力を仰ぐ。また、本スキーム実現のための当面の対策である「機器導入コストの削減」「現地政策支援の促進」の実現のため、日本国内の発電メーカーや対象国政府の関連省庁との協議をそれぞれ進める。その後、本スキームに関心を示す融資/出資元の調査および調達経路の提案についても、このフェーズ内で実施することとする。

モデルプロジェクトについては、日本製品の技術実証や当該技術に関する現地の理解促進のために必要なプロセスとして、第二フェーズでの実施を想定する。第一フェーズでその実現に向けて、現地水道事業者と協議しながら具体的な事業計画・資金計画の作成を進めることとする。

#### 2) 第二フェーズ

第二フェーズでは、現地生産・販売体制や ESCO 型サービス企業の事業体制の構築を行う。更に、モデルプロジェクトを実施することにより技術的・経済的有用性を実証することで、対象国の理解促進に繋げることとする。

現地生産・販売体制や ESCO 型サービス企業の事業体制の構築にあたっては、第一フェーズにおいて融資/出資元として選定した金融機関や機関投資家、環境投資ファンドと協議を行い、ビジネス設立資金の調達先の確保から始める。また、現地法人を設立する国・地域の決定、資機材調達経路の選定、生産・販売ライセンス等の取得といった関連手続きも順次進めていく。一方、FIT 制度に代表される現地政府による支援政策の更なる拡充についても、対象国政府と具体的に協議を進めることで実現化を図る。これに加え、第一フェーズで実施する水道事業者との協議成果を活用し、対象国内に点在するポテンシャルサイトを更に発掘していくことで、将来的な横展開に向けた基盤整備を進める。

また、この第二フェーズではモデルプロジェクトを実施する。現地政府や現地水道事業者との十分な協議を経たこのタイミングで技術的・経済的有用性を実証することにより、本事業に対する水道事業者の更なる理解促進や、現地政府の政策支援の可能性が一層高まると考えられる。

第二フェーズにおける体制整備およびモデルプロジェクト実施の資金源としては、日本国側からの資金として JCM の枠組下での補助事業資金や「一足飛び型発展の実現に向けた資金支援」、あるいは JICA の海外投融資などを想定している。また、対象国側政府からも、再生可能エネルギー活用促進事業に対する補助金や優遇措置、JCM の枠組下での資金供与などを想定する。

表 8-1 事業化に向けたスケジュール案

実施項目		2014		2015		2016～
		上半期	下半期	上半期	下半期	
第一 フェーズ	<b>1. 事業化に向けた詳細検討（事業戦略の立案）</b>					
	事業（経済・技術・競合・社会）環境の詳細調査	■				
	スキーム実現の向けての障壁・課題の抽出		■			
	上記の障壁・課題の解決策の検討		■			
	現地水道事業者との協議	■	■			
	コスト削減策に関する国内メーカーとの協議	■	■			
	現地政策支援に関する現地政府との協議	■	■			
	事業資金調達計画の作成		■			
	事業可能性の再評価		■			
	<b>2. モデルプロジェクトに向けた詳細検討</b>					
	事業計画・資金計画の作成	■				
	対象サイトの水道事業者との協議		■			
	導入設備の詳細設計		■			
	設備補助事業のスケジュールの作成		■	■		
第二 フェーズ	<b>3. 事業体制の構築</b>					
	現地生産・販売体制の構築計画の作成			■	■	
	現地支援政策の整備支援			■	■	
	出資/融資の調達先の確保				■	■
	ESCO 型サービス企業の起業計画の作成			■	■	
	<b>4. モデルプロジェクトの実施</b>					
	導入設備の製造			■	■	
	設備の運搬及び据付・試験運転				■	
	設備稼働開始				■	■
	設備導入効果の検証				■	■
事業計画の達成状況の検証				■	■	
事業化 移行期	<b>5. ESCO 型サービス企業による事業の開始</b>					
	現地生産・販売体制の構築				■	■
	出資/融資の調達				■	■
	ESCO 型サービス企業の事業開始				■	■

### 8.2.2 モデルプロジェクト計画

本調査では、インドネシアのメダン市を対象に調査を行ったが、メダン市において抽出されたモデルサイトでは、太陽光発電の導入可能性が評価された一方で、採算性の観点からマイクロ水力発電の設置が難しいとの結論を得た。本調査が想定する発電事業は、「様々な再生可能エネルギー発電と省エネ技術を組み合わせて導入して相互補完させることによる安定電源の構築」が趣旨である。そのため、ベース電源としての活動が期待できるマイクロ水力を導入せずに太陽光発電単独の導入検証を行うモデルプロジェクトは、この本来の趣旨を満たさない。したがって、インドネシアにおいては、まずメダン市以外を対象としたモデルサイト候補の発掘調査を行い、上記の趣旨に相応しいモデルサイトを発掘した上で実証事業に進むことが望ましい。

こうした前提条件と前節の事業化スケジュールを踏まえ、将来的に設備補助事業の中でモデルプロジェクトを実施する場合の事業計画について以下に記す。

第一フェーズでは、モデルプロジェクトの実施に向けた詳細検討を行う。具体的には、今年度調査で発掘したモデルサイトを管理する水道事業者と協議を行い、詳細な事業計画・資金計画の作成に取り組む。その上で、国内メーカーの協力を得ながら導入設備の詳細設計を行い、プロジェクト全体のより細かいスケジュール作成を進める。

第二フェーズでは、モデルプロジェクトを実施する。第一フェーズにおいて詳細設計された設備の製造を進め、それが完了し次第、輸出・据付設置・試運転実施と順次進めた後に、設備稼働とモニタリングを開始する。ただし、マイクロ水力発電設備のように海外生産体制が整っていない技術・製品については、このフェーズの中で現地生産することは準備期間との関係で難しいと思われる。そのため、モデルプロジェクトでは、当該設備は日本国内で製造して現地に運搬することとする。モデルプロジェクトの期間中は、設備導入効果の検証や事業計画の達成状況の確認を定期的実施することで、導入した日本製品の技術的・経済的有用性を実証することとする。

表 8-2 モデルプロジェクト計画（四半期毎に記載）

実施項目		初年度				二年目				以降
		一期	二期	三期	四期	一期	二期	三期	四期	
第一 フェーズ	モデルプロジェクトに向けた詳細検討									
	事業計画・資金計画の作成		■							
	水道事業者との協議			■						
	導入設備の詳細設計				■					
	設備補助事業のスケジュール作成			■	■	■	■			
第二 フェーズ	モデルプロジェクトの実施									
	導入設備の製造					■	■			
	設備の運搬及び据付・試験運転							■		
	設備稼働開始								■	■
	設備導入効果の検証								■	■
	事業計画の達成状況の検証								■	■

## 資料 1 : ADC 解説資料「ADC 技術の浄水場内電力系統への適用を検討するにあたっての考え方」

### 1. ADC の概要

#### 1-1 ADC の原理

ADCは、再生可能エネルギーの導入拡大に伴う電力系統の設備・運用高度化対策にかかるコストの抑制が大きな課題となっている中、これを安価に次期送配電網からスマートグリッドを構築するに至るまでのベース技術として位置づけ、通研電気工業（株）が研究を行ってきたもので、現在は制御系の設計を終了し、太陽光発電設備のパワーコンディショナ（PV-PCS）やインバータ製品等への適用段階に入っている。

ADCは、個別機器毎にそれぞれの設置点での電圧偏差と周波数偏差を検出し、それに基づいて被制御機器出力調整用の制御信号を生成する。被制御機器はその信号と運転中のベース出力をもとに有効電力出力を制御するシステムである。需要機器の場合には周波数・電圧上昇（低下）時には消費電力が増加（減少）し、系統の周波数・電圧の上昇（低下）を抑制できる。この方式は、需要家に出力変動が認識されにくい機器、例えば、電気自動車蓄電池等のエネルギー貯蔵装置、貯水槽ポンプ、ヒートポンプ式温水器等の他、出力変動の大きいPV等の分散電源を適用対象とする。

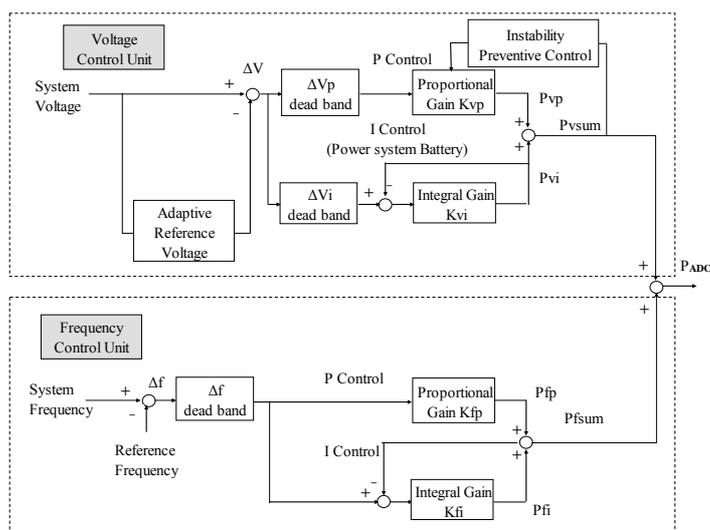


図1 ADCのシステム構成

#### 1-2 ADC制御系構成

ADCのシステム構成を図1に示す。電圧は比例制御方式、周波数は比例積分制御方式を基本とする。大規模系統連系時および自立運転時ともに電圧・周波数併用方式とし制御系定数設定も同一値とするが、周波数制御方式を比例積分方式とすることで、周波数異常時には電圧制御より周波数制御による出力制御の重みが増大するしくみにしている。例えば、蓄電池の電圧制御においてはエネルギー蓄積量が小さく電圧制御効果が得られる比例方式が費用対効果で有利である。シミュレーション波形の周波数スペクトラム解析では、1,000sec以下の時間領域で周波数変動を抑

制しており、直接周波数制御を行わなくてもADC電圧制御のみでGF<sup>14</sup>・LFC<sup>15</sup>領域での周波数変動抑制効果が得られる。図2にシミュレーション結果、図3に実際にリチウムイオン電池を製作し制御実験した結果を示す。

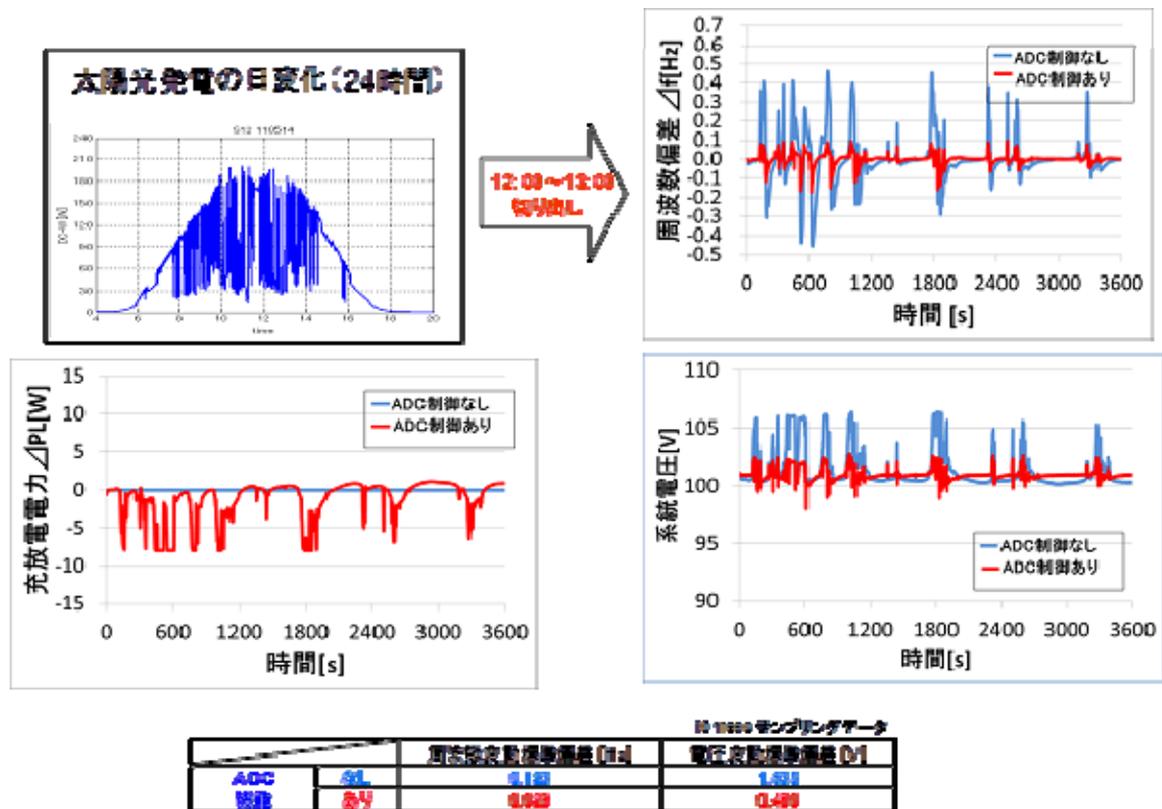


図2 シミュレーション結果の一例

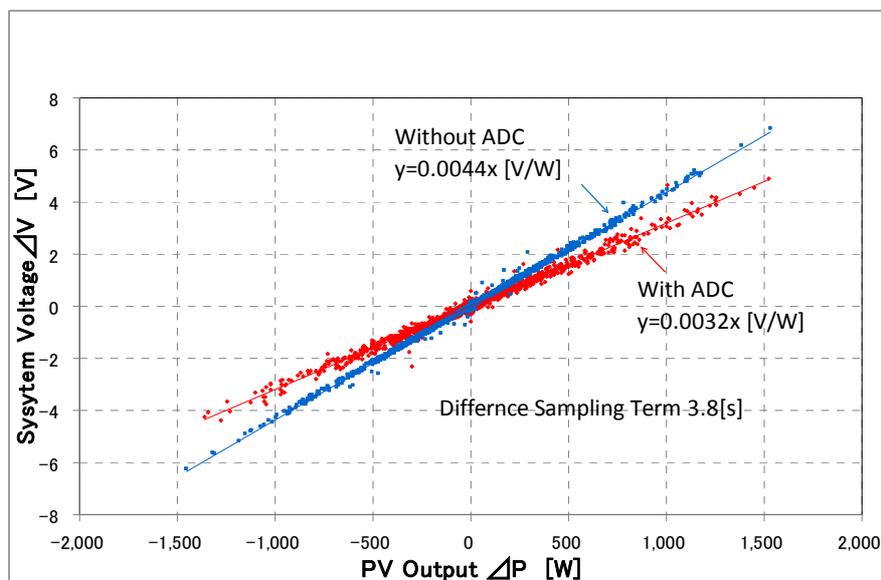


図3 ADC搭載3.6kWリチウムイオン電池による電圧変動抑制実験結果

<sup>14</sup> 発電機が回転数変動を感知し、適正周波数(回転数)を維持するよう自動的かつ瞬時に回転数を制御する方式

<sup>15</sup> 系統の周波数偏差を検出し発電所出力を自動制御することにより周波数を維持する方式

図 2 は ADC 制御によって電圧・周波数の変動が短時間領域で抑えられていることが見て取れる。図 3 では蓄電池を ADC で制御することにより、PV の出力変動に対する系統変動幅が小さく抑えられていることが分かる。

## 2. ADC の浄水場内系統への適用目的

### 2-1 PV が連系される系統における電圧安定化

基本的には電圧変動の大きさは、PV の出力変動量、事前の負荷潮流の重さ、接続地点、系統のインピーダンス等により異なる。特に PV の接続地点によって様相が大きく異なる。図 4 に一般的な系統構成を示す。

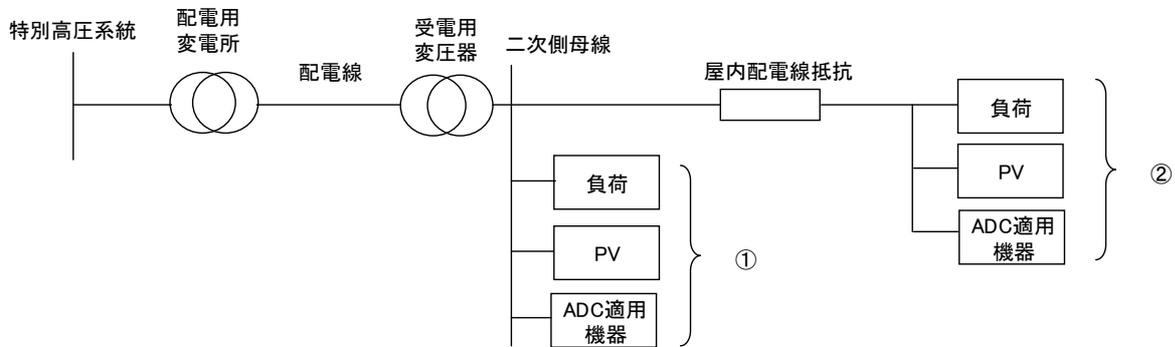


図 4 ADC 適用系統構成図

図 4 で、①は PV が浄水場受電用変電所二次側母線の至近箇所に設置される場合、②は PV が屋内配電系統を介して設置される場合を示す。①では、PV による電圧変動は、受電用変電器を含めて上位系統（配電系統、特別高圧系統）のインピーダンスにより左右される。ここでは PV 連系に伴う無効電力変動による電圧変動は無視し、有効電力変動のみについて考慮する。上位系の抵抗分を  $r$ 、PV の有効電力変動を  $\Delta P$  とすれば、電圧変動は、 $\Delta V = r \cdot \Delta P$  で表され、上位系統が特別高圧系統であれば  $r$  は小さく（リアクタンス  $x$  の 1/10 程度）、電圧変動は小さい。一方、上位系統が配電系統の場合では、抵抗分が大きく（リアクタンス  $x$  と同程度）、配電線の太さと配電用変電所からの距離に応じて有効電力変動に伴う電圧変動が大きくなる。その度合いに応じて ADC の必要性が異なる。

次に、②の多くの場合においては、屋内配電系統の抵抗分が大きいため、電圧変動が大きくなり、ADC を PV に設置し発電抑制、ないし ADC の蓄電池等、可制御負荷への設置により電圧変動を抑制することによる効果が期待できる。

このように、PV の位置や系統構成によって電圧変動が異なり、ADC の電圧抑制効果が左右される。なお、大型 PV の場合は、力率（無効電力）制御が可能なものが一般的であるので、ADC による出力抑制が必要かは個別に検討する必要がある。

## 2-2 逆潮流なしを制約条件とする系統における電圧安定化

逆潮流なしを制約条件とする場合、潮流および PV 出力を監視し、それに基づいた PV 出力抑制を行うあるいは蓄電池を充電するシステムが必要となる。数箇所の監視地点から PV 抑制量ないし蓄電池充電量などの出力制御量を演算し、通信手段を用いてそれらの制御量を伝送しなければならない。高速通信できない場合には、ある程度マージンをみて潮流を低めに維持できるよう、負荷の大きさ見合いで PV 並列容量を選択しながら運転することとなる。

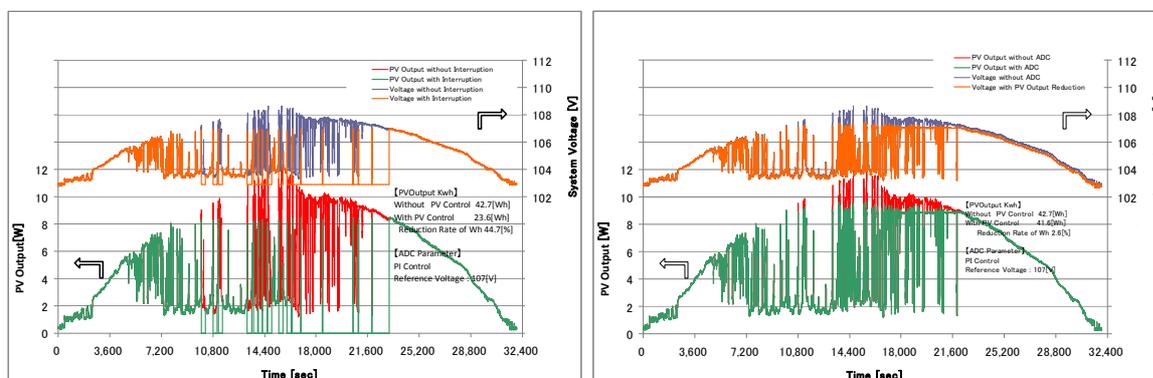
電圧変動を一定範囲内に抑えるためには、それらのシステムに ADC 機能を付加するシステム構成となる。情報伝送速度により制御可能な時間領域が決まるが、通常は分オーダー以上でのベース出力制御をすることになり、分オーダー以下の短時間領域での電圧変動に対応するためには、ADC 信号をベース出力信号に付加して、可制御負荷の制御をすることになる。

## 2-3 自立運転系統における周波数・電圧安定化

自立運転系統では、負荷容量に対する PV 導入容量比率で電圧や周波数変動の水準が異なる。この場合、長時間領域よりも短時間領域（数十分以下）での電圧・周波数が問題となる。許容値を超える場合には、ADC 機能を有する機器を適用することが適切であり、電圧・周波数とも安定化できる。ADC の制御方式として、電圧・周波数併用制御方式が最も抑制効果大きい。被制御機器が蓄電池の場合には、比例制御・比例積分制御とでエネルギー蓄積量が数倍異なることもあるため、いずれを適用するかは経済性と周波数・電圧抑制効果の兼ね合いでの判断が必要となる。

## 2-4 電圧上昇時の PV 利用率低下抑制

浄水場に PV を設置する場合、PV が電圧上昇で停止することのないように制御することで、PV 利用率を極力高めることが望ましい。PV 運転において電圧が上昇し、上限値を超過する場合、PV の多くは一旦停止すると再起動まで 5 分程度を要するものが多いため、その頻度が多い場合には利用率が大幅に低下することが懸念される。ADC の PV 出力抑制機能を使用することにより、運転停止を回避できる確率が高くなるため、PV 利用率は向上する。図 5 に配電線に負荷容量 (2,000kW) に対して 20% (400kW) の PV が配電線の末端に設置されたケースでのシミュレーション例を示す。



(1)ADC なしの場合の PV 運転状況、電圧変動

(2)ADC ありの場合の PV 運転状況、電圧変動

図 5 ADC 適用による PV 利用率の向上

電圧上限を超えずPVがフルに発電できた場合の発電電力量を100%とすれば、ADCなしで電圧上昇が頻繁に発生し発電停止する場合、この間の利用率は55.2%まで低下するが、ADC設置の場合には出力抑制を伴うものの運転停止を回避できるため、利用率は97.5%とADCなしに比べて約1.8倍に増加する。また、蓄電池を併用した場合には、多くのケースにおいて更に利用率が向上する。PV設置の費用対効果を高めるためには、電圧上昇が頻繁に発生する系統においては、PV利用率が向上できるPVへのADC機能の付加やADC機能付の蓄電池設置が推奨される。

### 3. ADC 適用対象設備

以上のことから、ADC 適用により効果が得られる系統・設備について整理すると次のようになる。

#### (1) 対象系統

##### a. 大規模系統内への連系設備

配電系統のように線路の抵抗分が大きく、有効電力による電圧変動が比較的大きい系統の中間付近から末端にかけて変動発生源や可制御負荷が位置する場合、そのような系統において、再生可能エネルギーの比率が比較的高く、電圧変動が許容値を超えるケースが ADC 適用対象となる。特別高圧系統は抵抗分が小さいため、ADC による有効電力制御機能の電圧変動抑制効果は小さい。なお、周波数変動に関しては大規模系統と連系されている場合には、その系統周波数に同期することから、ADC が全系設備に適用されていれば別であるが、個別地点単位での ADC 適用の場合については考慮の必要はない。

##### b. 自立運転系統

PV 導入比率が小さくても電圧・周波数ともに不安定となるケースが多いことから、ADC 適用の効果が期待できる。電圧・周波数制御を併用する方式が適切である。

#### (2) 対象電源

PV など再生可能エネルギーの制御方式として、力率（無効電力）制御機能がなく、電圧変動を抑制するための手段が有効電力（出力）抑制のみとなる場合、つまり力率がほぼ 1 で固定の PV 等。電圧上昇により PV が停止する頻度が高い場合には、PV に ADC を付加することにより、PV の利用率を向上させることが可能である。

#### (3) 対象負荷

ADC により負荷調整しても機器を利用する需要家の利便性に大きな影響を与えない機器（例えば配水用大型モーター、蓄電池等）を対象とする。

#### 4. 本調査における ADC 適用検討手順

ADC 適用の具体的手順ならびに検討するにあたっての前提条件は以下のとおりである。

##### 4-1 電力会社の周波数・電圧に関する規制と対策必要性の判断基準の設定

今回、ADC が必要と考えられるインドネシア、ベトナムの系統運用基準を参考に対策の必要性を判断した。

表 1 インドネシア、ベトナムにおける系統運用基準

	インドネシア	ベトナム
周波数	49.5Hz～50.5Hz (定常時)	49.8Hz～50.2Hz (定常時)
	47.5Hz～52.0Hz (事故時)	49.5Hz～50.5Hz (事故時)
電 圧	-10%～+5% (20～150kV)	-5%～+10% (110～220kV)
	-5%～+5% (500kV)	-5%～+5% (500kV)

上記系統連系基準を踏まえつつ、本調査においては各サイトの実情も勘案して、対策の必要性について判断する。系統連系時は上記の定常時を基準とし、自立運転時は事故時を基準とするが、自立運転については長時間（8 時間程度）継続することも考慮しつつ、経済性も視野にいれること、また周波数については、平常時の 2 倍、事故時の 1/2 程度の $\pm 1\text{Hz}$ 水準を維持することを基本とした。ただし自立運転期間が数時間と短い場合や、経済性との兼ね合いから、周波数については $\pm 2\text{Hz}$ を限度として取り扱うこととする。整理すると ADC 適用にあたっての検討条件は下記のとおりとなる。

1. 系統連系時	
定常時周波数	49.5Hz～50.5Hz
電圧	-10%～+5%
2. 自立運転時	
周波数	49.0Hz～51.0Hz
	個別事情により 48.0Hz～52.0Hz
電圧	-10%～+5%

## 4-2 電圧・周波数変動量算定の考え方と許容幅超過有無の確認

### (1) 系統連系時

電圧については、2-1 で前述したとおり、配電線の抵抗と PV 出力変動（有効電力）の積算により計算する。

周波数については、系統連系時の場合には影響を及ぼさないため検討しない。

### (2) 自立運転時

自立運転時の電圧・周波数変動については、通研電気工業(株)に設置している簡易リアルタイムシミュレータにおける標準モデルをベースに、個々の浄水場の PV・負荷容量を勘案した簡易計算により、その変動量を算定する。

図 6 にリアルタイムシミュレータの概観、図 7 に標準モデル構成を示した。

表 1 にはそのモデルを用い、自立運転システムを模擬し、シミュレーションした結果を示す。図 8～9 はシミュレーション結果を元に、PV 導入比率と電圧変動率、周波数変動率の関係について示したものである。制御対象機器の出力調整は、瞬間的な kW 電力と時間経過とともに蓄積する kWh 積分である kWh 電力を変化させることによって系統安定化効果を生み出す。図 10～11 は PV 導入比率と蓄電池容量との関係を示したものである。これらの諸量には、ほぼ線形の関係があることを踏まえ、PV 導入容量の可能性を検討するために作成したものであり、本検討においてはこれらを用い、ADC の必要性や制御に要する制御負荷容量（例えば蓄電池容量等）を算定する。なお詳細設計をする場合には、別途、精度を高めるため個別の簡易シミュレーション結果をもとに検討を行うこととする。

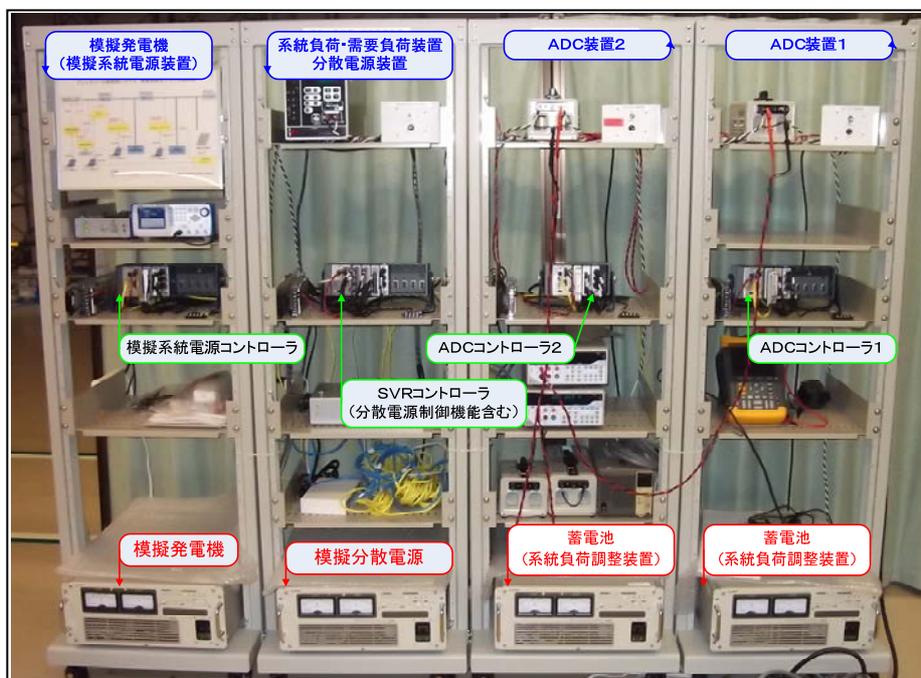


図 6 リアルタイムシミュレータの概観

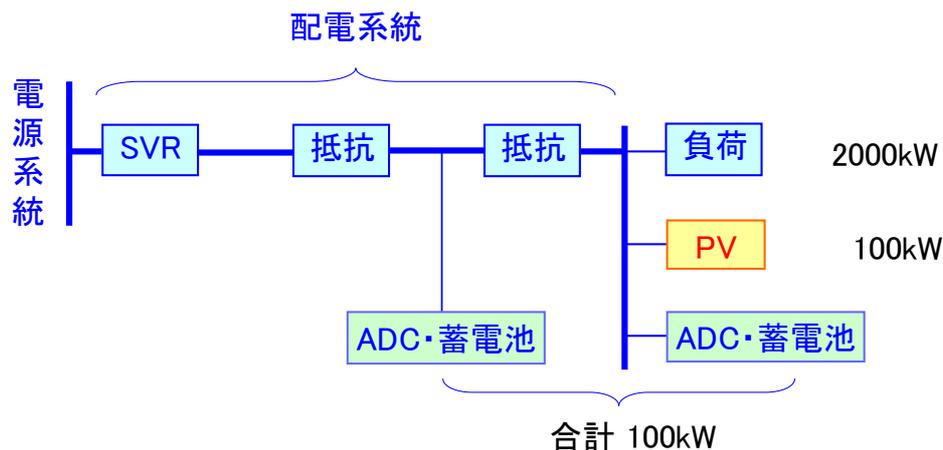


図7 標準モデル構成

《シミュレーション前提条件》

①自立運転系統における制御方式

- ・  $\Delta V$ ・ $\Delta f$ を併用
- ・ 本検討は FS 段階であることから、制御方式は $\Delta V$  比例・ $\Delta f$  比例方式、または $\Delta V$  比例積分・ $\Delta f$  比例積分方式のいずれかとした。蓄電池容量 (kW、kWh) は比例ないし比例積分制御方式いずれかで大きく異なることから、その最小値・最大値を見極めるため、 $\Delta V$ 、 $\Delta f$ とも制御方式を比例ないし比例積分方式に統一して検討を行った。仕様決定段階では基本制御方式である $\Delta V$  比例・ $\Delta f$  比例積分方式の適用も含めて詳細に検討し最適な制御方式を決定していくこととする。

②自立運転系統の設備容量

- ・ 系統容量 2,000kW
- ・ PV 容量 100kW
- ・ 蓄電池容量 最大 100kW

③PV100kW（系統容量比率 5%）における電圧・周波数変動シミュレーション結果を基準にし、PV 導入比率と電圧・周波数変動量にはおよそ線形の関係があることからそれぞれの変動量を算定した。

④電圧は 6.6kV 配電線 10km の末端に PV・蓄電池を設置したケースで算定した。浄水場の自立運転系統での電圧計算にあたっては、配電線の電圧、こう長、PV・蓄電池設置箇所等を考慮し補正を行う。

⑤自立運転系統においては、大規模系統に比べ慣性定数が小さく、周波数変動率が大きくなる傾向がある。今回はリスクを考慮し、慣性定数等、周波数特性は大規模系統の 1/10 程度の感度とした。しかし定数次第では結果が大きく異なる可能性があるため、精度の高い周波数安定化対策の検討の際には正確なデータが必要となる。

表 2 自立運転系統における ADC 制御効果シミュレーション結果 (容量比率 5%)

	$\Delta V$ 制御ゲイン		$\Delta f$ 制御ゲイン		系統電圧偏差最大値 [%]	周波数偏差最大値 [Hz]	電池容量 [kW]	電池容量 [kWh]
	比例係数 [%W/V]	積分係数 [%W/V・s]	比例係数 [%W/V]	積分係数 [%W/V・s]				
ADC なし	—	—	—	—	2.17	0.83	—	—
$\Delta V \cdot \Delta F$ 制御 (比例)	10	—	1.25	—	1.56	0.52	27	37
$\Delta V \cdot \Delta F$ 制御(比例積分)	10	40	1.25	0.5	0.71	0.13	92	225

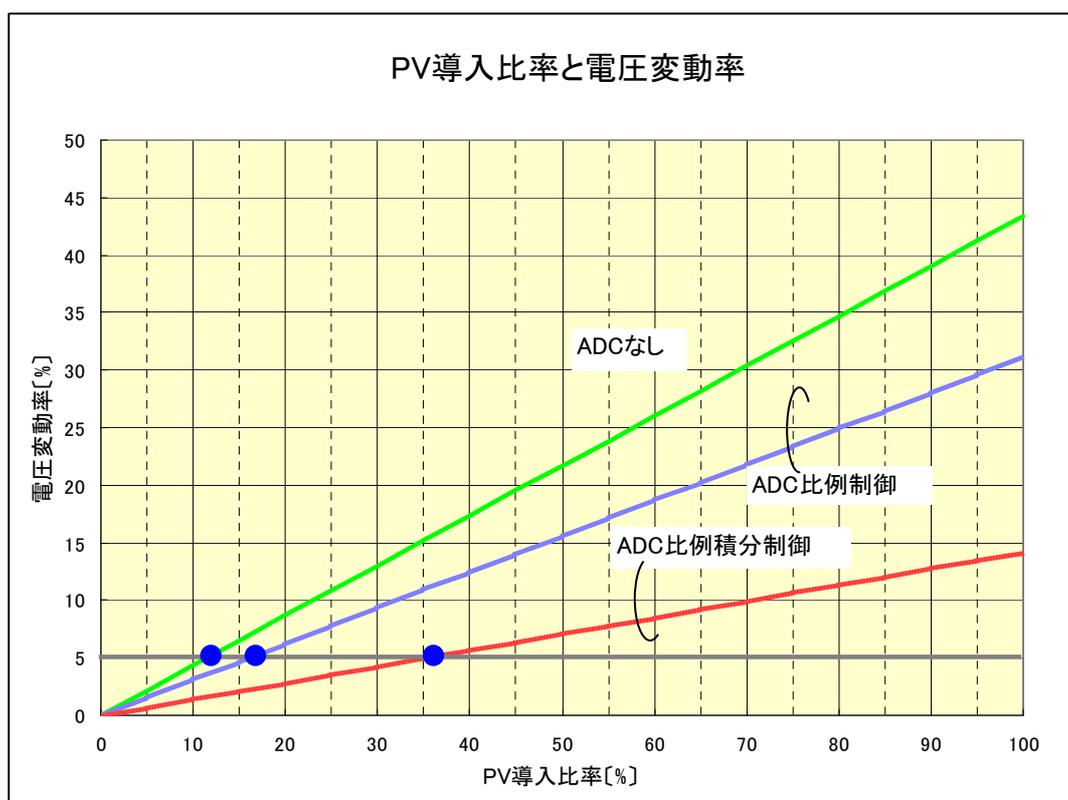


図 8 PV 導入比率と電圧変動率の関係

[考察]

- ・ ADC なしでは、PV 導入比率 12%程度の導入比率で電圧変動率が許容値 5%に到達。
- ・ ADC 比例制御方式と比例積分制御方式では、電圧変動率が 2 倍強の差。
- ・ ADC 比例制御方式を導入すれば、PV 導入率 15%強まで対応可能。
- ・ ADC 比例積分制御方式を導入すれば、PV 導入率 35%程度まで対応可能。

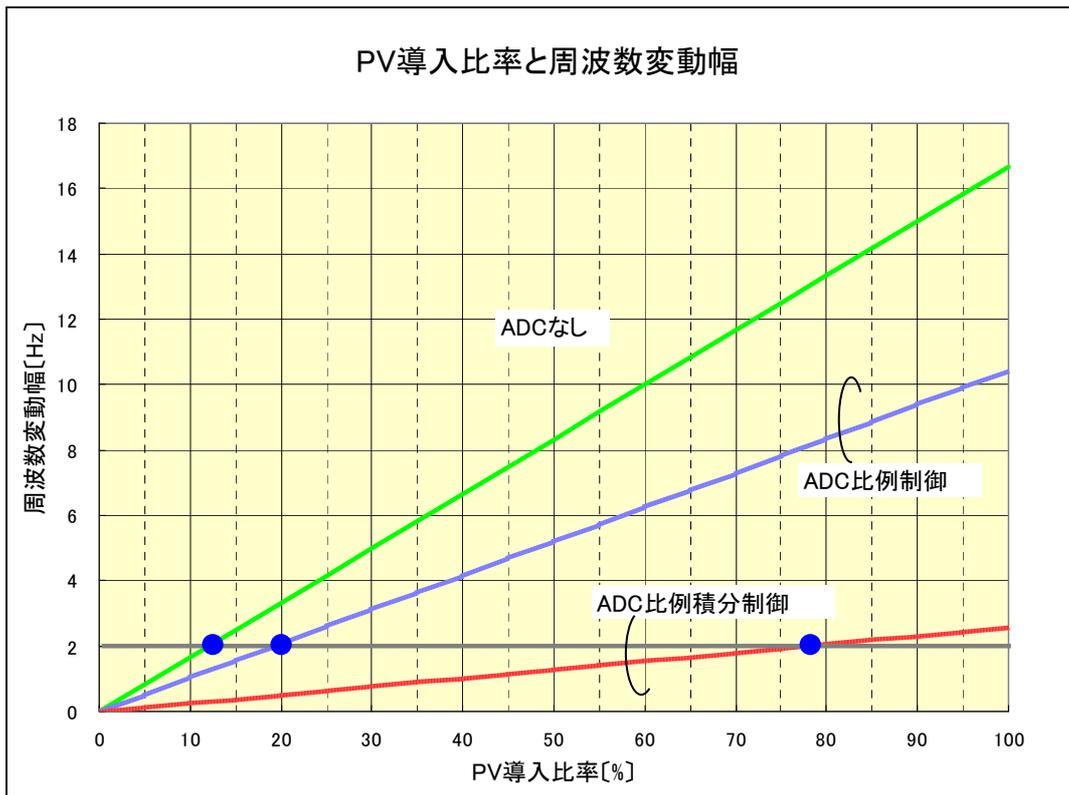


図9 PV導入比率と周波数変動幅の関係

[考察]

- ADCなしでは、PV導入比率6%程度で周波数変動幅が1Hzに到達する。
- ADC比例制御方式と比例積分制御方式では、周波数変動幅が約4倍異なる。
- 1Hzを維持基準とすれば、ADC比例制御方式では10%がPV導入限界、比例積分制御方式では40%程度が導入限界となる。
- 2Hzまで許容するとすれば、PV導入比率は、ADCなしで12%、ADC比例制御方式で20%、ADC比例積分制御方式では80%弱が導入限界となる。
- 1Hzを維持基準とすれば、ADC比例制御方式では10%が導入限界、比例積分制御方式では40%程度が導入限界。

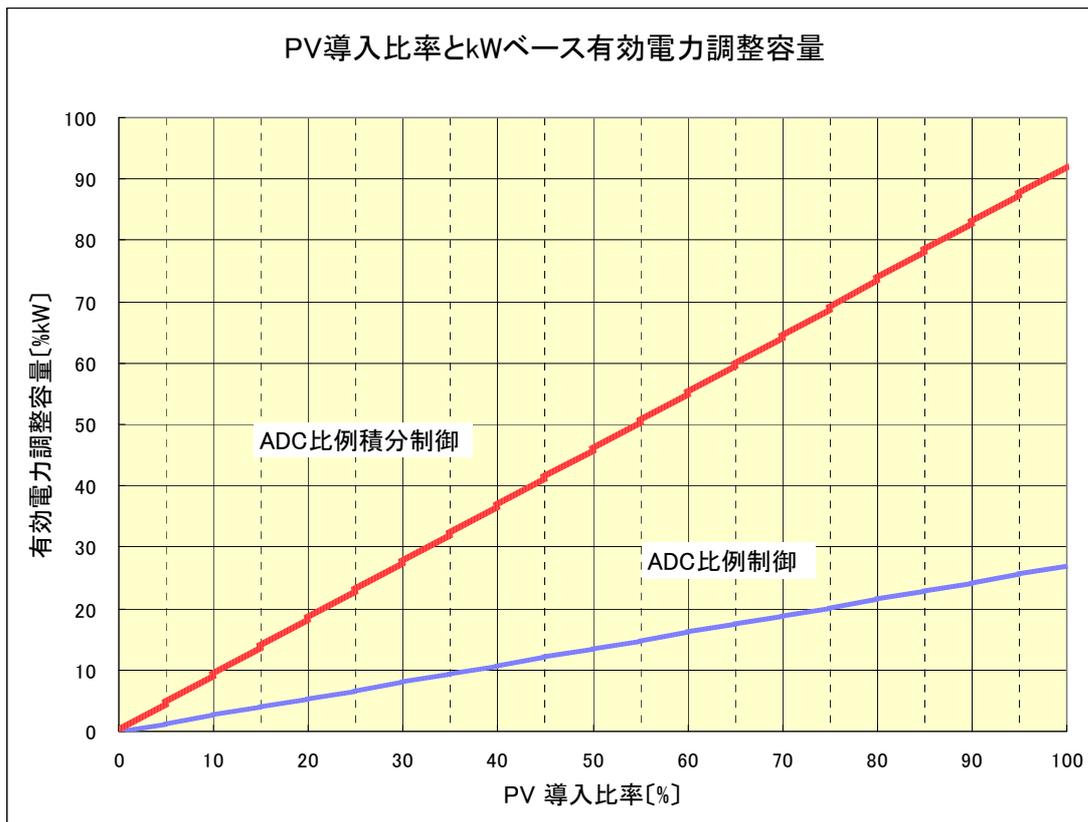


図 10 PV 導入比率と kW ベース蓄電池容量の関係  
 (系統容量 2,000kW に対する導入蓄電池容量比)

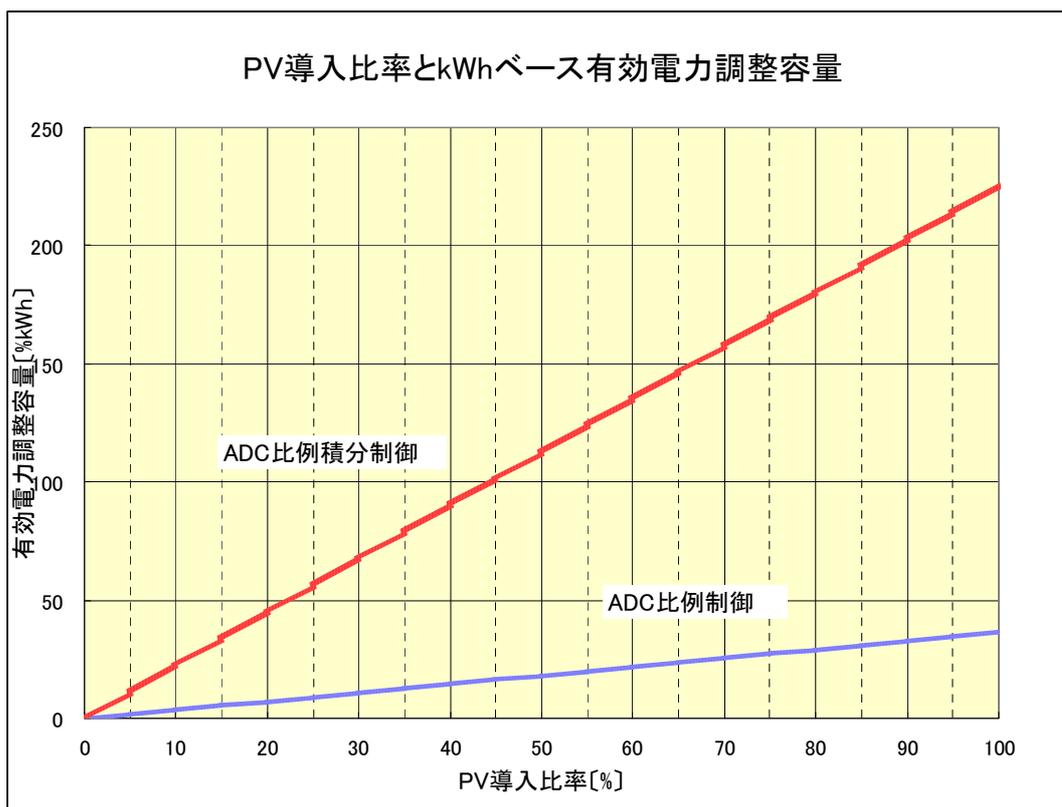


図 11 PV 導入比率と kWh ベース蓄電池容量の関係  
(系統容量 2,000kW に対する導入蓄電池容量比)

[シミュレーション結果の考察]

- ・自立運転系統においては、多くの場合電圧変動面よりも周波数変動面から PV 導入量の限界が定まる。
- ・ADC がなければ、PV 導入比率は 6%が限界（周波数許容限度 1Hz の場合）
- ・ADC 導入により、10～40%程度の PV 導入が可能となる。
- ・ADC 比例制御方式と比例積分方式では、電圧で 2 倍、周波数で 4 倍、変動量に差異が生ずる。
- ・蓄電池容量は、比例積分制御方式の場合、比例制御方式より大きくなる。kW ベースでは 3 倍以上、kWh ベースでは 6 倍にもなり、経済性で大きな差異が生ずる。
- ・蓄電池導入にあたっては、電圧・周波数の維持目標と蓄電池容量のトレードオフの関係を踏まえてその制御方式を決定する必要がある。

#### 4-3 維持範囲超過箇所における ADC 適用可能性検討

ADC 適用対象としては下記の選択肢があり、サイト毎に具体的に優先順位を勘案し、経済性も含めて総合的に判断する。

##### ①配水用ポンプのインバータ化とインバータへの ADC 機能追加

インバータ化は省エネ対策（CO<sub>2</sub>削減対策）としても極めて有効な手段であり、これに ADC を組み合わせ、PV 導入比率を高めることで一層の CO<sub>2</sub>削減効果を得ることができる。経済性も確保できるため、ADC 機能付インバータ化は対策の中で最も有効な手段として位置づけられる。

##### ②ADC 機能付蓄電池の設置

周波数・電圧安定化対策としては、確実に効果が得られるものの、蓄電池導入コストが高いため、費用対効果が得られるよう蓄電池容量を最小限に抑える工夫が必要である。ADC はその制御方式の選択次第では容量を抑えることができるため、有効な方法となる。

##### ③PV への ADC 機能（出力抑制機能）追加

周波数・電圧安定化に有効であり、電圧上昇による PV 出力停止を回避し、最小限の出力抑制により運転そのものを継続できるため、対策をしない場合に比べ利用率の向上を図ることが可能である。ただし、利用率低下は免れ得ないため、①、②より優先度は落ちる。経済性との兼ね合いを考慮しながら①、②と組み合わせて活用することが適切である。

## 資料 2 : ADC 解説資料「モデルサイトにおける系統安定化対策技術の導入検討」

モデルサイトにおける太陽光発電設備（以後 PV と記載）の導入規模と、現在サイトに設置されている負荷容量等をもとに、PV がサイト内電気系統に連系された場合に与える電氣的影響を評価し、その影響を最小限に抑える必要があると判断される場合、その対策として ADC の導入を検討、提案するものである。

具体的なサイトへの ADC 導入がもたらす効果を検討するにあたり、事前に通研電気工業内のリアルタイムシミュレータを用いてモデルデータを算出し、それを基にして ADC を適用対象とする系統や制御対象機器について検討を行った。モデル適用の考え方や検討手順の詳細については添付資料を参照願いたい。なお今回は ADC 機能が系統にもたらす効果について大綱的に検討するにとどめており、具体的な ADC 設置対象機器の選定等までは行っていないことを申し添える。

### (1) ADC 適用検討条件

#### 1) 現状における運用の実態把握

- ・ Cemara 配水池は、電力会社の配電用変電所から 20km 程度と電源から遠い。負荷容量は契約容量 630kW、最大でも 70%程度の 440kW、訪問時は 240kW で運転中であった。常時この程度の負荷で運転している模様。メイン負荷となる配水ポンプは 90kW×3 台。
- ・ インドネシアの電力需要は伸びており、供給力が追いつかず常に需給が逼迫状態にあるとのことである。加えて近傍の火力発電所がトラブル停止していることもあって、輪番による計画停電が行われており、供給力不足に伴う周波数低下が発生し、調査当日も周波数が 50Hz 基準のところ 49Hz の状態が継続していた。
- ・ 停電頻度は多く、計画停電が 3、4 日に 1 回（以前は毎日）、2～3 時間程度発生している。その際は、自家発ディーゼル発電機 555kVA を運転し対応しているが、燃料費が高い（ディーゼル燃料代 11,500Rp/l、約 95 円<sup>1)</sup>/l）のが問題となっている。
- ・ 配電系統の電圧は 20kV、受電変圧後の所内系統は 400V。訪問時は一次側電圧が 18kV と 10% 程度低めであった。供給力不足に起因する電圧低下運転によるものと考えられる。
- ・ 電圧維持のため、負荷の大きさに合わせて受電変圧器のタップを停電切替し、電圧維持に努めている。通常時は問題ないが、二次側電圧が 370V まで低下するとポンプが停止するとのこと（頻度は少）。

#### 2) 負荷に対する設置 PV の容量比検討

- ・ PV 設置想定容量は PCKK から提示された 98kW とする。
- ・ 現地調査結果によると、負荷は最大 630kW ではあるが、訪問時には 240kW であったことから、常時負荷がこの程度と仮定し PV の負荷容量比を  $98\text{kW}/240\text{kW} \approx 40.8\%$  とする。

1) 1Rp=0.00827円で換算

### 3) 自立運転の必要性

サイトの運用実績をふまえ、自立運転時の供給力確保や燃料費削減が課題であることから検討対象とする。

負荷容量比や資料 1 に記載の検討条件をふまえ、系統連系時および自立運転時の ADC 導入についてそれぞれ検討した。

## (2) ADC 適用の必要性検討について

### 1) 系統連系時

PV の負荷容量比が 40.8%であるから、資料 1 内の図 8 (以後、添付図○と記載) において PV による電圧変動率は 17.4%となる。本ケースは標準モデルに対し、こう長が 2 倍、電圧が  $6.6/20=0.33$  倍であることから、変動率はこの値にそれぞれの乗数をかけて、 $17.4 \times 2 \times 0.33 = 11.5\%$ となる。電圧は常時低めに運転されており、PV を導入すれば電圧変動率が重畳することにより、現状より状況が更に悪化する可能性が高いことから、系統連系時に電圧変動面対策として ADC の導入が必要である。

電圧変動率の維持目標を常時の電圧変動状況も勘案し 5%以内とすれば、必要な出力制御容量は、 $5\%/11.5\% \times (40.8\% \times 240\text{kW}) = 42.6\text{kW}$  となる。

### 2) 自立運転時

PV は二次側母線至近に接続されることから、電圧変動の問題はない。周波数に関しては、PV の負荷容量比が  $98\text{kW}/240\text{kW} = 40.8\%$ であることから、添付図 9 より、周波数変動は 6.7Hz 程度となる。輪番停電時の自立運転は数時間程度に留まることから、1Hz ではなく尤度を持たせた 2Hz 維持を目標とする。ADC 適用により、周波数変動は、比例制御では 4.2Hz となり 2Hz を超過するが、比例積分制御では 1.05Hz まで改善できる。

比例制御で 2Hz 以下に抑制するために、kW ベース (添付図 10 参照) では  $10.8\% \times 240\text{kW} \times 4.2\text{Hz}/2\text{Hz} = 54.4\text{kW}$ 、kWh ベース (添付図 11 参照) では、自立運転時間を 3 時間とすれば、 $14\% \times 240\text{kWh} \times 4.2\text{Hz}/2\text{Hz}/3 = 23.5\text{kWh}$  の対策が必要となる。

比例積分制御の場合には、kW ベースでは  $36.8\% \times 240\text{kW} \times 1.05\text{Hz}/2\text{Hz} = 46.4\text{kW}$ 、kWh ベースでは  $90.1\% \times 240\text{kWh} \times 1.05\text{Hz}/2\text{Hz}/3 = 37.8\text{kWh}$  の対策が必要となる。

表 2-1-3 Cemara 浄水場における周波数改善のための有効電力調整容量

	kW 容量	kWh 容量
比例制御	54.4kW	23.5kWh
比例積分制御	46.4kW	37.8kWh

以上、系統連系時より自立運転時の方が、必要な有効電力調整容量 (kW 容量) が大きいので、以後自立運転時の対策に必要な容量値 (表 2-1-3) で検討をすすめる。

### (3) ADC の適用対象機器について

ADC 機能の適用対象機器として以下の 3 つのケースが考えられる。

#### ①既設モータのインバータ化と ADC 付加による出力制御

モータ制御をインバータ化するとともに ADC 機能を付加することにより、自立運転時の周波数変動に対応することとする。

比例制御方式を採用した場合、最大 22.7% (54.4/240kW) の出力変動を伴うことになる。モータに対する影響としては大きな変動である。一方調整電力量は 23.5kWh であるから、ポンプの稼働時間 (自立運転時間) を 3hr とすると電力量は 240kW×3hr=720kWh に対し、3.3%程度であり、この程度の出力変動では配水能力にほとんど影響を与えないと考えられる。比例積分制御方式でも同様、それぞれ kW では 19.3%、kWh では 5.2%となる。

モータへの機械的影響を小さくするため、kW 変動は常時運転時の 10%以内に抑えることを目安とすれば、240kW×10%=24kW が限界となる。よって、既設モータのインバータ化と ADC 付加による出力制御により 24kW 分だけを補償することにする。

それを除いた残りの PV 余剰量 98-24=74kW による出力変動で周波数変動を再計算する。PV 余剰量の負荷容量比は、74kW/240kW=30.8%であることから、添付図 9 より、周波数変動は 5.1Hz 程度となる。つまり、24kW を①の ADC 機能付インバータで補償しても周波数変動は 5.1Hz 程度になるということになる。そこでこの分を補償するため、追加対策を講ずる必要がある。

#### ②蓄電池による出力制御

ADC 機能付インバータ導入のみでは、①に記載のとおり制御量が不足することから、対策を追加する必要がある。蓄電池の充放電で不足分を補うとすれば次のようになる。

不足分は 30.8%であるから、周波数変動は比例制御の場合、添付図 9 により 3.2Hz となり、変動許容範囲の 2Hz を超過する。比例積分制御では 0.78Hz まで改善できる。

比例制御で 2Hz 以下に抑制するためには、kW ベース (添付図 10 参照) では  $8.2\% \times 240\text{kW} \times 5.1\text{Hz} / 2\text{Hz} = 50.1\text{kW}$ 、kWh ベース (添付図 11 参照) では、自立運転時間を 3 時間とすれば、 $11.3\% \times 240\text{kWh} \times 5.1\text{Hz} / 2\text{Hz} / 3 = 23.1\text{kWh}$  の対策が必要となる。

比例積分制御の場合には、kW ベースでは  $28.3\% \times 240\text{kW} \times 0.78\text{Hz} / 2\text{Hz} = 26.5\text{kW}$ 、kWh ベースでは  $69.8\% \times 240\text{kWh} \times 0.78\text{Hz} / 2\text{Hz} / 3 = 21.8\text{kWh}$  の対策が必要となる。

これより、経済的には小容量で済む比例積分制御方式が有利である。リチウムイオン電池の価格相場は、kW、kWh 単価ともに約 10 万円<sup>1)</sup>であるので、26.5kW・21.8kWh の蓄電池を適用するとすれば 265 万円の導入費用がかかる計算である。ただし、リチウムイオン電池の耐用年数は 10 年度とし、太陽光パネルを 20 年間用いて発電する場合は、発電機間中に一度交換する必要がある。

1) 出典 2012年9月 新エネルギー・産業技術総合開発機構「革新型蓄電池先端科学基礎研究事業(RISING事業)」の「次世代自動車用蓄電池技術開発ロードマップ」より引用…リチウムイオン電池 2012年現在価格 5kWh・50万円

### ③PV の出力抑制制御

容量調整を ADC による PV 出力抑制にて行うもので、PV の発電量を抑えながら停止することなく運転し、周波数を 2Hz に維持するものである。②の検討結果を踏まえ、経済的観点から PV は比例積分制御とし、PV 発電量を 26.5kW、21.8kWh 抑える必要がある。輪番停電 (3hr/回) が年間 120 回発生するとすれば、PV 発電抑制量は  $21.8\text{kWh} \times 120 \text{回} = 2,616\text{kWh}$  となる。ディーゼル発電単価を 25 円/kWh<sup>1)</sup> とすれば、PV 抑制による損失は約 6.5 万円/年程度となる。

以上、自立運転時における ADC 適用ケースを踏まえ、更にこれらの対策が通常時 (系統連系時) に与える影響を評価した。系統連系時に電圧維持の問題があることは、「1) 系統連系時」の項にて述べたとおりであり、42.6kW の出力制御が必要である。①のインバータ制御量を常時負荷 240kW の 10%程度 (24kW) までとすれば、残りの 18.6kW を②または③で補償しなければならない。②は蓄電池制御であり、③は PV 出力抑制である。③の PV 出力抑制は年間を通して実施されることから、系統電圧維持のために常時 PV 利用率を低下させてしまう弊害がある。年間での抑制電力量は、輪番停電時間 360hr を除いた  $18.6\text{kW} \times (8,760 - 360)\text{hr} \times 20\%$  (利用率)  $= 31,248\text{kWh}/\text{年}$  となり、電気料金を 6.2 円/kWh (747.9Rp/kWh) とすれば、約 19.4 万円/年と相当な損失となってしまうことが分かる。

### (4) コストメリット評価

ADC 設置により自立運転時の安定性が確保できるため、PV を停止せずに運転を継続し、ディーゼル発電分を低減できるメリットが得られる。つまり①～③の ADC 適用ケースに対して、コスト増分とディーゼル発電代替分で相殺した分がコストメリットとなる。表 2-1-4 に各ケースにおける ADC 導入コストを記載した。

年間 120 回、3hr/回、98kW、利用率 20%、停止が昼間 PV 発電期間中に平均的に発生するとすれば、PV によるディーゼル発電電力量削減分は、 $120 \text{回} \times 3\text{hr/回} \times 98\text{kW} \times 0.637 \times 20\% / 23.9\%^{2)} = 18,806\text{kWh}/\text{年}$  となる。ディーゼル発電電力量単価は 25 円/kWh<sup>2)</sup> とすれば、約 47 万円/年のディーゼル発電燃料費の削減となる。

1) ディーゼル発電単価は 3,000Rp/kWh であり 1Rp=0.00827 円で換算

2) PV が 100%フル発電した場合の年間利用率は日照時間の関係で 23.9%となる。一定電力フルに発電した場合との比較では、日照時間帯での PV 発電電力量は  $2/\pi = 0.637$  倍となることから  $0.637 \times 20\% / 23.9\%$  を乗じている。

表 2-1-4 Cemara 配水池における対策別コスト増加検討

	ADC 適用対象	増分コスト	年間増分コスト (減価償却期間 20年とした場合)	留意事項
①	インバータモータ へADC機能付加	・ADCコスト60万円 (20万円 <sup>1)</sup> ×3台) (インバータ導入は運営会社が 導入を計画済みであるためコ ストから除く)	6万円/年	インバータの導入 コストは別途加算 が必要
②	ADC機能付蓄電池 の新設 (①への追加対策)	・蓄電池コスト530万円× (265万円×2年) ・ADCコスト20万円 <sup>1)</sup>	29万円/年	蓄電池本体のコス トが大半
③	PVへのADC機能 付加 (①への追加対策)	・ADCコスト20万円 <sup>1)</sup> ・PV利用率低下による年 間発電量損失コスト6.5 万円/年 ・系統連系時損失コスト 19.4万円/年	27.9万円/年	PV利用率低下は 運転期間中継続

対策①+②のケースではインシヤル増分コストは610万円、①+③のケースでは80万円となる。年経費としてみれば、①+②は31万円、①+③はPV利用率低下と系統連系時の損失コストも加わり33.9万円の増となる。

一方、これらの対策を行うことによって、自立運転時のPVの安定運転が可能となり、PVを停止せずに継続運転できるため、ディーゼル発電に要していた47万円/年がコスト削減となることから、①+②、①+③のそれぞれについて、年経費増減分を総合すると、それぞれ年間16万円、13.1万円の削減が可能となるため、ADC機能を追加することによるコストメリットは大きい。

対策ケース	コストメリット
①+② (インバータ+蓄電池)	16万円/年
①+③ (インバータ+PV抑制運転)	13.1万円/年