

(3) 複数フィーダ再エネ電源（高圧線路接続）

特徴： 島内配電線路に直接接続する形態である。高圧配電系統に接続するため三相交流電源であり、システム容量はAC 50kW以上AC 2000kW未満が原則となる。

高圧線路となる場合は配電線路フィーダも複数になると考えられることから、短絡事故時でも電力事業用ディーゼル発電機と同様に動作し、確実に事故除去及び電源復旧に貢献できる「ドループPCS」（高速・調停率制御インバータ）を複数台接続して対応するものとする。

汎用性： 汎用的な要素技術を用いているものの、特殊な用途であるため、要素技術を有し同様な装置開発実績がある事業者の開発検討を依頼する必要がある。基本的には汎用的な要素技術であるため、開発後は汎用性が期待できる

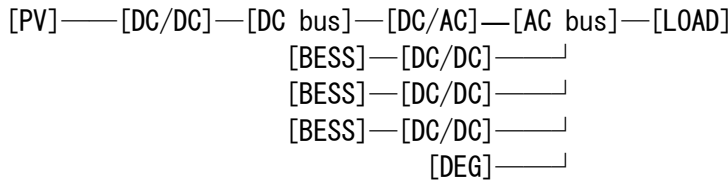
拡張性： PCS容量単位で並列接続することで容量を大きくすることができる。

保守性： 汎用的な要素技術を用いているため、一般的な太陽光発電設備及び産業用蓄電池の保守と同等であり、基本的にはメンテナンスフリーである。

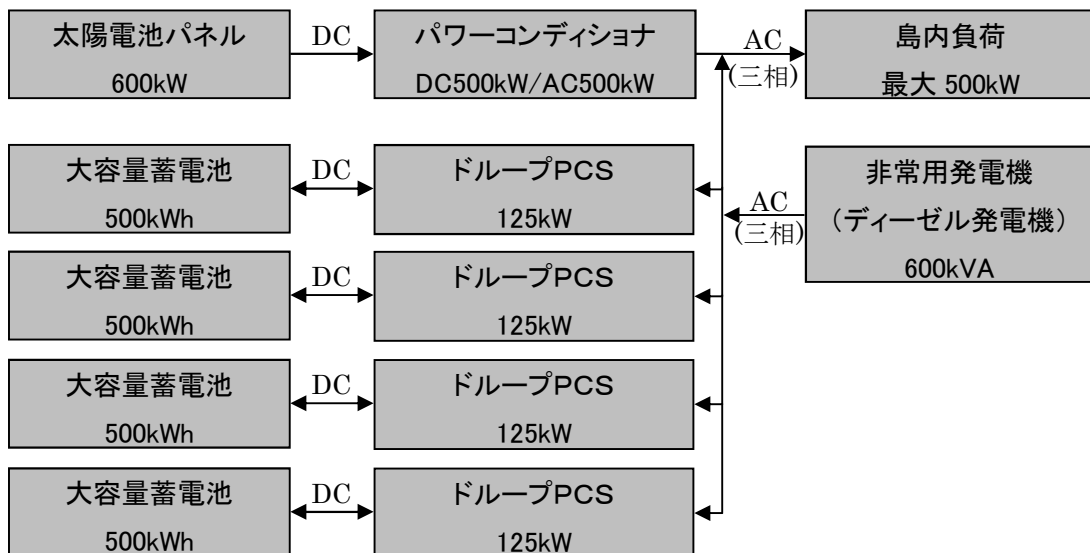
バックアップ電源： 万一の機器不具合に備えて、バックアップ電源を準備する必要がある。基本的には島内負荷に対するものであり、容量が大きくなることから非常用のディーゼル発電機を備え付けるものとする。

システム構成：

・モジュールの基本構成



・システム概念図（DC500kW-AC500kWの例）



システム構成の検討の前提条件

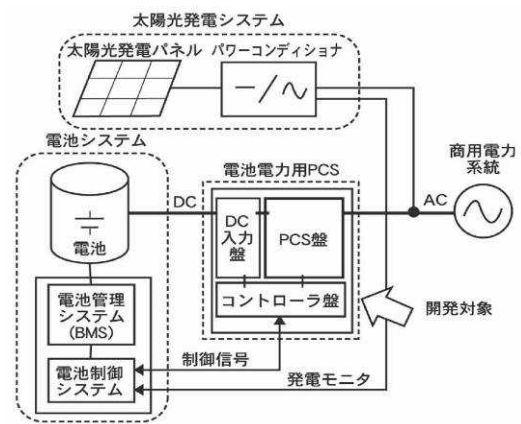
本システムの検討に際しては、下図に示す「ドループPCS」（高速・調停率制御インバータ）の実績を所有する日新電機株式が下記前提条件にて検討を実施した。

- 再エネ率：100%ではなく、経済性が期待できる98%前後を目標とする。
- 対象離島：高圧線路接続が想定される下記4箇所の離島を対象とする。
 - ①黒島
 - ②竹富島
 - ③小浜島
 - ④西表島
- その他：本システムでは、「ドループPCS」（高速・調停率制御インバータ）の仕様が肝要であり、その装置に適用可能な蓄電池種類を選定すること。

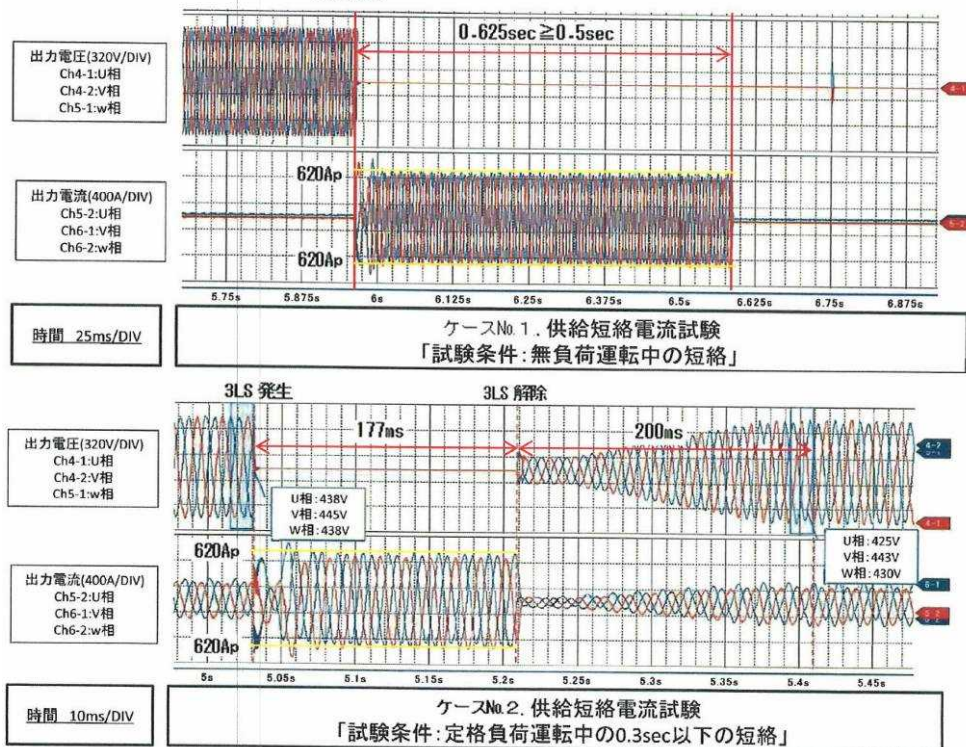
国内外の先進的事例・製品事例



日新電機 電池電力用PCS装置
(高速・調停率制御インバータ)
3LS発生



電池電力用PCSを用いた安定化システム構成

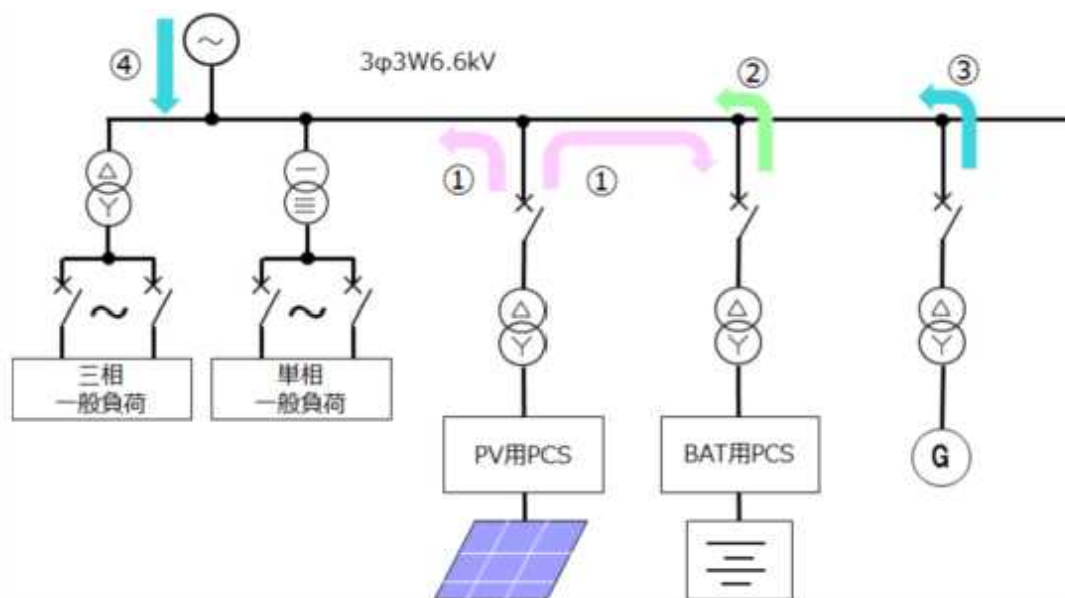


日新電機PCS短絡電流試験例

システム構成の検討(日新電機)

(1) 黒島、竹富島、小浜島、西表島を対象として PV (太陽光発電) システム+ BESS (蓄電池システム) を導入した場合の基本的な運用方法として以下を想定して検討を行った。

- ・ 負荷よりも PV 出力が大きい時・・・余剰電力を蓄電池に充電する。ただし蓄電池が満充電状態の場合は余剰が出ないように PV 出力を抑制
- ・ 負荷より PV 出力が小さい時・・・不足分は蓄電池から放電する。ただし蓄電池残量が不十分な場合は不足分を DG (ディーゼル発電機) から供給 (又は、系統から給電)



- ・ PV + BESS + DG の運用パターン
- ① PV から負荷に供給、余剰分を BAT に充電
- ② 夜間または PV 低出力時に BAT から放電
- ③④ SOC 不足時は DG 又は系統から給電

(注) ・ PV システムの定格容量 = PCS 容量とし、太陽電池は 1.2 倍の過積載とした。

・ BESS は交流側の実放電可能量をパラメータとし、SOC 0~100% の範囲で充放電可能とした。

・ BESS のシステム効率 (AC 充電 ~ AC 放電) は 0.7 とおいた。

1) 運用シミュレーションについて

PV システムの定格容量、蓄電池の出力および容量 (実放電量) を変数とし、1 時間毎の発電電力量と負荷電力量をもとに以下の運用方法で試算した。なお、別途試算された需要予測データ (1 時間値 × 24 時間 × 365 日) と NEDO のデータベース MTPV11 から大原 (西表島) の南向き傾斜 10 度の日射量データを参照して太陽電池容量と出力換算係数 (0.766 : 来間島実績) からの発電量試算値を用いた。

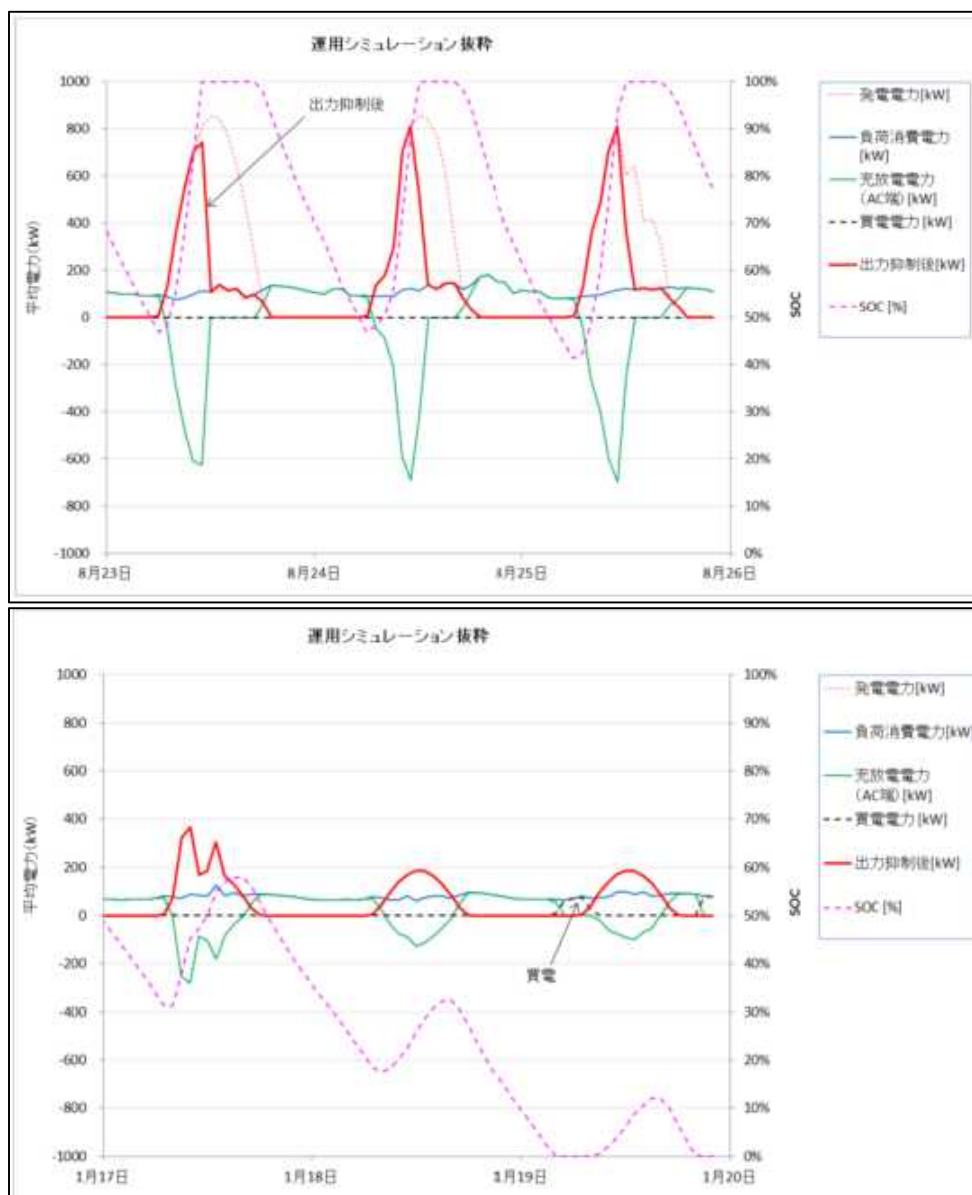
- ・ 負荷より PV 出力が大きい時は、余剰電力を蓄電池に充電する。ただし蓄電池が満充電状態の場合は余剰が出ないように PV 出力を抑制する。
- ・ 負荷より PV 出力が小さい時は、不足分を蓄電池から放電する。ただし蓄電池残量が不足する場合は DG から給電する。
- ・ 蓄電池) PCS、変圧器、補機等での損失を考慮し、充電から放電までのシステム効率を 0.7 とおいて、充電時と放電時の SOC を計算した。シミュレーションでは SOC 0~100% の範囲で充放電可能とみなした。
- ・ 太陽電池は 1.2 倍の過積載とし、蓄電池出力は PV システムの定格容量と同じ値とした。すなわち定格電力で発電した場合でも充電可能な条件とした。

2) 運用シミュレーション結果

運用シミュレーションの結果から抜粋して 8 月 23 日 ~ 25 日の結果と 1 月 17 日 ~ 19 日の結果を示す。

8 月 23 日 ~ 25 日の結果では蓄電池が満充電状態の時に発電電力が負荷電力を上回る場合が

発生。この場合に PV の出力抑制かあるいは系統への逆潮流が必要となることが分かる。また、1 月 17 日～19 日の結果では蓄電池残量が無くなり要求される放電ができない場合が発生。この場合は発電機または系統から給電が必要となることが分かる。(再エネ 100%自活はできていない)



3) 運用シミュレーション結果のまとめ

運用シミュレーション結果のまとめとして、黒島、竹富島、小浜島、西表島の4離島について再エネ比率を98%に設定し、これを実現するために必要なPVシステムの定格容量及び蓄電池放電容量を以下に示す。

	①黒島	②竹富島	③小浜島	④西表島
PVシステム容量MW	1.5	8	20	40
蓄電池出力(MW)	1.5	8	20	40
蓄電池放電容量(MWh)	3.0	10	25	40

(2) 系統運用上の課題と対策案

本業務が目的とする「再生可能エネルギー100%自活」を実現するには、平均負荷電力を大きく上回る再生可能エネルギー、及び電力貯蔵システムが必要となる。

基幹電源をインバータ電源とした場合、従来のインバータは慣性力を持たないため電力の安定供給、特に事故時の対応が困難になることが想定される。特に、電圧や周波数を維持する役割を持つ大規模商用系統が存在しない離島においてはこの問題が顕著に現れることが懸念される。

本検討においては、上記を定常時と事故時について具体的な検討課題として確認し、その対策案について技術検討、実機検証及びシミュレーション検討にて確認した。

1) 電圧源を蓄電池システムに移行させる必要性とドループ制御方式

現在、離島電力系統の基幹電源であるディーゼル発電機の出力範囲は、一般的に定格出力の50-100%程度と規定されており、再生可能エネルギー比率は50%を超えることは不可能である。従って、再生可能エネルギー比率を更に向上させる為には、基幹電源を蓄電池システムとする必要がある。

しかしながら、冒頭で述べた通りインバータ電源を基幹電源とした場合、電力供給の安定性が損なわれることが懸念されるため、冗長性を持たせた複数台並列運用を前提とする。この場合、並列運用の制御について下記の方式が考えられる。

方式1：出力により電圧及び周波数に垂下特性を付加する方式（以下、ドループ制御方式）

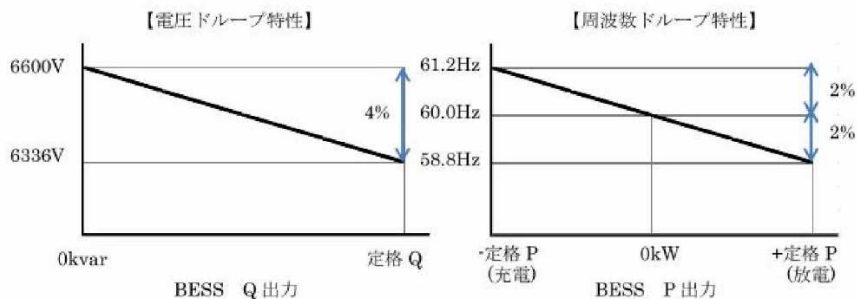
方式2：マスタースレーブにより1台のインバータとして制御する方式

方式	ドループ制御方式	マスタースレーブ方式
長所	通信線不要で信頼性高い 並列台数に制限なし 発電機との並列運用も可能	瞬時の出力制御が可能（効率運用） 単機として取扱可能
短所	瞬時の出力制御は不可	通信線必要 並列台数に実質上の制約あり 発電機との並列は電流源

ここでは、様々な系統へのフレキシブルな対応と発電機との並列運用が可能な点を踏まえ、ドループ制御方式を提案する。

➤ 「周波数ドループ特性」、「電圧ドループ特性」の概要

下図のような電圧ドループ特性と周波数ドループ特性を持たせることによって、並列発電機と出力を自律的に平衡化することができる。（並列発電機に合わせて鋳適ドループ特性を設定可能）



2) 系統運用上の課題

期間電源をインバータ電源に変更した場合、下記のような確認検討課題がある。

- ・ 発電機⇔蓄電池システムの電圧源切替運用（従来の系統運用との整合性）（技術検討）
- ・ 系統故障の様相と対応（技術検討）
- ・ ドループ特性による適正な負荷分担と短絡電流供給の確認（実機検証）

- ・系統安定化装置の安定運転動作検証結果の再現シミュレーション
(実機検証に基づくシミュレーションの有用性確認)
- ・PCS 並列運用時の PCS 故障時の挙動について(シミュレーション検討)

以上のような検討課題について、技術検討・実機検証・シミュレーション検討を行った。

3) 発電機⇔蓄電池システムの電圧源切替運用（従来の系統運用との整合性）（技術検討）

検討内容として蓄電池システムと発電機、蓄電池システムの発電機系統からの解列、蓄電池システムの負荷分担、ドループ制御方式を採用する場合の電力品質・需要調整について検討を行った。

ここでは、ドループ制御方式を採用する場合の電力品質・需要調整の検討結果を記す。

①電力品質の確保(短周期変動補償)

蓄電池システム（蓄電池用 PCS）をドループ制御により発電機同様鉋貫性力のある電圧源のように運用することにより、接続点の短周期電圧変動（ $\angle V$ ）変動や周波数変動（ $\angle f$ ）を抑制する瞬時対応が可能となる。

但し、接続点電圧変動（ $\angle V$ ）と連系インピーダンス（XL）で、一義的に決定する補償電流となる為、電流制御のような精度は無いことには留意が必要である。

②需給調整(長周期変動補償)

一方、長周期変動に対しては、各ドループ特性パラメータと応答時定数の適正設定により、精度ある補償動作が可能である。また、通常の充放電電力の調整は、周波数ドループ特性を上下にシフトすることにより得ることが出来る。

4) 系統故障の様相と対応(技術検討)

離島系統において想定される事故様相として高圧配電線の故障様相には地絡、短絡、断線が考えられ、またディーゼル発電機を停止させた場合の課題・対策について検討を行った。

5) ドループ特性による適正な負荷分担と短絡電流供給の確認（実機検証）

発電機及び蓄電池システムの並列運用を考える場合、適正な負荷分担を行う必要がある。

提案するドループ制御機能により負荷分担が出来ることを確認する為、実機検証を行ったので下記に示す。また、併せて短絡故障時の持続短絡電流の供給、及び短絡故障から復帰時の変圧器インラッシュ電流対応についても実機にて確認を行った。

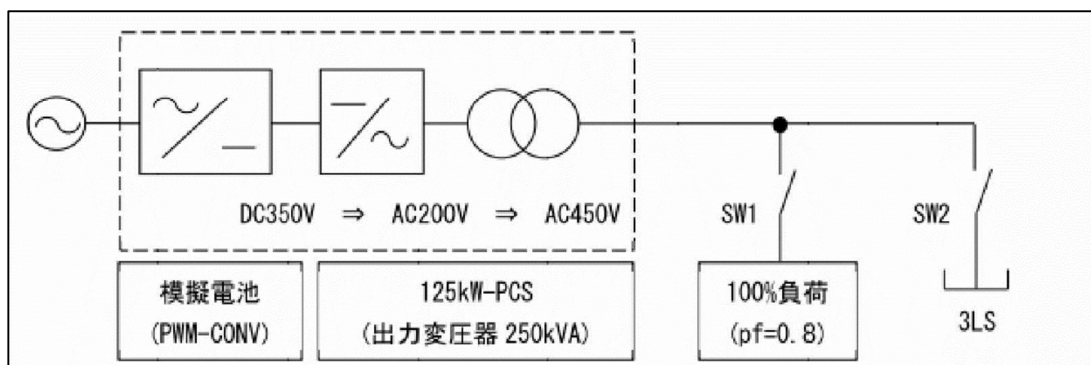
① 検証目的

ディーゼル発電機停止時の蓄電池システムによる安定運転の事前検討として、以下を実機相当で確認した。

- ・短絡故障時に、蓄電池用 PCS から故障点に対し、OCR（過電流リレー）動作に必要な持続短絡電流を供給出来ること。
- ・短絡故障復帰時の変圧器インラッシュ電流に対し、PCS の過電流トリップが無いこと。
- ・設定したドループ特性に応じた有効電力・無効電力出力が得られること。

② 検証装置仕様・検証回路構成

	項目	動作検証器	実機（単機 500kVA 時）
交流出力仕様	相数	三相三線式	
	定格電圧	450V	6600V
	周波数	60Hz	
	定格出力容量	連続 200V (125kW、156kVA、pf=0.8)	連続 54.7A (500kW、625kVA、pf=0.8)
	供給短絡電流値	200%(600Apeak)-0、5 秒	200%過電流=87.6Arms

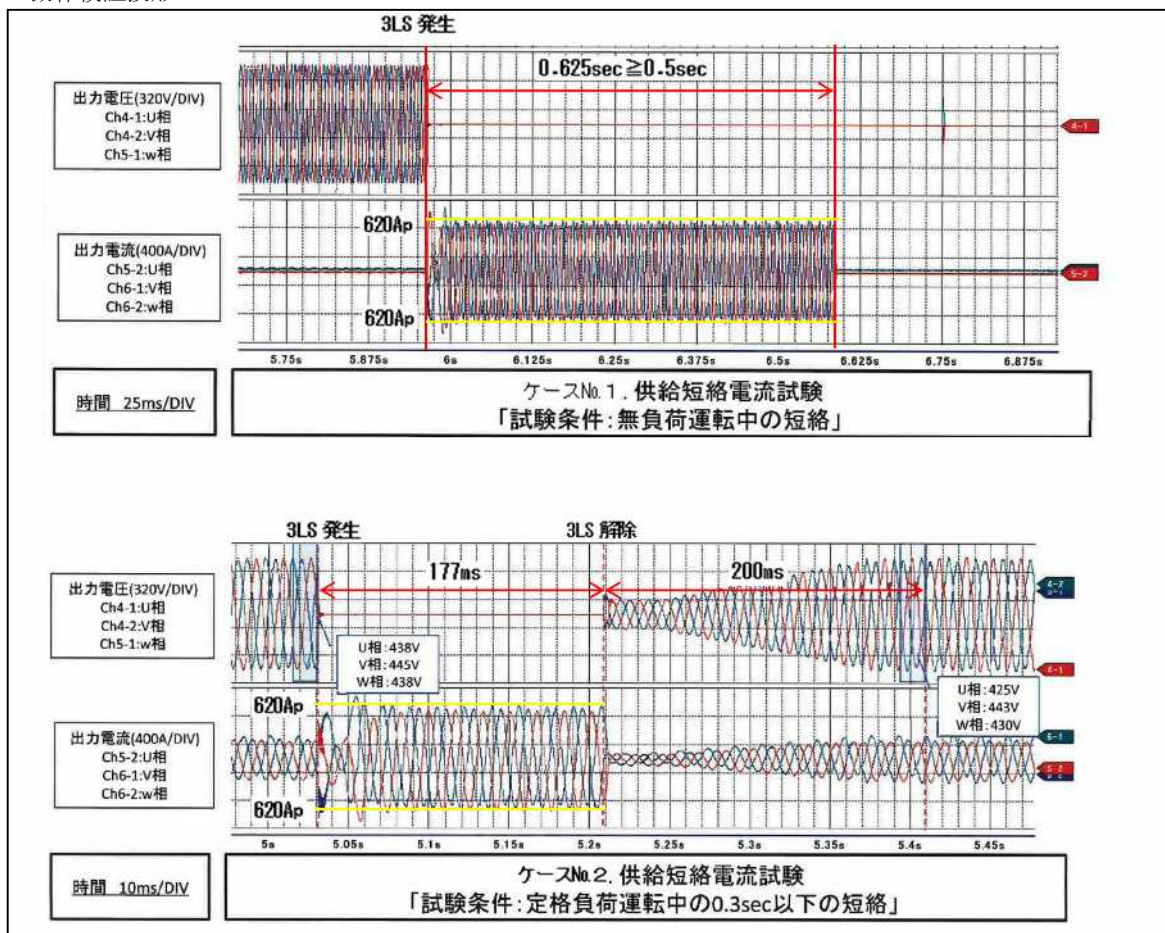


③ 短絡事故時の動作検証試験結果

No.	試験項目	試験方法	判定基準	結果	判定
1	短絡故障時の PCS 安定運転 【供給短絡電流確認】	無負荷運転状態から 3LS100%を発生させる。	供給短絡電流として、600Ap 以上、0.5sec 以上を通电できること	62QAp 0.625Sec	良
2	短絡故障時の PCS 安定運転 【復電電圧確認】	定格負荷運転状態で 3LS100%を発生させ、その後 200ms 以内に 3LS を解除する	3LS 解除 0.2 秒後に定格電圧 450V±10% に復電すること	U-V: 425V V-j1: 443V W-U: 430V	良

試験不可条件 (定格負荷 実測値) ・ ・ P : 123kW、Q : 93kVar、S : 155kVA

動作検証波形



④ ドループ特性試験結果

➤ 周波数一有効電力ドループ特性試験

50%負荷時の周波数を定格 60.0Hz に設定し、0-100%負荷時のドループ特性を確認。

【試験方法】

模擬負荷信号 0kW(0%)、31kW(25%)、63kW(50%)、94kW(75%)、125kW(100%)において周波数ドループ設定値 4%、2%に対する誤差を測定する。

試験結果（ドループ設定 4%）

No.	試験条件			試験結果	判定基準	判定
	有効電力	無効電力	ドループ設定			
1	0.0kW (0%)	0kVar	61.2Hz	61.2Hz	±0.1Hz	良
2	31.3kW (25%)		60.6Hz	60.6Hz		良
3	62.5kW (50%)		60.0Hz	60.0Hz		良
4	93.8kW (75%)		59.4Hz	59.4Hz		良
5	125.0kW (100%)		58.8Hz	58.8Hz		良

試験結果（ドループ設定 2%）

No.	試験条件			試験結果	判定基準	判定
	有効電力	無効電力	ドループ設定			
1	0.0kW (0%)	0kVar	60.6Hz	60.6Hz	±0.1Hz	良
2	31.3kW (25%)		60.3Hz	60.3Hz		良
3	62.5kW (50%)		60.0Hz	60.0Hz		良
4	93.8kW (75%)		59.7Hz	59.7Hz		良
5	125.0kW (100%)		59.4Hz	59.4Hz		良

➤ 電圧一無効電カドループ特性試験

50%負荷時の電圧を定格 450V に設定し、0-100%負荷時のドループ特性を確認。

【試験方法】

模擬負荷信号 0kVar (0%)、23kVar (25%)、47kVar (50%)、70kVar (75%)、94kVar (100%) において電圧ドループ設定値 4%、2%に対する誤差を測定する。

試験結果 (ドループ設定 4%)

No.	試験条件			試験結果	判定基準	判定
	無効電力	有効電力	ドループ設定			
1	0.0kVar (0%)	0kW	459V	457V	±4V	良
2	23.4kVar (25%)		455V	453V		良
3	46.9kVar (50%)		450V	449V		良
4	70.3kVar (70%)		446V	444V		良
5	93.7kVar (100%)		441V	440V		良

試験結果 (ドループ設定 4%)

No.	試験条件			試験結果	判定基準	判定
	無効電力	有効電力	ドループ設定			
1	0.0kVar (0%)	0kW	455V	453V	±4V	良
2	23.4kVar (25%)		452V	451V		良
3	46.9kVar (50%)		450V	449V		良
4	70.3kVar (70%)		448V	447V		良
5	93.7kVar (100%)		446V	444V		良

6) 系統安定化装置の安定運動作検証結果の再現シミュレーション
(実機検証に基づくシミュレーションの有用性確認)

ディーゼル発電機停止時の蓄電池システムによる安定供給について実機で確認を行ったが、全ての条件で実機検証を行える訳ではないため、シミュレーションによる再現を行ったので以下に示す。

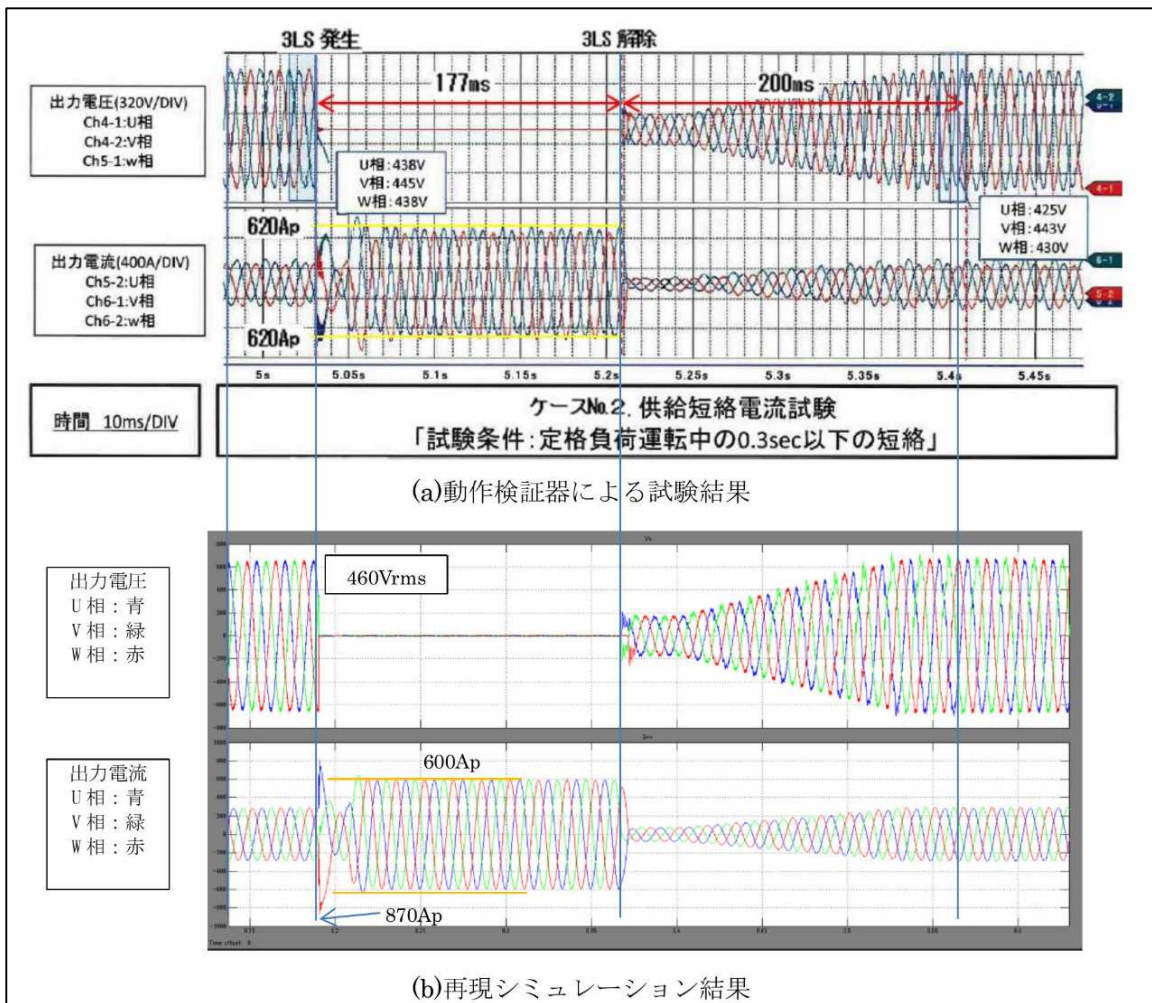
結果として、シミュレーションにより実機検証と同等の結果が得られることが判明した。これにより、実機導入時の事前検討にシミュレーションを有効活用することが出来る。

➤ シミュレーションモデルの概要

- ・ 検証回路構成の内、模擬電池は理想的な直流電圧源として模擬する。
- ・ PCS モデルは、動作検証機の制御ブロックをモデル化し、PWM 制御を模擬している。尚、短絡故障時の動作検証を目的とした為、電圧、周波数ドループ制御はゲイン=0 として停止させている。
- ・ 主回路の LC フィルタ及び変圧器の定数は、動作検証器の定数を基に試験結果より補正している。尚、変圧器の飽和特性は不明の為、仮値で検討した。

➤ シミュレーション結果の考察

- ・ シミュレーション結果は、3LS 発生直後の電流ピークが動作検証器による出力電流よりも大きい結果となっているが、試験結果の電圧・電流の動作を良好に再現出来ている。
- ・ 従って、実機の主回路 及び 制御ブロックをモデル化したシミュレーションは、実機導入時の事前検証として有用であると判断出来る。



7) PCS 並列運用時の PCS 故障時の挙動について(シミュレーション検討)

本検討では、信頼性を考慮して複数の蓄電池用 PCS を並列で運用することを想定している。

この場合に、蓄電池用 PCS 1 台が故障した場合の電圧・周波数への影響について簡易シミュレーションを実施したので検討結果を下記に示す。

(ア) PV 出力 0kW 時

PV 出力=0 であり、BESS 用 PCS は放電モードとなる。よって、周波数は 60Hz よりも低下する。

BESS 用 PCS が 1 台停止する事により、PCS が分担する P は 2 倍(放電)、Q は 2 倍となる為、ドロップ特性に合わせて、周波数は低下、電圧は低下している。

① BESS 用 PCS2 台並列時:

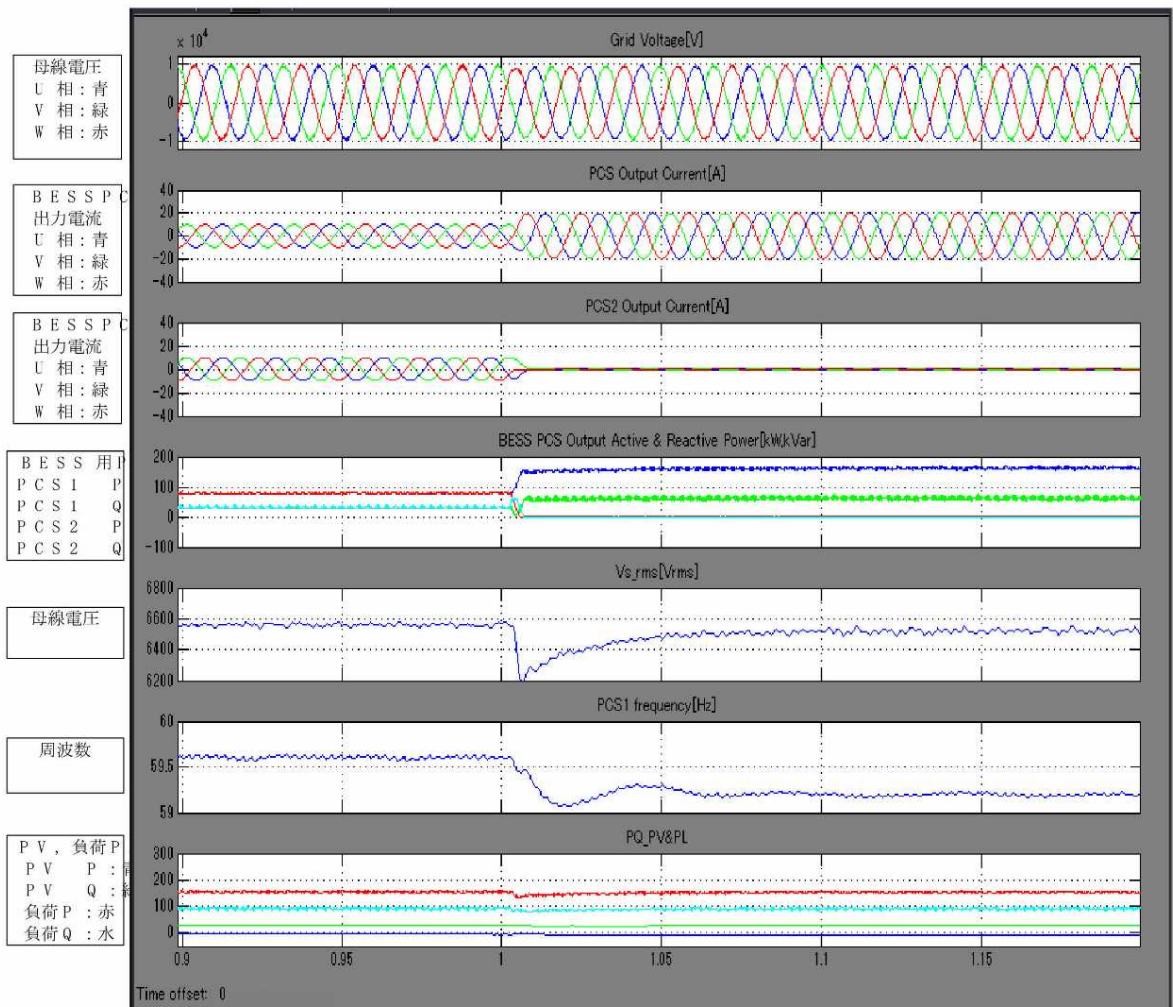
P = 150kW (負荷)/2 台 = 75kW (充電) ⇒ f = 59.6Hz

Q = 90kvar (負荷)/2 台 = 45kvar ⇒ V = 6520V

② BESS 用 PCS1 台並列時:

P = 150kW (負荷)/1 台 = 150kW (充電) ⇒ f = 59.3Hz

Q = 90kvar (負荷)/1 台 = 90kvar ⇒ V = 6440V



(イ) PV出力400kW時

PV出力が負荷有効電力よりも大きいため、BESS用PCSは充電モードとなる。よって、周波数は60Hzよりも上昇する。

BESS用PCSが1台停止する事により、PCSが分担するPは2倍(充電)、Qは2倍となるためドロップ特性に合わせて周波数は上昇、電圧は低下している。

① BESS用PCS2台並列時:

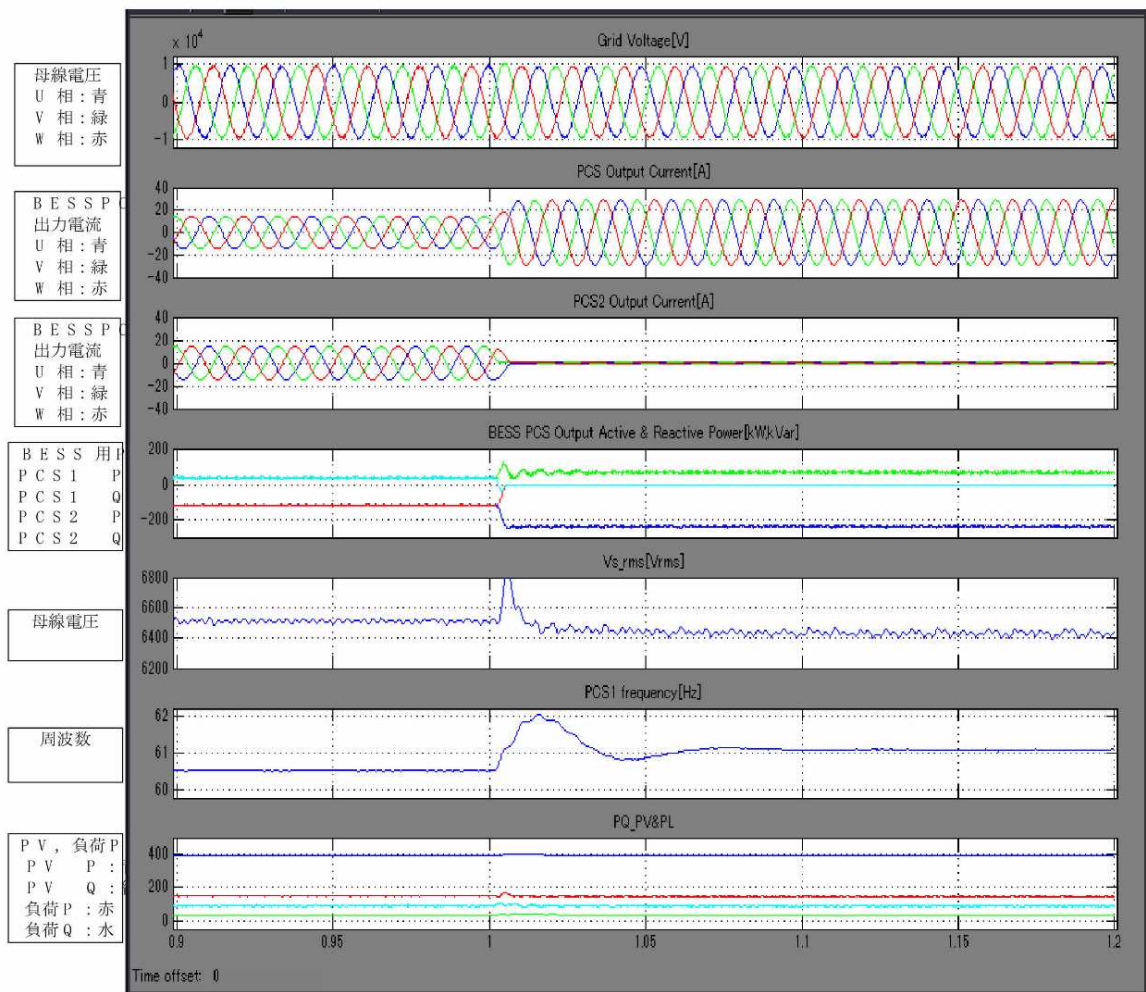
$$P = (400\text{kW(PV)} - 150\text{kW(負荷)}) \quad (\text{負荷})/2 \text{台} = 125\text{kW (充電)} \Rightarrow f = 60.6\text{Hz}$$

$$Q = 90\text{kvar} \quad (\text{負荷})/2 \text{台} = 45\text{kvar} \Rightarrow V = 6520\text{V}$$

② BESS用PCS1台並列時:

$$P = (400\text{kW(PV)} - 150\text{kW(負荷)}) \quad (\text{負荷})/1 \text{台} = 250\text{kW (充電)} \Rightarrow f = 61.2\text{Hz}$$

$$Q = 90\text{kvar} \quad (\text{負荷})/1 \text{台} = 90\text{kvar} \Rightarrow V = 6440\text{V}$$



以上のように、本章では電圧源をインバータ化することによる要検討事項とその対策であるドロップ制御の有効性について検証した。

実際に実系統へ適用するには、実際の系統・設備の特性を踏まえ、実機検証・シミュレーション検討による設計の妥当性確認が必要である。

(3) 構成機器の概略仕様

構成機器については、電圧源としての蓄電池システムを構成する蓄電池の選定と PCS 運用についての検討を行い、発電源となる系統連系太陽光発電システム及びバックアップとしての発電機運用について検討した。

1) 電圧源としての蓄電池システム

電圧源としての蓄電池システムを構成する蓄電池については、6種類の蓄電池(鉛、ニッケル水素、リチウムイオン、NAS、レドックスフロー、熔融塩)から、沖縄の離島での実績が豊富な鉛電池、エネルギー密度が高く高出力可能なリチウムイオン電池を中心に、4島(黒島、竹富島、小浜島、西表島)各々の必要充放電量を満足できる蓄電池容量についての検討して蓄電池の選定を行った。また、蓄電池と同様に蓄電池システムを構成する PCS についても、構成と運用方法について検討した。

ここでは、蓄電池の選定結果と PCS 仕様について示す。

(ウ) 蓄電池の選定

再エネ比率 98%以上とするために必要な蓄電池の充放電出力(MW)、充放電容量(MWh)を示したが、これを実現するためには蓄電池の充放電レート、DOD(放電深度)、保守率(経年またはサイクル数による容量低下)といった特性を考慮して容量選定が必要になる。

以下に、蓄電池放電容量(MWh)を満足するための各種蓄電池の選定結果を示す。

① 黒島

蓄電池に要求される仕様・・・充放電出力：1.5MW、充放電容量：3MWh

	蓄電池種別	蓄電池容量 (※)	コンテナ構成	期待寿命 (25° C)	期待寿命 (35° C)
#1	鉛蓄電池例	6,912kWh	27ft 相当×12 台	15 年	13.5 年
#2	リチウムイオン電池例	4,349kWh	20ft 相当×9 台	15 年	15 年

(※) 経年またはサイクル数による容量低下は織り込んでいない

② 竹富島

蓄電池に要求される仕様・・・充放電出力：8MW、充放電容量：10MWh

	蓄電池種別	蓄電池容量 (※)	コンテナ構成	期待寿命 (25° C)	期待寿命 (35° C)
#1	鉛蓄電池例	27,648kWh	27ft 相当×48 台	15 年	13.5 年
#2	リチウムイオン電池例	14,760kWh	20ft 相当×24 台	15 年	15 年

(※) 経年またはサイクル数による容量低下は織り込んでいない

③ 小浜島

蓄電池に要求される仕様・・・充放電出力：20MW、充放電容量：25MWh

	蓄電池種別	蓄電池容量 (※)	コンテナ構成	期待寿命 (25° C)	期待寿命 (35° C)
#1	鉛蓄電池例	69,120kWh	27ft 相当×120 台	15 年	13.5 年
#2	リチウムイオン電池例	36,901kWh	20ft 相当×60 台	15 年	15 年

(※) 経年またはサイクル数による容量低下は織り込んでいない

④ 西表島

蓄電池に要求される仕様・・・充放電出力：40MW、充放電容量：40MW

	蓄電池種別	蓄電池容量 (※)	コンテナ構成	期待寿命 (25° C)	期待寿命 (35° C)
#1	鉛蓄電池例	138,240kWh	27ft 相当×240 台	15 年	13.5 年
#2	リチウムイオン電池例	61,501kWh	20ft 相当×100 台	15 年	15 年

(※) 経年またはサイクル数による容量低下は織り込んでいない

沖縄の極小規模離島において蓄電池システムを適用する場合の最大の課題は、温度条件と期待寿命である。今回の検討に併せて、蓄電池メーカーに温度条件緩和の可能性についてもヒアリングを行い、下記のような回答が得られた。

●鉛蓄電池(サイクルユース用)35℃使用条件での寿命可能性

サイクル劣化および経年劣化データから本用途(1日1回15年)において、35℃運用とした場合は、劣化が促進されるため期待寿命は13.5年程度に短縮する。そのため、外気温が低い時間には積極的に換気をすることや電力需給に余裕があると予測される日は、充放電を休止するなど制御の工夫が必要と判断できる。

●リチウムイオン電池の35℃使用条件での寿命可能性

サイクル劣化および経年劣化データから本用途(1日1回15年)において、70%で寿命と定義し、充放電管理を適切にすれば、35℃運用の可能性はある。

(エ) PCS 仕様

PCS を含む装置の構成としては、蓄電池へ直流で充電・放電を行う PCS ユニットと連系電圧に昇圧を行う変圧器で構成する。

本装置への運転モード、運転・停止指令は、EMS（仕様書別途）からの指令によるものとする。以下に PCS ユニット仕様を示す。

項目		仕様	備考
基本仕様	制御方式	自励式電圧型 PWM 電流制御方式	
	使用素子	IGBT	
	電流定格	100% 連続	
	冷却方式	強制風冷方式	
交流仕様 (CVCF)	交流入力電圧	三相 3 線式 6600V ± 5%	昇圧変圧器により、 6.6kV に昇圧
	周波数	60Hz ± 0.1Hz	
	負荷容量	交流端充電 / 放電出力 500kVA	
	負荷力率	遅れ 0.80 (1.00 ~ 遅れ 0.80)	
	高調波電圧歪	3% 以下 (線形負荷)	
		5% 以下 (整流器負荷)	
	電圧不平衡率	3% 以下 (設備不平衡率 30% 時)	
最大変換効率	95% 以上	DC600V で規定 (補機損失除く)	
直流仕様	電圧範囲	500 ~ 750V	
	直流電流	0 ~ 1000A	
制御電源	補機電源 AC100V より UPS を設置し、 制御電源の供給を行う。		
制御方法	電圧源として CVCF 運転を行い、負荷へ給 電を行う。また、負荷電力を自律的に分担 させる為、ドループ制御を搭載する。		
保護機能	5 項に示す保護機能を装備する。		
昇圧 TR 突入電力抑制	昇圧変圧器の突入電流抑制として、PCS 電圧のソフトスタートを行い、 高圧側 VCB にて同期投入を行う。		
蓄電池との 組合せ	電池側への制御ならび状態・計測の監視は、監視制御装置にて BMS と の通信により実施する。		
収納容器	屋外設置にあたり、PCS ユニットのエアコン付きパッケージに収納の うえ設置する。		
補機電源	三相 3 線 210V/1 パッケージ 単相 2 線 105V/1 パッケージ	エアコン・ファン電源 制御・コンセント電源	

2) 系統連系太陽光発電システム

システム構成は、太陽電池モジュール、太陽電池用架台、パワーコンディショナー(インバータ、連系保護装置を含む)及び監視計測装置、連系設備等による構成で検討した。

ここでは、検討した4島(黒島、竹富島、小浜島、西表島)で異なる仕様となった機器仕様における太陽光モジュール合計容量とパワーコンディショナー容量・台数、連携設備における連携電圧の検討結果を示す。

(オ) 太陽光モジュール合計容量

	太陽光モジュール合計容量
① 黒島	1.8MW
② 竹富島	9.6MW
③ 小浜島	24MW
④ 西表島	48MW

(カ) パワーコンディショナー容量・台数

	パワーコンディショナー容量・台数
① 黒島	250kW×6台
② 竹富島	250kW×32台
③ 小浜島	250kW×80台
④ 西表島	250kW×160台

(キ) 連携電圧

	連携電圧
① 黒島	6.6kW スイッチギヤ
② 竹富島	22kW スイッチギヤ+6.6kW スイッチギヤ
③ 小浜島	22kW スイッチギヤ+6.6kW スイッチギヤ
④ 西表島	22kW スイッチギヤ+6.6kW スイッチギヤ

3) バックアップとしての発電機運用

再エネ比率98%以上とするための太陽光発電量および必要な充放電容量を示したが、残り2%の期間は発電機によるバックアップが必要となる。

検討した4島(黒島、竹富島、小浜島、西表島)について、バックアップが必要となる容量と時間を以下に示す。

		①黒島	②竹富島	③小浜島	④西表島
負荷需要	年間消費電力量 (MWh)	895	4,316	10,542	18,835
	最大電力 (MW)	0.21	1.01	2.46	4.39
PV	定格容量 (MW)	1.5	8	20	40
蓄電池	出力 (MW)	1.5	8	20	40
	実放電容量 (MWh)	3	10	25	40
買電	買電電力の最大値 (kW)	0.18	0.82	1.99	3.43
	買電時間の年間合計	177	221	191	179
	買電の最大継続時間	13	12	12	11

4) 全体システム構成

設備構成をまとめた表を以下に示す。

	太陽光発電システム			蓄電池システム		
	定格容量 (MW)	太陽電池 (MW)	PCS 構成	種別	出力 (MW)	容量 (kWh)
①黒島	1.5	1.8	250kW×6 台	鉛蓄電池例	1.5	6,912
				リチウムイオン電池例		4,349
②竹富島	8	9.6	250kW×32 台	鉛蓄電池例	8	27,648
				リチウムイオン電池例		14,760
③小浜島	20	24	250kW×80 台	鉛蓄電池例	20	69,120
				リチウムイオン電池例		36,901
④西表島	40	48	250kW×160 台	鉛蓄電池例	40	138,240
				リチウムイオン電池例		61,501

(4) 詳細設計時の事前シミュレーション検討案

実際の離島電力系統において再生可能エネルギー100%とする場合、電力系統の信頼性を担保するため、実際の系統条件・設備条件に基づきシステムの妥当性を検証する必要があり、前述の通り実機検証試験と再現シミュレーションの一致から、シミュレーション検討によりどのようなパターンで事前検討を行うかについて検討した結果を示す。

<詳細モデルによる事前シミュレーション検討の目的>

ディーゼル発電機停止時の蓄電池システムによる安定運転の事前検討として、下記をシミュレーションにより確認する。

- ・系統故障時に既設保護継電器によりそれを検出出来ること。
- ・特に、短絡故障時に蓄電池システム用 PCS から故障点に供給される短絡電流により、過電流継電器動作に必要な持続短絡電流が確保出来ること
- ・事故点除去後および無負荷変圧器投入時の励磁突入電流により、蓄電池装置用 PCS が過電流トリップしないこと

1) シミュレーションモデルの構築(系統モデル、蓄電池用 PCS モデル)

① 系統モデル

- ・配電線のインピーダンスを模擬する。(配電線互長相当のR-L模擬)
- ・定インピーダンス特性のR-L並列模擬とする。
- ・変電所に連系される変圧器の饅犬容量を想定する。
- ・負荷操作時の検討では、単器饅犬容量の変圧器を投入する。
- ・変圧器は飽和特性を模擬する。負荷操作時の検討では、残留磁束を考慮する。
- ・負荷系にSCがある場合は模擬し、検討を実施する。
- ・3LS(三相短絡事故)-100%故障とする。
- ・故障点は、短絡電流が最大となる変電所至近端と最小となる配電線末端とする。
- ・故障除去時間は、短絡電流と過電流継電器の特性から決定する。

② 蓄電池用 PCS モデル

- ・蓄電池装置用 PCS モデルは、電池および PCS および連系変圧器にて模擬する。
- ・蓄電池は理想的な直流電圧源とする。
- ・周波数、電圧ドローブ特性による周波数・電圧指令値による AVR 制御とする。
- ・短絡故障後の電圧復帰時に起因するインラッシュ電流が問題となる場合は、電圧復帰をソフトスタート的に実施する事も検討する。
- ・過電流トリップを防止するため、電流を制限値以下に抑制する電流リミッタを設ける。
- ・漏れインピーダンス、飽和特性を模擬する。

2) 検討ケース案

① 系統事故時の挙動について

ケース	検討項目	発電機			負荷		系統操作
		蓄電装置用 PCS	PV 用 PCS	DG	種類	変圧器	
1-1	短絡故障時の PCS 安定運転 ・短絡直後の過電流対応 ・事故点除去後の励磁突入電流	○	×	×	R-L	最大	変電所至近端 3LS:100%
1-2		○	○	×	R-L	最大	
1-3		○	○	○	R-L	最大	変電所至近端 3LS:100%
1-4		○	×	○	R-L	最大	
2-1	短絡故障時の配電線の 過電流継電器動作	○	×	×	R-L	最大	配電線末端 3LS:100%
2-2		○	○	×	R-L	最大	配電線末端 3LS:100%
2-3		○	○	○	R-L	最大	配電線末端 3LS:100%
2-4		○	×	○	R-L	最大	配電線末端 3LS:100%
3-1	系統操作時の安定運用 ・系統操作直後の過電流 ・操作後の安定運転	○	×	×	R-L	最大	SC 投入
3-2		○	×	×	R-L	最大	無負荷 Tr 投入
3-1		○	×	×	R-L	最大	SC 投入
3-2		○	×	×	R-L	最大	無負荷 Tr 投入

【発電機】○：運転，×：停止 【負荷】各ケースについて重負荷，軽負荷での検討を実施する。

② 発電設備事故時の挙動について

ケース	検討項目	発電機			負荷		備考
		蓄電装置用 PCS	PV 用 PCS	DG	種類	変圧器	
1-1	蓄電池用 PCS 故障時の安定運転	○	×	×	R-L	最大	
1-2		○	○	×	R-L	最大	
1-3		○	○	○	R-L	最大	
1-4		○	×	○	R-L	最大	
2-1	太陽光発電用 PCS 故障時の安定運転	○	○	×	R-L	最大	
2-2		○	○	○	R-L	最大	
3-1	DG 故障時の安定運転	○	○	○	R-L	最大	
3-2		○	×	○	R-L	最大	

【発電機】○：運転，×：停止 【負荷】各ケースについて重負荷、軽負荷での検討を実施する。

③ バックアップ時の動作シミュレーション

ケース	検討項目	発電機			負荷		備考
		蓄電装置用 PCS	PV 用 PCS	DG	種類	変圧器	
1-1	蓄電池用 PCS 故障時の安定運転	N	×	×	R-L	最大	
1-2		N+1	×	×	R-L	最大	
1-3		N	○	×	R-L	最大	
1-4		N+1	○	×	R-L	最大	
2-1	太陽光発電用 PCS 故障時の安定運転	N	×	×	R-L	最大	
2-2		N	×	○	R-L	最大	
3-1	DG 故障時の安定運転	N	○	×	R-L	最大	
3-2		N	○	○	R-L	最大	

【発電機】○：運転，×：停止 【負荷】各ケースについて重負荷、軽負荷での検討を実施する。

3) シミュレーション検討に必要な各種情報

- ① 配電線定数
- ② 負荷定数 (容量、力率、フィーダー毎の負荷配分)
- ③ 負荷変圧器の定数 (容量、漏れインピーダンス、飽和特性、残留磁束の最大値)
- ④ 負荷側の SC 有無と定数

(5) 本技術の課題解決に向けた実証試験の検討

実証試験に向けた評価項について検討を行った。

以下に系統運用面からの評価項目と太陽光発電システム・蓄電池システムの評価項目の例を示す。

系統運用面からの評価項目の例

解析項目	解析内容	評価内容
定常特性	電圧実効値変動 (各相)	1分/5分窓の $\Delta V_{\max} (\leq 2\%)$
	フリッカ測定	ΔV_{10} 評価 ($\leq 0.45V$)
	三相交流電圧不平衡率	$k = (E_2 / E_1) \times 100\%$
	電圧/電流高調波歪	40次以下の全高調波歪率 (THD)
		各次高調波成分
	周波数変動	60Hz ± 0.2 Hz 以内
	ドループ特性	各電源の PQ 出力バランス
	EMS 特性	再エネ発電予測 BESS の充放電特性と SOC バランス特性
過渡変化特性	負荷急変時 (P, Q のステップ変化特性)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 系統電圧/周波数変動様相 (変動最大値と収束時間) ・ 各発電設備の PQ 出力バランス (横流抑制効果)
	太陽光発電の発電/停止時	
	需要家側の 無負荷 TR 投入時	
系統事故後	2LS、3LS、1LG 事故時	
	BESS の SOC 破綻	
	装置異常時	

太陽光発電システム・蓄電池システムの評価項目の例

解析項目	解析内容	評価内容
太陽光発電システム	太陽電池変換効率	気象条件－太陽電池変換効率の妥当性
	PCS 変換効率	PCS 出力負荷率－PCS 変換効率の妥当性
	配線損失	設計損失－実損失の妥当性
	補機損失	同上
	冷却損失	気象条件・出力・冷却損失の妥当性
	システム出力係数	システム性能確認
	設備稼働率	メンテナンス、故障率の評価
	設備利用率	システム有効性
蓄電池システム	蓄電池変換効率	仕様書との整合、負荷率－変換効率の検証
	PCS 変換効率	PCS 出力負荷率－PCS 変換効率の妥当性
	補機損失	設計損失－実損失の妥当性
	冷却損失 1	温度条件 25℃での冷却損失
	冷却損失 2	温度条件 35℃での冷却損失
	システム効率	システム性能確認
	設備稼働率	メンテナンス、故障率の評価
	設備利用率	システム有効性
	蓄電池劣化状況	温度条件ごとの蓄電池劣化率評価
	寿命予測	蓄電池劣化率に基づく寿命評価

(4) コンテナ型太陽光発電設備

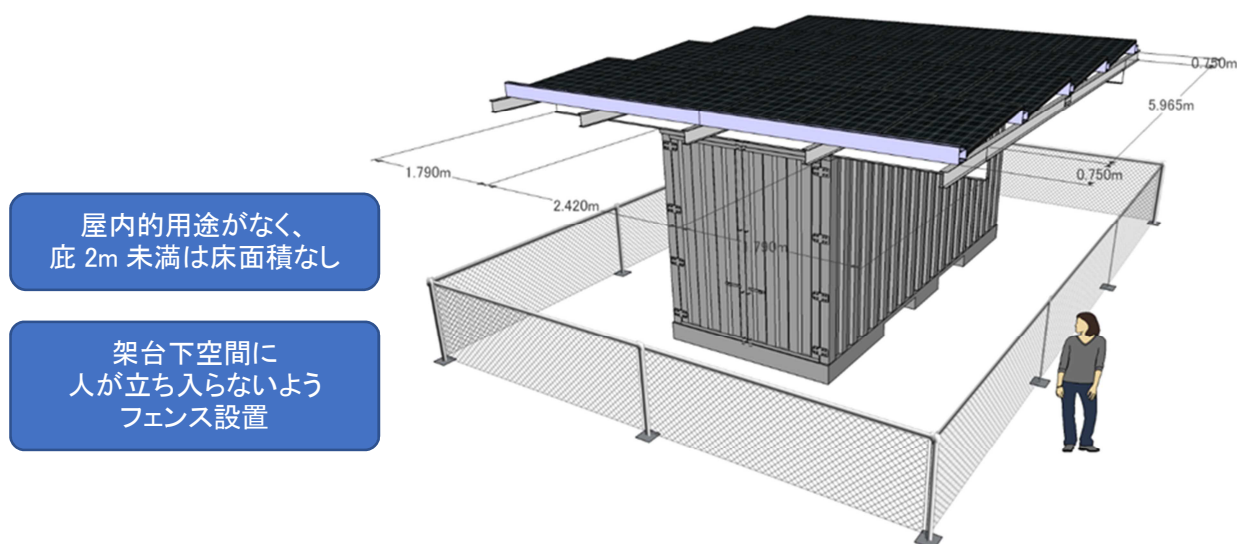
汎用性及び拡張性を備え、設置やメンテナンス、交換工事などが安価且つ容易な構造を目指すため、単独フィーダ再エネ電源及び複数フィーダ再エネ電源に用いる太陽光発電はコンテナ型太陽光発電設備（以下「コンテナPV」という）を開発し、組み合わせるものとする。

特 徴：PV10kWユニット（コンテナ1台5kW（DC6kW）で2台で1組）でPCSを内部設置したオールインワンタイプで現地で配線のみで組立完了を目指すものである。架台部材はFRP製及び軽量鉄骨で2名の作業員で組み立てることが可能な設計で重機を不要している。基礎を極力不要とすることができる構造である。

汎用性：変換効率10%以上のPVであれば搭載可能。

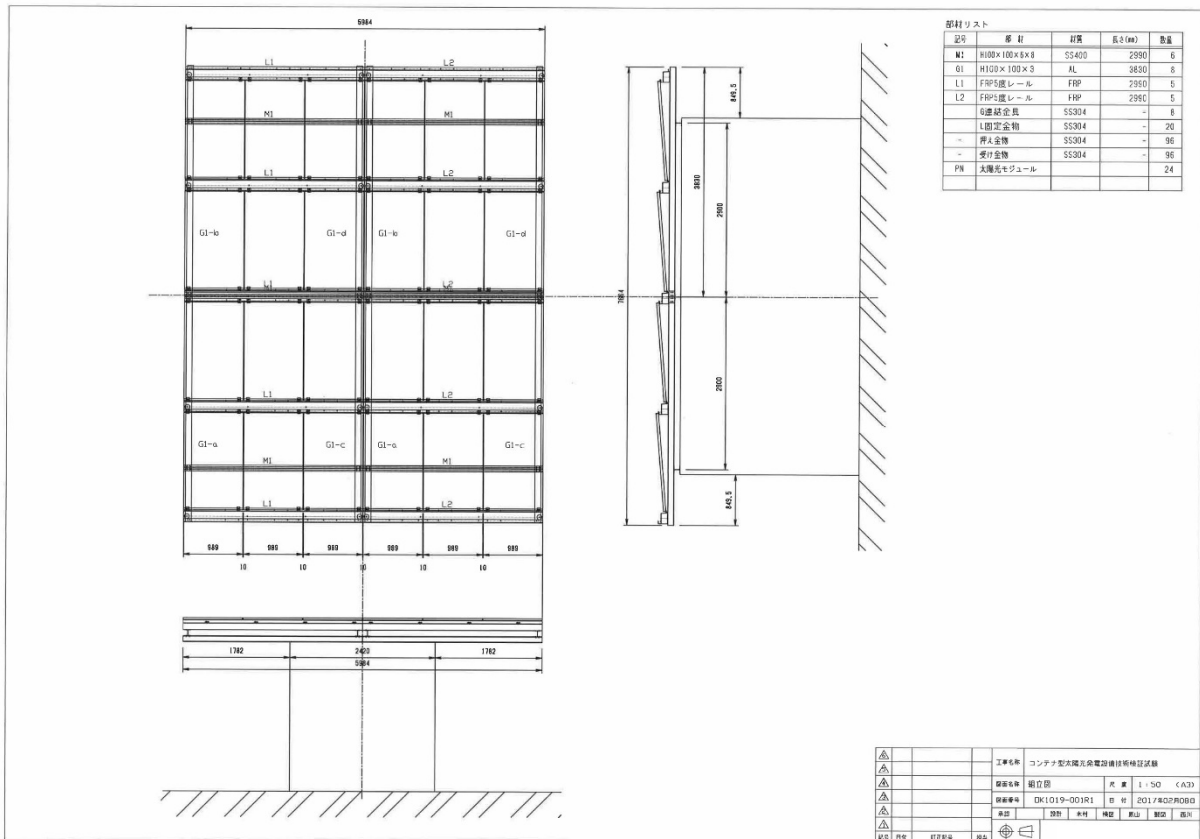
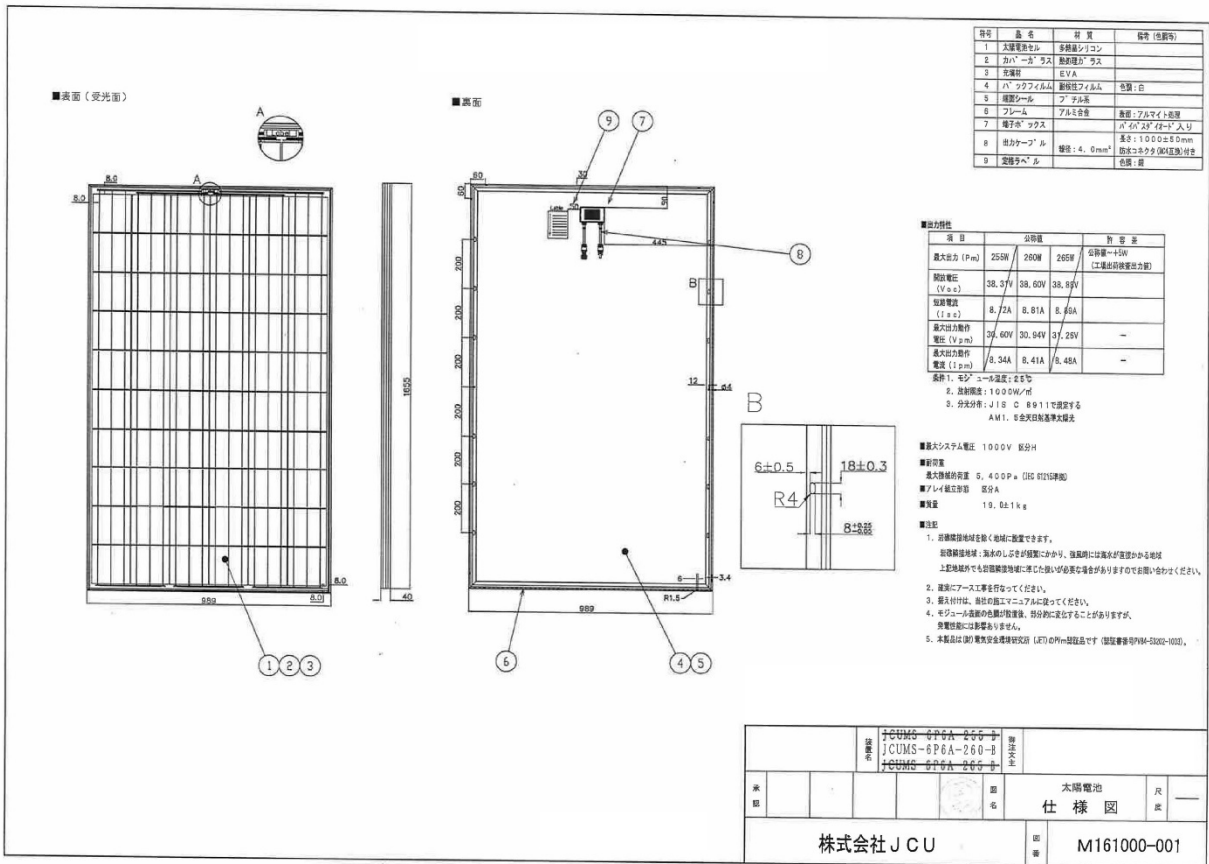
拡張性：連結することで、100kW以上も構成が可能。

保守性：一般的な太陽光発電設備と同様、基本的にはメンテナンスフリー。
台風等の耐風速荷重が満足する設計及び構造計算までは終えている。



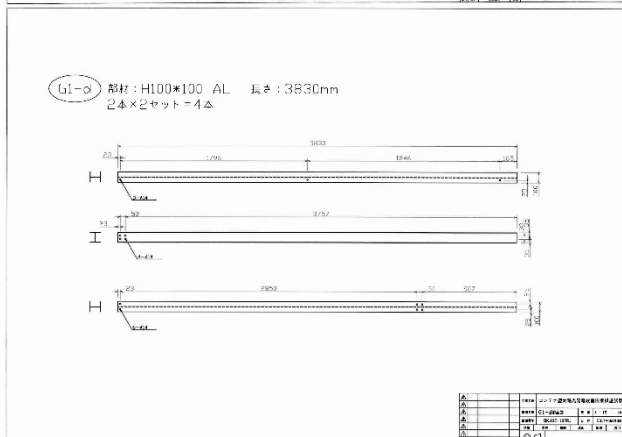
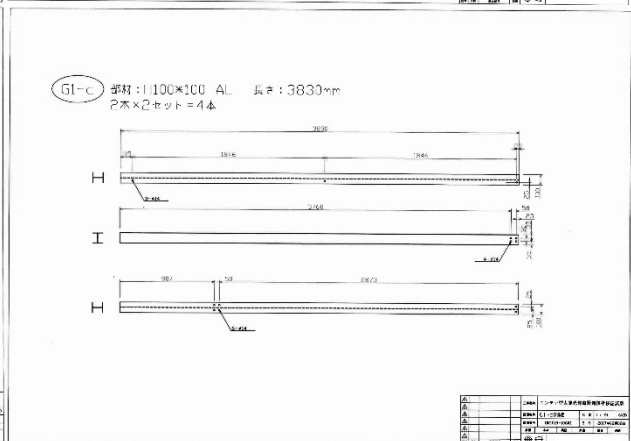
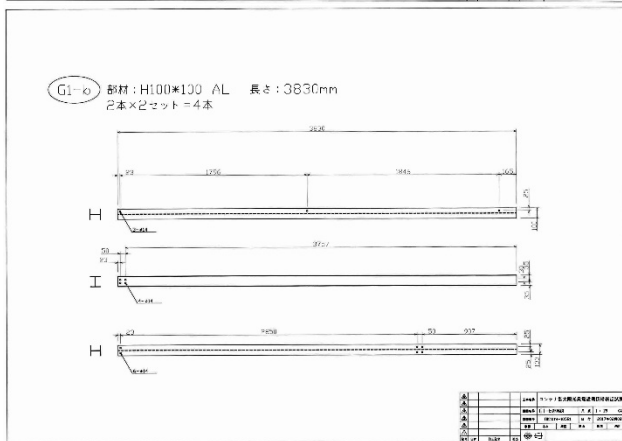
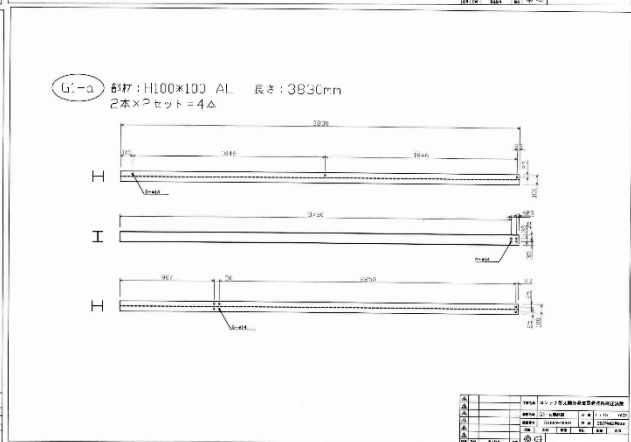
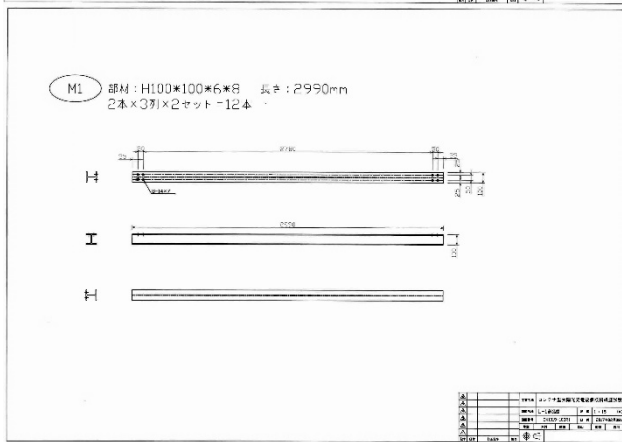
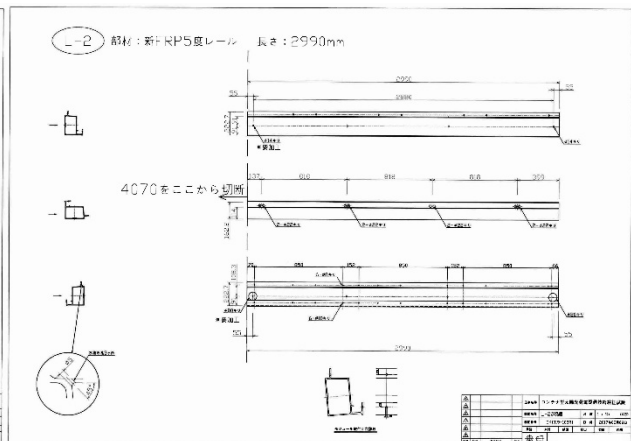
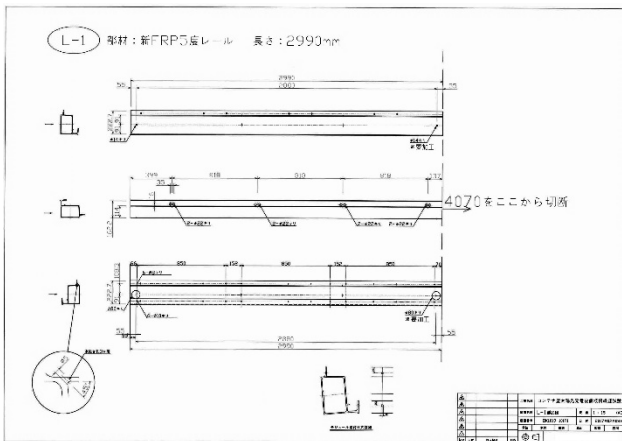
コンテナPV外形図

コンテナPV設計図



コンテナPV設計詳細図

強度計算を実施して、部材等の材質及び寸法を設計した。



コンテナPV組立状況写真



中古コンテナ 1台目



中古コンテナ 2台目



架台組立状況①



架台組立状況②



架台コンテナ固定金具



配線引込み部分



コンテナ内部



分電盤

コンテナPV完成写真



中古コンテナ 1 台目



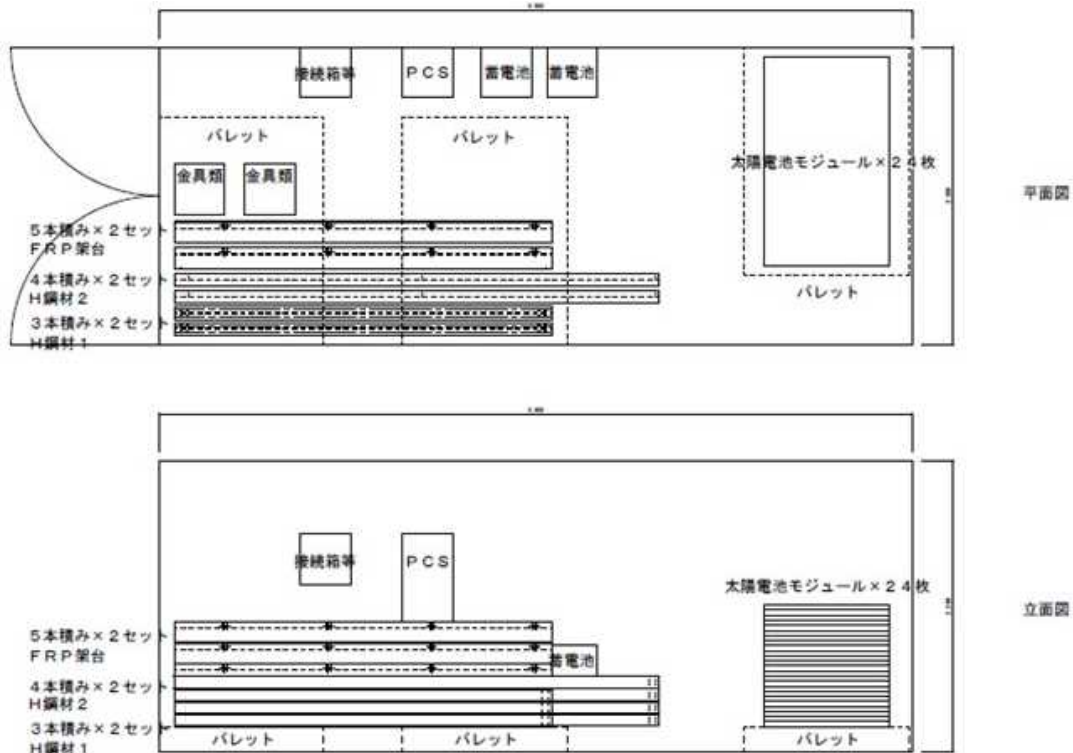
中古コンテナ 2 台目

技術検証試験等

<検証試験項目>

■構成部材を準備して、コンテナ内への梱包方法を検討する。

➤コンテナ内への構成部材の荷積み及び梱包方法は下図の通りで、十分に積載可能であることが確認できた。



■設計通り2名の作業員で組み立てられるか検討する。

➤1台目は4名の作業員で実施したが、部材の追加可能などがあり、8時間程度を要した。

2台目は4名の作業員で実施し、3時間30分程度を要した。

全ての部材は1名又は2名の作業員で持ち運びでき、組立は可能で、2名で実施の場合は6時間程度と推定することができる。

■組立時間を計測し、最適化した上で組立要領書を作成する。

➤組立時間は前項の通り4名で3時間30分程度、2名で6時間程度である。

組立要領は概ね以下の通りである。

- ①コンテナを適切な位置に配置する。
- ②架台コンテナ固定金具を取り付け、仮締め(緩く締める)する。
- ③鋼鉄製H型部材をコンテナ上部に引き上げ、仮締めする。
- ④アルミ製H型部材をコンテナ上部に引き上げ、仮締めする。
- ⑤FRP製L型部材をコンテナ上部に引き上げ、仮締めする。
- ⑥太陽電池パネルをコンテナ上部に引き上げ、仮締めする。
- ⑦取付配置を確認・微調整して、全てのボルトを増し締めして本締めする。
- ⑧DC配線を行う。
- ⑨コンテナ通気口に引込みボックスを取り付け、DC配線を入線する。
- ⑩コンテナ内部で接続箱、インバータ、(蓄電池装置)を固定して、DC配線を接続する。

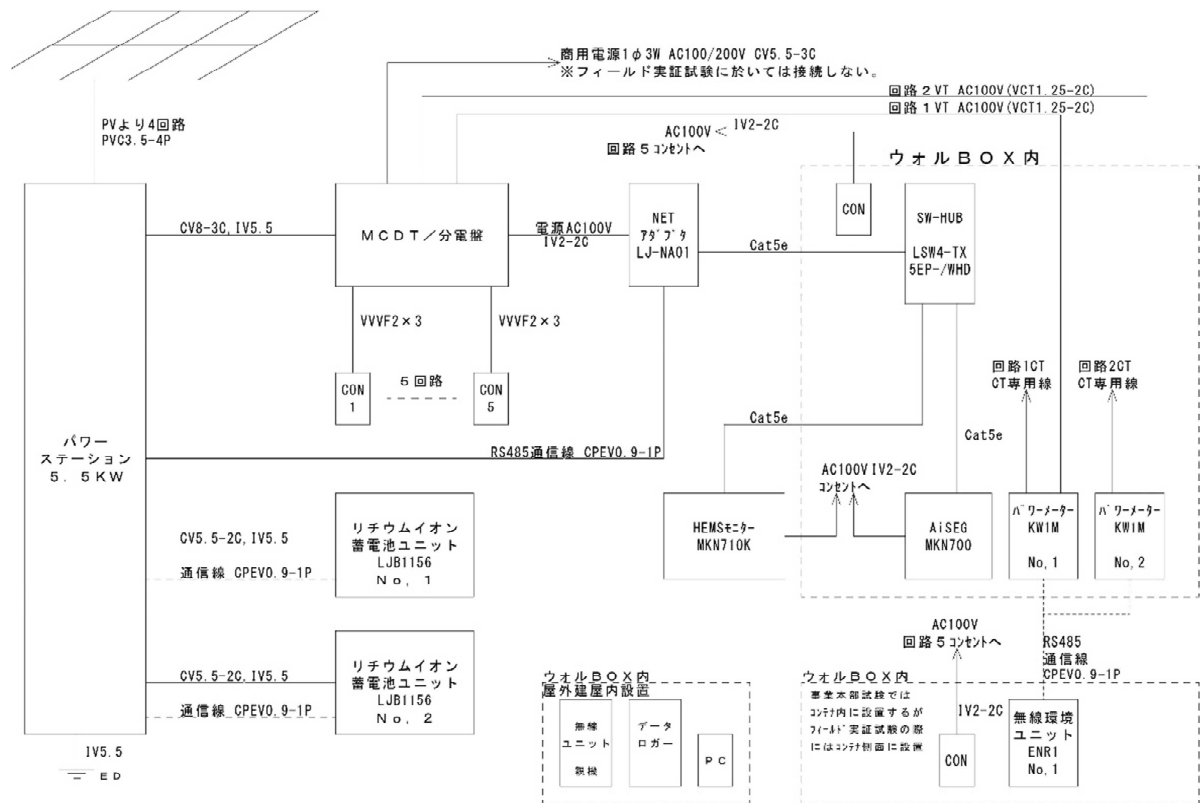
■基礎構造について制度確認し、必要最小限の基礎を設ける。

➤今回は仮設試験であったため、基礎構築は未実施。

基本的には建築物でないことが確認できたため、制度上は基礎を必須としないが、最終的には当該地区の建築主事と相談する必要がある。

■配線を行い、最適化した上で配線要領書を作成する。

▶配線図及び要領は下図の通りである。



<評価項目>

■課題と解決策（各種要領書の作成を含む）

①基礎構造

構造的には国土交通省通達に準拠し、基本的には建築物でないことが確認できたため、制度上は基礎を必須としないが、最終的には当該地区の建築主事と相談する必要がある。

②各種要領書の作成

一般向けには、挿絵を加えるなどして、分かりやすい要領書が必要である。

■費用対効果

今回試験時における費用は以下の通りであった。

但し、今後は大量調達を踏まえて減額できる可能性はある。

<10kWの場合>5kW コンテナ 2 台分

① 中古コンテナ	2 台	55 万円	
② 太陽電池パネル	12kW	180 万円	
③ 架台コンテナ固定金具	8 個	16 万円	
④ 鋼鉄製 H 型部材を	12 本	15 万円	
⑤ アルミ製 H 型部材	16 本	35 万円	
⑥ FRP 製 L 型部材	20 本	40 万円	
⑦ 固定金具等	1 式	15 万円	
⑧ 架台運送費	1 式	30 万円	①～⑧の合計 370 万円
⑨ PV-PCS 10kW 単独可能	1 台	60 万円	(市販品価格)
⑩ PV 接続蓄電池装置 5kW	2 台	260 万円	(市販品価格)

<トータルコスト>

電力系統に連系する場合と単独自立で運転する場合とに区分できる。

連系運転型コンテナ PV：合計 430 万円 単独運転型コンテナ PV：630 万円

第4章 事業実施離島の提案

これまでの業務結果を基に、事業実現性の高い上位3離島を提案する。

また、当該離島の設置候補地における概略設置計画図等を作成する。なお、概略設置計画図は周辺環境も考慮するため、航空写真等に3D設計図を合成配置の上で提示する。

■各離島状況まとめ

大神島

低圧フィーダーが2系統だが、太陽光発電設置候補地は小学校跡地の1箇所となるため、複数フィーダ再エネ電源（高圧線路接続）を選択できると考えられる。但し、住民理解を得るためにも、後述する段階的導入が必須であると考えられる。



水納島

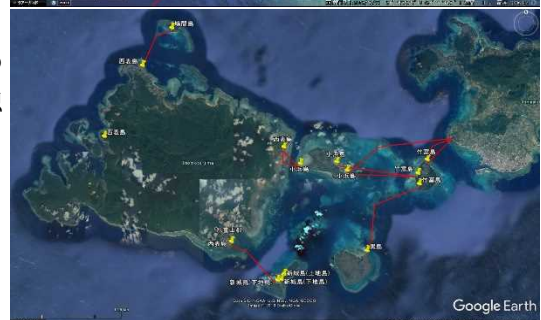
2世帯3名であり、灯台なども独立PVで供給されていることから、オフグリッド再エネ住宅や単独フィーダ再エネ電源（低圧線路接続）が選択できると考えられる。そのため、太陽光発電設置候補地は住宅に隣接した住民私有地となる。



竹富町広域

下記の通り、竹富島、小浜島、西表島は周辺離島への電力供給の「中継地点」となっており、当該離島単独での再エネ100%化は難しい。実現の際は後流の離島も含めた対応が必要になる。

- ・竹富島（小浜島、西表島、鳩間島、新城島、黒島）
- ・小浜島（西表島、鳩間島、新城島）
- ・西表島（鳩間島、新城島）



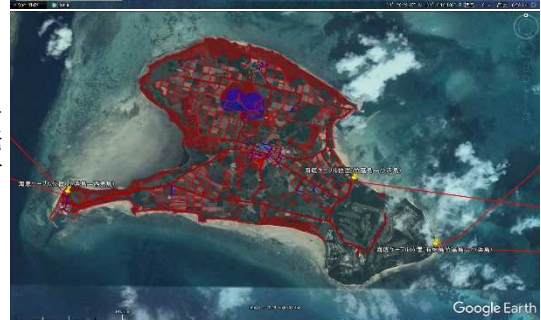
竹富島

複数の高圧フィーダーが存在することから、複数フィーダ再エネ電源（高圧線路接続）を選択できると考えられる。竹富町有地は点在するが、拝所になっており、太陽光発電設置候補地は乏しい。そのため個人所有地を調査・交渉しなければ企画が難しい。さらに、「中継地点（竹富町広域で説明）」である。



小浜島

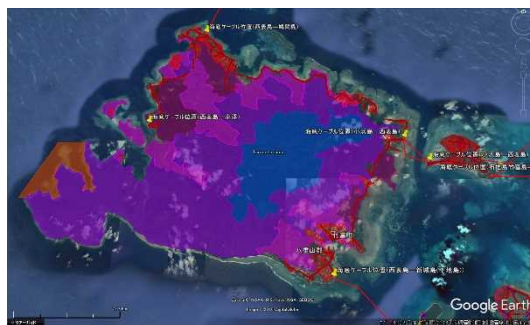
複数の高圧フィーダーが存在することから、複数フィーダ再エネ電源（高圧線路接続）を選択できると考えられる。多くの竹富町有地が存在しており、太陽光発電設置候補地として、数MWの大規模であっても対応可能であると考えられる。但し、「中継地点（竹富町広域で説明）」である。



西表島

複数の高圧フィーダーが存在することから、複数フィーダー再エネ電源（高圧線路接続）を選択できると考えられる。広範囲で自然公園指定があるものの町有地が多く点在しており、太陽光発電設置候補地として、数10MWの大規模であっても対応可能であると考えられる。

但し、「中継地点（竹富町広域で説明）」である。



鳩間島

複数の高圧フィーダーが存在することから、複数フィーダー再エネ電源（高圧線路接続）を選択できると考えられる。竹富町有地は点在するが、自然公園指定や拝所になっており、太陽光発電設置候補地は乏しい。そのため個人所有地を調査・交渉しなければ企画が難しい。



黒島

複数の高圧フィーダーが存在することから、複数フィーダー再エネ電源（高圧線路接続）を選択できると考えられる。多くの竹富町有地が存在しており、太陽光発電設置候補地として、数 MW の大規模であっても対応可能であると考えられる。



新城島（上地）

複数の高圧フィーダーが存在することから、複数フィーダー再エネ電源（高圧線路接続）を選択できると考えられる。竹富町有地は点在するが拝所になっており、太陽光発電設置候補地は乏しい。そのため個人所有地を調査・交渉しなければ企画が難しい。



新城島（下地）

1世帯1名であり、オフグリッド再エネ住宅や単独フィーダー再エネ電源（低圧線路接続）が選択できると考えられる。そのため、太陽光発電設置候補地は住宅に隣接した住民私有地となる。



新城島

上地は住宅が多いが太陽光発電設置候補地が乏しく、下地は住民は1名であるが、太陽光発電設置候補地が多く存在する。さらに、下地は上地への中継地点となっていることから、下地単独の再エネ100%化は困難であるため、新城島については上地と下地を両方を同時に実現することが肝要である。



■事業実現性順位

前項の各離島状況から事業実現性の順位は以下の通りと考える。

- 第1位：大神島 周辺離島への電力供給の「中継地点」ではなく、まとまった候補地がある。複数フィーダ再エネ電源（高圧線路接続）が選択できると考えられる。
- 第2位：水納島 周辺離島への電力供給の「中継地点」ではなく、まとまった候補地がある。但し、オフグリッド再エネ住宅や単独フィーダ再エネ電源（低圧線路接続）であるため、どちらも要素技術開発を要するため、直ぐに導入することは難しい。
- 第3位：黒島 周辺離島への電力供給の「中継地点」ではなく、まとまった候補地がある。複数フィーダ再エネ電源（高圧線路接続）が選択できると考えられる。PV候補地は十分あると考えられるが、需要規模が多いため、用地取得などに時間を要する可能性が高い。

■事業実施計画

本業務の現地調査を通じて下記のような状況が把握できた。

- ・再エネ100%にすることを特に反対ではないが、島民が最優先で希望している訳ではない。再エネ100%となれば海底ケーブル不要となるが、これには強い拒否感がある可能性が高い。
- ・島を離れている元島民や将来島民にも広く認知してもらう必要がある。
- ・離島における安定供給義務について、明確な判断基準がなく、解決には時間を要する模様。
- ・調理や給湯のためのLPガスや灯油等の燃料調達に島民が相互協力して調達管理している様子。
- ・老朽化した家屋が多く、高齢化が進んでいる。人口が減少傾向に離島が多い。島内電力消費量は益々低下していくことが見込まれる。
- ・海底ケーブル送電コスト（円/kWh）は需要量が小さい事に影響を受け、人口減少に伴い益々悪化する。

それを受けて、以下のような計画推進方針が必要であると考えられる。

<計画推進方針>

- 高齢化していく現島民、島の将来を考えている元島民や将来島民のためにもエネルギー利用に関わる大きな負担なく暮らしていけること。
- 島内の暮らしの快適性を重視すること。
- 島のエネルギー供給は将来も変わらずエネルギー事業者が行うことが望ましい。

<具体的な進め方>

- ・ 現行の電力需要のみを再エネ 100%化するのではなく、LP ガスや灯油等の燃料を含む島内エネルギー需要の多くを電化した上で、再エネ自給率向上を段階的に目指す。
- ・ 電化による需要増や島内需要ピーク（祭りや観光）は、島内の PV+蓄電池がカバー、海底ケーブルは低容量の常時バックアップとして位置づけ、蓄電池補充電向けにネットワーク利用率最大化を目指すことで、送電コストを低減する。
- ・ 最終到達点は、海底ケーブル不要とする再エネ 100%であるが、現行制度の中では、あくまで最終到達目標として位置付ける。

<大神島への導入計画>

現在、人口 32 人、世帯数 20 世帯（平成 26 年）であり、高齢化が進み住民の平均年齢は 80 歳前後である。調理や給湯のための LP ガスボンベは宮古島港湾での受け渡しであるため、住民が協力して船舶輸送し、大神島港湾にあるカート（3 台、ガソリンエンジン）で戸別住宅まで配送している。このような住民負担が大きいエネルギー利用手段を見直しながら、段階的なエネルギー自給率向上を図る。

第 1 ステップ：公益性が高い電化機器を導入して太陽光発電にて電力供給する。

①電動運搬用カート導入

3 台程度

用途に応じて仕様検討は必要
（右図はイメージ）



LP ガスボンベやその他の購入資材の運搬用として太陽光発電からの充電が可能な電動運搬用カートを導入して利用する。なお、搭載バッテリーは取り外し交換充電式を採用する必要がある。

②電動シニアカーレンタル導入

20 台程度（必要に応じて増数）

用途に応じて仕様検討は必要
（右図はイメージ）



高齢者向けの電動シニアカーをレンタル提供する。但し島内サポートが難しいサービスであるため実証等を踏まえながら導入する必要がある。なお、搭載バッテリーは取り外し交換充電式を採用する必要がある。

③太陽光発電（単独自立運転専用）の導入

上記のプランに合わせて、単独自立運転専用の太陽光発電設備を導入する。設置容量は初期 AC20kW（DC24kW）程度とする。必要に応じて増設する。



大神島第1ステップ概念図（AC20kW-PV 電動カーポート）字有地小学校跡地

第2ステップ：調理や給湯などの機器を電化して200V専用給電を行うとともに、停電時専用コンセントを装備する。

①IH調理器・HP給湯機の普及

調理器具は直接火力を扱うことがなく高齢者にとって安心なIHクッキングヒーター（IH調理器）に更新、給湯機は効率的に沸き上げ低CO₂に繋がるヒートポンプ給湯機（HP給湯機）に更新する。

更新方法はレンタルや購入のいずれかを想定する。

②防災兼用の地中200V低圧線路の設置

IH調理器やHP給湯機は200V電源が必要であり、かつ普段は不使用する停電時専用コンセントを整備するため、防災兼用の地中200V低圧線路を設置して供給する。

③太陽光発電（自立供給・商用バックアップ）の導入

防災兼用200V低圧線路の電源として、100kW以上300kWh以上の蓄電池設備とAC100kW（DC120kW）程度の太陽光発電設備を接続して自立供給を行う。但し、商用電力から常に一定電力でバックアップする。



大神島第2ステップ概念図（AC100kW-PV コンテナ増設）字有地小学校跡地

第3ステップ：調理や給湯などの住宅需要や島内需要ピーク（祭りや観光）に供給し、常に海底ケーブル潮流一定で制御可能な電力自給システムを構築する。

太陽光発電設置容量及び設置候補地については別途調査及び協議を要する。

第4ステップ：海底ケーブル潮流ゼロ制御の検討を実施し、完全な電力自給システムの実効性を検証する。

太陽光発電設置容量及び設置候補地については別途調査及び協議を要する。