

第7章 エネルギー変動対策検討

1 エネルギー変動対策の検討方法

導入可能量の推定とともに、再生可能エネルギー（太陽光、風力等の変動性電源）の最大利活用を図るため、各離島において適切な電力変動対策方法を検討する。

小規模かつ単独系統である離島の電力系統において、出力変動が大きな太陽光発電や風力発電などの変動性電源が大量に連系された場合、電力品質に悪影響を及ぼさないよう、以下の課題を解決する必要がある。

- ◆ 周波数の変動
- ◆ 電圧の変動
- ◆ 余剰電力の発生

<対象となるエネルギー変動抑制対策>……詳細は次頁参照のこと。

- ①蓄電装置：蓄電池（鉛、LiB、NH）又はエネルギー貯蔵装置（EDLC、LiC、FWG）
- ②造水装置：島内の海水淡水化装置等の動力を用いて積極的な消費電力制御による変動吸収。
- ③揚水発電：農業用集水池及び貯水池を用いて揚水ポンプ（及び小水力発電）にて変動吸収。
- ④需要負荷：家庭等の給湯器や空調エアコンを用いて電圧変動吸収や余剰電力対策を行う。
- ⑤電気自動車：普及が見込まれる電気自動車を用いて、電圧変動吸収や余剰電力対策を行う。

①はエネルギー変動抑制対策としての実績が多く、応答性及び信頼性が高いため、電力系統容量を超過するような再生可能エネルギーの導入に際しては必要不可欠の対策となる。蓄電装置には出力変動抑制、周波数変動抑制、余剰電力対策などの各種機能を装備し、場合によっては蓄電装置のみによる系統維持（周波数管理、電圧管理）を実現できるような高度な機能を必要とする。恒久的な電力安定供給を担うため、再生可能エネルギー投入率に応じて、蓄電装置は以下の2種類の機能を実現させるための開発実証を必要とする。

●ディーゼル発電機代替蓄電システム（再エネ合計出力が系統容量未満）

出力変動抑制のほか、余剰電力対策などDEG代替として出力補償のできる蓄電システム。

1台運転中のディーゼル発電機が緊急停止した場合に高速（10ミリ秒未満）で系統連系モードから自律運転モードに切り替わる機能が必要である。（高速モード切替）

●主電源蓄電システム（再エネ合計出力が系統容量以上）

出力変動抑制、電圧制御、周波数制御及び余剰電力対策など主電源となる蓄電システム。

24時間365日の完全自立運転を要求されるため、搭載されるインバータや蓄電池は複数台とし、容易に停止・修理・改造・更新・増設を行える必要がある。（複数台自立運転）

②～⑤のエネルギー変動抑制対策は、一般的に応答性は期待できないため、余剰電力対策（長周期変動対策）としての活用になるが、現状では実用化が実現しておらず、さらに需要側設備となるため、制度上の課題も多いため、将来的に導入を図るものとする。但し、③揚水発電は小規模離島において小水力発電が期待できる場合に限る。

<エネルギー変動抑制対策>

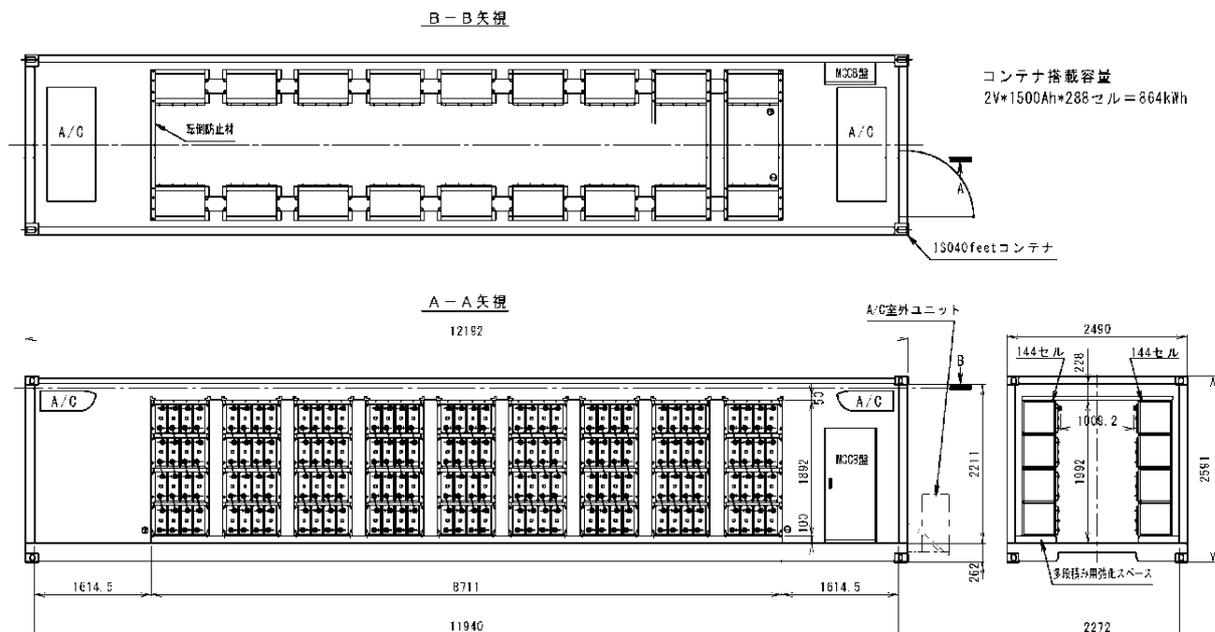
種 類	特 長
①蓄電装置	<p>蓄電池（鉛、LiB、NH）又はエネルギー貯蔵装置（EDLC、LiC、FWG）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・エネルギー変動抑制装置を一般的に利用されている。 ・電力を直接的に充放電することで変動抑制を行うことができる。 ・蓄電池（鉛、LiB、NH）は比較的容量が大きく、容量当たりの価格が安価であり、主に長周期変動対策用として用いられる。充放電率に制約があるため、瞬間的な出力の大きさが応じた容量を必要とする。 ・エネルギー貯蔵装置（EDLC、LiC、FWG）は比較的容量が少なく、容量当たりの価格が高価であり、主に短周期変動対策用として用いられる。充放電率に殆ど制約がないため、要求に応じて出力することができる。 ・システム構成にもよるが、ミリ秒オーダーの高速制御も可能である。
②造水装置	<p>海水淡水化装置等の動力を用いて積極的な消費電力制御による変動吸収。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・エネルギー変動抑制としての利用が研究されている。実用化は未だない。 ・沖縄離島では逆浸透膜（RO）方式が採用されている。 ・変動吸収の実装のためには、ポンプ制御インバータの増設が必要である。 ・急激な変動吸収によるポンプ動力の変化により、水系に圧力変動を与えるため、逆浸透膜（RO）が急速に劣化（通常の10倍以上）し、水道事業の採算性を損ねる懸念があるため、緩慢な長周期変動対策であれば可能。 ・上記の場合であっても水道事業としてのタンク水位制約があり、水位を維持するための計画制御が必要不可欠である。 ・需要家のインセンティブ（協力費）などの制度上の課題が多い。
③揚水発電	<p>農業用集水池及び貯水池を用いて揚水ポンプ（小水力発電）にて変動吸収。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・下池となる集水地と、上池となる貯水池（ファームポンド）を利用して、農業用水による位置エネルギーとして、エネルギー変動を吸収する。 ・離島で用いるためには、小型化が必要であり、通常ポンプと小水力発電を組み合わせたタンデム方式が有利である。但し、小型タンデム方式の実用化が未だない。（大規模なものは多くのダム等で実用化されている） ・長周期変動対策が可能であり、エネルギー貯蔵量は貯水池容量に比例。 ・導水管路を設ける必要があるため、導入費用は高額になる可能性がある。 ・需要家のインセンティブ（協力費）などの制度上の課題が多い。
④需要負荷	<p>家庭等の給湯器や空調を用いて電圧変動吸収や余剰電力対策を行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・エネルギー変動抑制としての利用が研究されている。実用化は未だない。 ・需要家のインセンティブ（協力費）などの制度上の課題が多い。 ・可制御負荷として装置の開発や普及の目途が立っていない。
⑤電気自動車	<p>電気自動車を用いて、電圧変動吸収や余剰電力対策を行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・エネルギー変動抑制としての利用が研究されている。実用化は未だない。 ・需要家のインセンティブ（協力費）などの制度上の課題が多い。 ・普及の目途が立っていない。

<検討に用いた蓄電池>

離島電業所での導入実績が多く、産業用蓄電池として実績が長い鉛蓄電池を選択。

鉛蓄電池をコンテナに搭載し、増設等が容易な方法を選択。

鉛蓄電池のエネルギー密度及び効率、充放電効率は他の蓄電池に比べ低いため、比較的多くの容量及び設置面積が必要。→他の蓄電池は今回計画面積以下で設置可能。



<DEG 代替又は主電源としての蓄電池システムに必要な機能実装(案)>

機能	機能の具体的内容	必要性
① 遠方操作機能 (電源供給力機能)	発電所制御室からシステムの状態を監視し、ON/OFF 操作、以降の各種機能のパラメータ設定、出力値入力(設定した固定出力値 kW...出力変動抑制と同時に進行)による充電/放電の操作が可能であること。	必須
② 再エネ出力変動抑制機能 (ΔP 制御)	発電所に集約された再エネ設備の出力変動を捉え、予め入力した出力変化目標値(非線形)からの偏差を制御周期数 100 ミリ秒以下で解消し、その変動を抑える。なお、各々の制御にはフィルター処理による不感帯領域、及びリミッター処理を設定できるものとする。	必須
③ 系統周波数変動抑制機能 (Δf 制御)	系統周波数を監視し、基準周波数(60Hz)からの偏差を制御周期数 100 ミリ秒で解消し、その変動を抑える。なお、各々の制御にはフィルター処理による不感帯領域、及びリミッター処理を設定できるものとする。	必須
④ 無効電力制御	設定した無効電力の放出(ΔQ 制御)。及び母線電圧を監視し設定値となる様、自動制御する。(ΔV 制御) 地絡事故時を想定して、システムに付設する適切な調相設備(同期調相機など)を追加する。	必須
⑤ DEG バックアップ機能	各 DEG 出力を監視し、設定された DEG の出力上限値/下限値に抵触する際に、アラーム及び操作指令(上限→DEG 並列不足、下限→DEG 並列過剰)を警報動作し、DEG 操作による警報解除まで蓄電池による充放電補償を行う。なお、DEG トリップ時(DEG 複数台運転中の場合)も同様とする。	必須
⑥ 瞬時連系モード切替	通常システムは系統連系モードにて並入するが、全 DEG の計画停止又はトリップ停止の際(系統並列した DEG が全て無くなる場合)に、瞬時(20 ミリ秒以下...但し系統条件に合わせる)で自立運転モードに切替え、系統事故にならないよう、制御するとともに、システム単独で系統維持する。また、DEG が起動・並入する際は自立運転モードから瞬時に系統連系モードに切替える。	必須
⑦ 常時 SOC 管理機能	瞬時瞬時の蓄電池 SOC を把握し、予め入力した基準 SOC 値に近づくよう、所定の変化率にて充放電管理する。(変動抑制量に重畳)	必須
⑧ 再エネ出力制限値指令 (再エネ最大利用)	各 DEG 出力、各再エネ出力、蓄電池 SOC 等を監視し、基本的には再エネ最大利用を図るために充放電制御を行う。但し、SOC 上限到達など必要に応じて各再エネ設備に対して出力制限値指令を行う。(但し、発令条件は各系統条件に合わせて設定する。基本的には風力発電を優先とする)	必須
⑨ DEG 効率運用機能	各 DEG 出力を監視し、予め入力した各 DEG 最適出力値に近づくよう、充放電指令値に重畳してバイアスをかける。(但し、経済負荷配分機能(EDC)とは異なる)	適宜
⑩ INV 運転管理機能	導入された各 INV に稼働順位を設定(INV 更新時には任意変更可)し、稼働する INV の多くがより定格出力に近づくように制御する。なお、基本的に複数台 INV 間の無効循環電流(横流)の補償機能を実行すること。	適宜

2 再エネ導入に伴う PCS の最適定格値 (kW) 検討 (短周期変動対策)

(1) 粟国島

欠測データがない 2009 年のデータを用いて解析を実施。

- ・系統負荷：粟国島 (2008. 4. 1～2012. 3. 31) の 1 時間値データを基に毎定時の 5 年間平均
- ・風速データ：2009 年久米島データ (1 分値) ※台風による影響はない
- ・日射量データ：2009 年那覇データ (1 分値)
- ・太陽光発電：1000kW, 2000kW
- ・風力発電：550kW (275kW×2 基) …可倒式風車の発電機定格容量にて試算
- ・蓄電池容量：6.0MWh

これらの条件から PCS の必要最低容量 (kW) の目安を表 1.1 に示す。

表 7-1 PV+WT 同時性考慮した場合の PCS 出力 (kW)

	PV(kW)	WT(kW)	最大変化幅 (kW)	最大変化幅/RE 定格 (%)
①	1000	0	693	69%
②	2000	0	1170	59%
③	0	550	533	97%
④	1000	550	787	51%
⑤	2000	550	1540	60%

表 7-1 の④及び⑤の結果は PV 及び WT の時刻同時性を考慮した場合の PCS 出力最大変化幅で、50～60% の変化割合である。そのため PCS の必要最低定格は PV+WT の定格の 60% 程度といえる。

また、時刻同時性を考慮せず、PV と WT の最大変化幅が重畳する可能性を考慮すると、以下の表 7-2 のようになる。本結果より、導入される RE 定格 (PV+WT) の約 80% 程度の PCS 定格が必要といえる。

表 7-2 PV+WT 出力変化が重畳した場合の PCS 出力 (①+③、②+③)

	PV(kW)	WT(kW)	変化幅 (kW)	最大変化幅/RE 定格 (%)
④	1000	550	1226	79%
⑤	2000	550	1703	67%

(2) 渡名喜島

欠測データがない 2009 年のデータを用いて解析を実施。

- ・系統負荷：渡名喜島 (2008. 4. 1～2012. 3. 31) の 1 時間値データを基に毎定時の 5 年間平均
- ・風速データ：-
- ・日射量データ：2009 年那覇データ (1 分値)
- ・太陽光発電：1100kW, 1700kW
- ・風力発電：なし
- ・蓄電池容量：4.5MWh

表 7-3 PV 変動による PCS 出力 (kW)

	PV(kW)	WT(kW)	変化幅 (kW)	最大変化幅/RE 定格 (%)
①	1100	0	678	62%
②	1700	0	1153	68%

(3) 久米島

久米島については再エネ候補地の選定がなされておらず、RE 導入比率が不明であるため、具体的に至っていない。

(4) 北大東島

2009～2011 年のデータにはいずれも欠測があるため、直近のデータである 2011 年データを用いて解析を実施。

- ・系統負荷：北大東島(2008. 4. 1～2012. 3. 31)の 1 時間値データを基に毎定時の 5 年間平均
- ・風速データ：2011 年南大東島データ (1 分値)
 ※台風時はデータ除外。(台風 6 号 7/14～20、台風 9 号 7/31～8/7、台風 12 号 8/27～9/3、台風 14 号 9/7～11、台風 15 号 9/11～20)
- ・日射量データ：2011 年南大東島データ (1 分値)
- ・太陽光発電：1500kW, 2500kW
- ・風力発電：550kW (275kW×2 基) …可倒式風車の発電機定格容量にて試算
- ・蓄電池容量：7.5MWh

表 7-4 PV+WT 同時性考慮した場合の PCS 出力 (kW)

	PV(kW)	WT(kW)	最大変化幅(kW)	最大変化幅/RE 定格(%)
①	1500	0	822	55%
②	2500	0	1659	66%
③	0	550	455	83%
④	1500	550	1195	58%
⑤	2500	550	1995	65%

表 7-5 PV+WT 出力変化が重畳した場合の PCS 出力(①+③、②+③)

	PV(kW)	WT(kW)	変化幅(kW)	最大変化幅/RE 定格(%)
④	1500	550	1277	62%
⑤	2500	550	2114	69%

(5) 南大東島

2009～2011 年のデータにはいずれも欠測があるため、直近のデータである 2011 年データを用いて解析を実施。

- ・系統負荷：南大東島(2008. 4. 1～2012. 3. 31)の 1 時間値データを基に毎定時の 5 年間平均
- ・風速データ：2011 年南大東島データ (1 分値)
 ※台風時はデータ除外。(台風 6 号 7/14～20、台風 9 号 7/31～8/7、台風 12 号 8/27～9/3、台風 14 号 9/7～11、台風 15 号 9/11～20)
- ・日射量データ：2011 年南大東島データ (1 分値)
- ・太陽光発電：1000kW, 3000kW
- ・風力発電：550kW (275kW×2 基) …可倒式風車の発電機定格容量にて試算
 1000kW (1 基)
- ・蓄電池容量：9.0MWh

表 7-6 PV+WT 同時性考慮した場合の PCS 出力 (kW)

	PV(kW)	WT(kW)	最大変化幅(kW)	最大変化幅/RE 定格(%)
①	1000	0	795	80%
②	3000	0	1675	56%
③	0	1550	1028	66%
④	1000	1550	1376	54%
⑤	3000	1550	2735	60%

表 7-7 PV+WT 出力変化が重畳した場合の PCS 出力(①+③、②+③)

	PV(kW)	WT(kW)	変化幅(kW)	最大変化幅/RE 定格(%)
④	1000	1550	1823	71%
⑤	3000	1550	2703	59%

(6) 多良間島

欠測データがない 2009 年のデータを用いて解析を実施。

- ・系統負荷：多良間島(2008. 4. 1～2012. 3. 31)の 1 時間値データを基に毎定時の 5 年間平均
- ・風速データ：2010 年宮古島データ (1 分値)
- ・日射量データ：2010 年宮古島データ (1 分値)
- ・太陽光発電：1000kW, 2500kW
- ・風力発電：1100kW (275kW×4 基) ……可倒式風車の発電機定格容量にて試算
- ・蓄電池容量：7.5MWh

表 7-8 PV+WT 同時性考慮した場合の PCS 出力 (kW)

	PV(kW)	WT(kW)	最大変化幅(kW)	最大変化幅/RE 定格(%)
①	1000	0	663	66%
②	2500	0	1544	62%
③	0	1100	896	81%
④	1000	1100	1134	54%
⑤	2500	1100	2199	61%

表 7-9 PV+WT 出力変化が重畳した場合の PCS 出力(①+③、②+③)

	PV(kW)	WT(kW)	変化幅(kW)	最大変化幅/RE 定格(%)
④	1000	1100	1559	74%
⑤	2500	1100	2440	68%

(7) 波照間島

欠測データがない 2011 年のデータを用いて解析を実施。

- ・系統負荷：波照間島(2008. 4. 1～2012. 3. 31)の 1 時間値データを基に毎定時の 5 年間平均
- ・風速データ：2011 年石垣島データ (1 分値)
- ・日射量データ：2011 年石垣島データ (1 分値)
- ・太陽光発電：800kW, 1600kW
- ・風力発電：550kW (275kW×2 基) ……可倒式風車の発電機定格容量にて試算
- ・蓄電池容量：7.5MWh

表 7-10 PV+WT 同時性考慮した場合の PCS 出力 (kW)

	PV(kW)	WT(kW)	最大変化幅(kW)	最大変化幅/RE 定格(%)
①	800	0	444	56%
②	1600	0	1027	64%
③	0	550	457	83%
④	800	550	775	57%
⑤	1600	550	1332	62%

表 7-11 PV+WT 出力変化が重畳した場合の PCS 出力(①+③、②+③)

	PV(kW)	WT(kW)	変化幅(kW)	最大変化幅/RE 定格(%)
④	800	550	901	67%
⑤	1600	550	1484	69%

(8) 与那国島

欠測データがない 2011 年のデータを用いて解析を実施。

- ・系統負荷：与那国島(2008.4.1～2012.3.31)の1時間値データを基に毎定時の5年間平均
- ・風速データ：2011年与那国島データ(1分値)
- ・日射量データ：2011年石垣島データ(1分値)
- ・太陽光発電：0kW, 4000kW
- ・風力発電：1200kW(600kW×2基)
2000kW(1000kW×2基)
- ・蓄電池容量：12.0MWh

表 7-12 PV+WT 同時性考慮した場合の PCS 出力 (kW)

	PV(kW)	WT(kW)	最大変化幅(kW)	最大変化幅/RE 定格(%)
①	4000	0	2059	51%
②	0	3200	2405	75%
③	4000	3200	3795	53%

(9) その他

<台風除外日の考え方>

⇒可倒式風車の停止判断：台風の進路予測に基づいて4日目に倒す処置を実施

可倒式風車の起動判断：風速10m以下となった場合に起動

※暴風域圏内の前後1週間程度風車は停止する。

⇒台風時は風速が早いため25m/s以上となり、カットアウトが動作し、出力変動の度合いが増加する。そのためバッテリーのインバータ容量(kW)の選定に多大な影響を及ぼすことから台風時は除外する必要がある。

(10) 検討結果

蓄電池 PCS 出力は、導入される再エネ(太陽光発電及び風力発電)の合計容量の80%相当とした。

3 蓄電池の設置可能性検討

株式会社 沖縄エネテック

需給バランスシミュレーションに基づく概略計画
小規模離島における全エネルギー再生可能エネルギー化可能性調査事業

事前検討結果に基づく出力規模

離島名	年間需要 MWh	再生投入率 %	風力発電		太陽光発電		合計		系統安定化装置		再エネ投入率を達成するための導入規模		蓄電池 40ftコンテナ 台数				
			導入規模 kW	基数 基	発電量 MWh	導入規模 kW	発電量 MWh	発電量 MWh	発電量 MWh	既設 kW	新設 kW	既設 m ²		新設 m ²	既設 kW	新設 kW	
栗国島	4,300	50%級	490	2	1,000	1,000	1,100	2,100	2.0	6.0	0	490	6,000	0	1,000	10,000	8
渡名喜島	2,200	70%級	栗国島の意向により太陽光MWが最大。親島点で70%は困難。 立地制約が多く、風力及び太陽光の設置は困難。														
久米島	53,000	30%級	4,000	4	8,000	8,000	8,000	16,000	5.0	15.0	0	4,000	20,000	1,500	6,500	65,000	19
		50%級	6,000	6	13,000	15,000	16,000	29,000	15.0	45.0	0	6,000	30,000	1,500	13,500	135,000	54
		70%級	8,000	8	17,000	20,000	21,000	38,000	30.0	60.0	0	8,000	40,000	1,500	18,500	185,000	71
北大東島	4,600	50%級	490	2	900	1,500	1,600	2,500	2.5	7.5	0	490	6,000	140	1,360	13,600	10
		70%級	490	2	900	2,500	2,600	3,500	2.5	7.5	0	490	6,000	140	2,360	23,600	10
南大東島	9,300	50%級	1,490	3	3,500	1,000	1,100	4,600	3.0	9.0	490	1,000	5,000	0	1,000	10,000	12
		70%級	1,490	3	3,500	3,000	3,200	6,700	3.0	9.0	490	1,000	5,000	0	3,000	30,000	12
多良間島	5,700	50%級	980	4	1,700	1,000	1,100	2,800	2.5	7.5	0	980	12,000	250	750	7,500	10
		70%級	1,000	1	1,900	750	800	2,700	2.5	7.5	0	1,000	5,000	250	500	5,000	10
波照間島	3,600	50%級	980	4	1,700	2,500	2,600	4,300	2.5	7.5	0	980	12,000	250	2,250	22,500	10
		70%級	1,000	1	1,900	2,250	2,400	4,300	2.5	7.5	0	1,000	5,000	250	2,000	20,000	10
与那国島	18,800 (H28)	50%級	490	2	900	800	800	1,700	2.0	7.5	490	0	0	0	800	8,000	10
		70%級	490	2	900	1,600	1,700	2,600	2.0	7.5	490	0	0	0	1,600	16,000	10
		50%級	3,200	2	9,800	0	0	9,800	4.0	12.0	1,200	2,000	10,000	150	0	0	16
		70%級	3,200	2	9,800	4,000	4,200	14,000	4.0	12.0	1,200	2,000	10,000	150	3,850	38,500	15

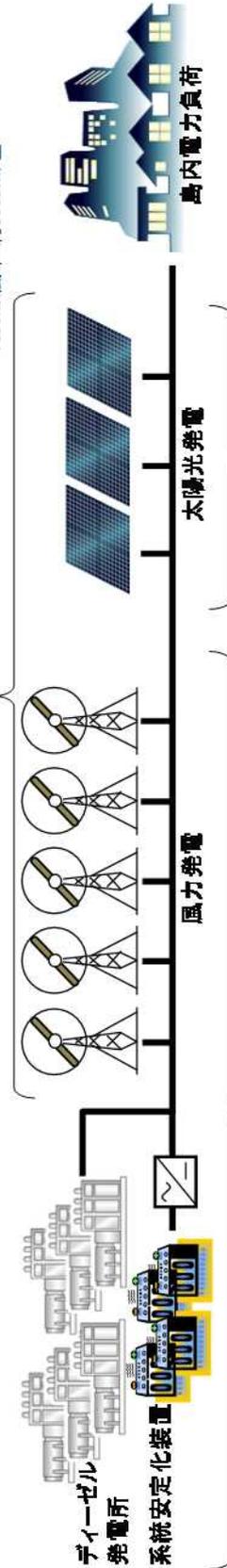
※PV10kW以上
※1基毎の設定面積の合計
245kW風車=約3000m²/基
1000kW風車=約5000m²/基

※INV容量は概略検討結果

INV分
1台追加

システム構成イメージ

離島自治体の所有地に設置



沖縄電力株式会社が主体として実施
(系統安定化装置については沖縄県の導入補助が前提)

離島自治体を主体とする発電事業者

(1) 粟国島

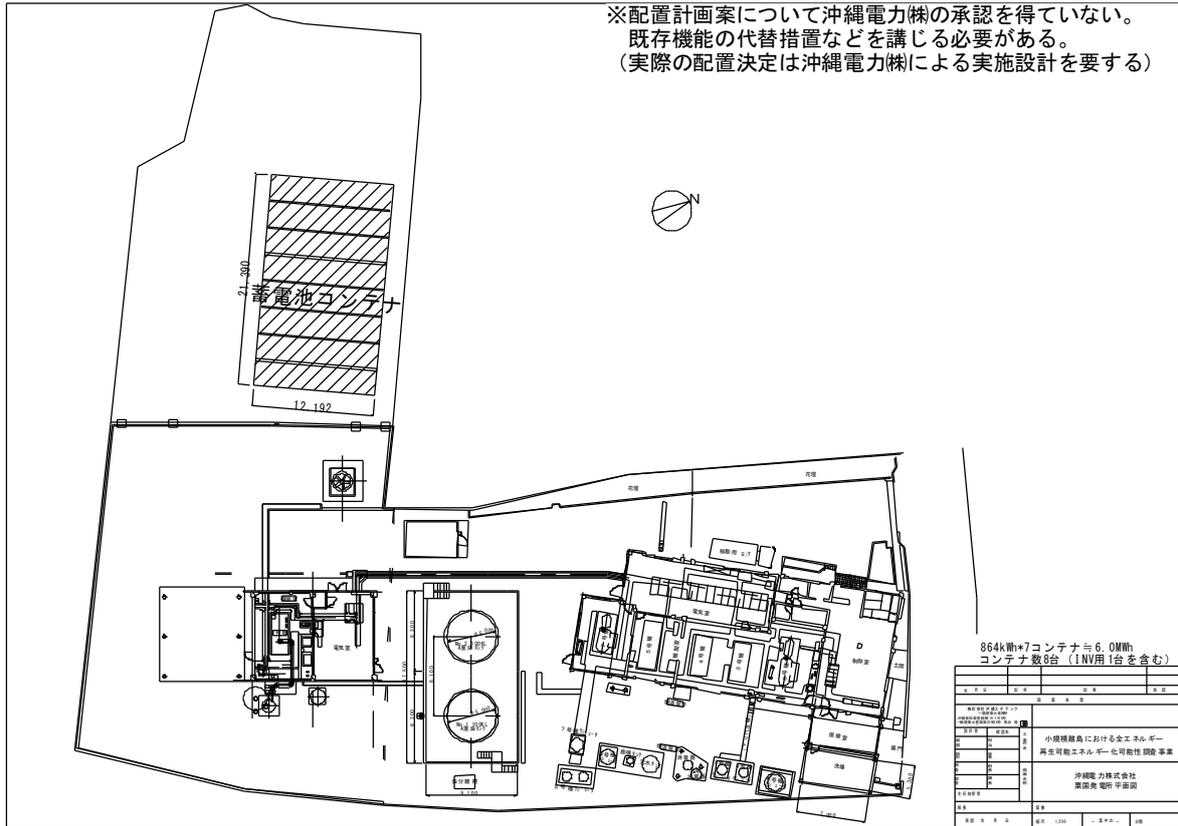


図 7-1 粟国電業所

(2) 渡名喜島

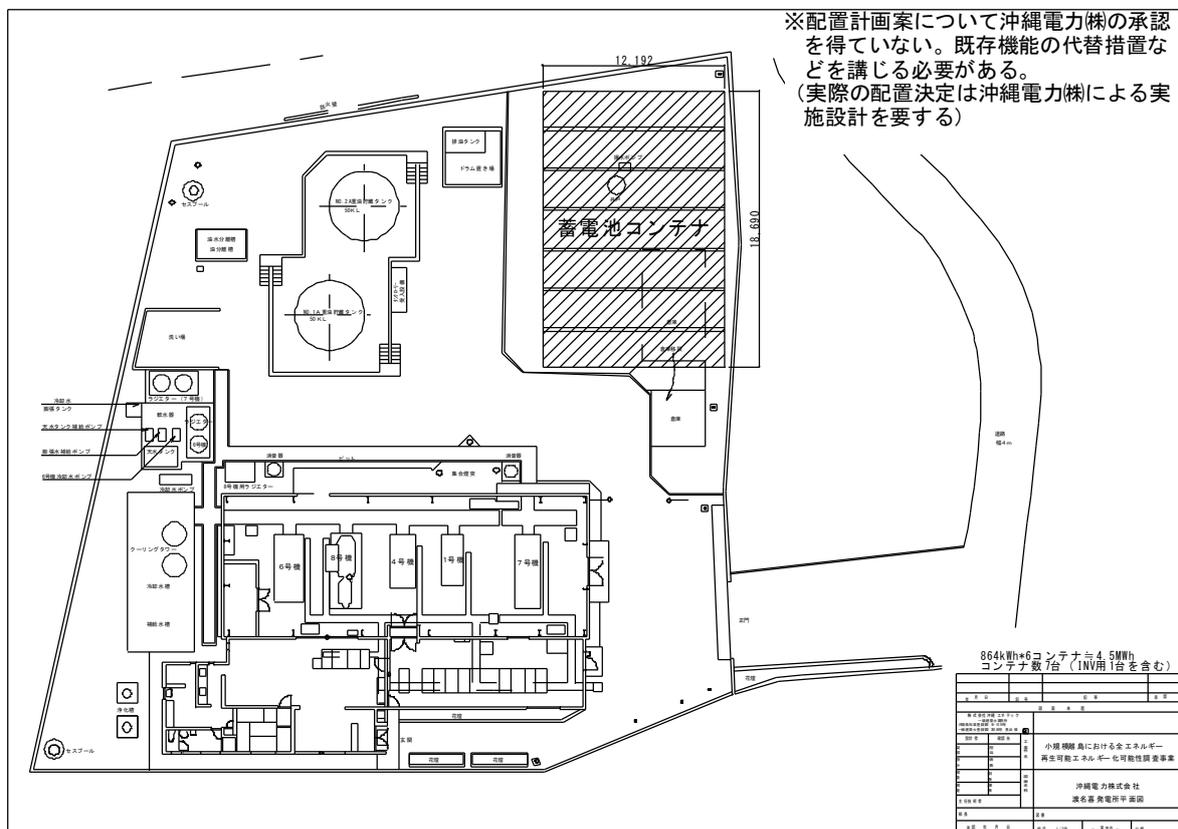


図 7-2 渡名喜電業所

(3) 久米島

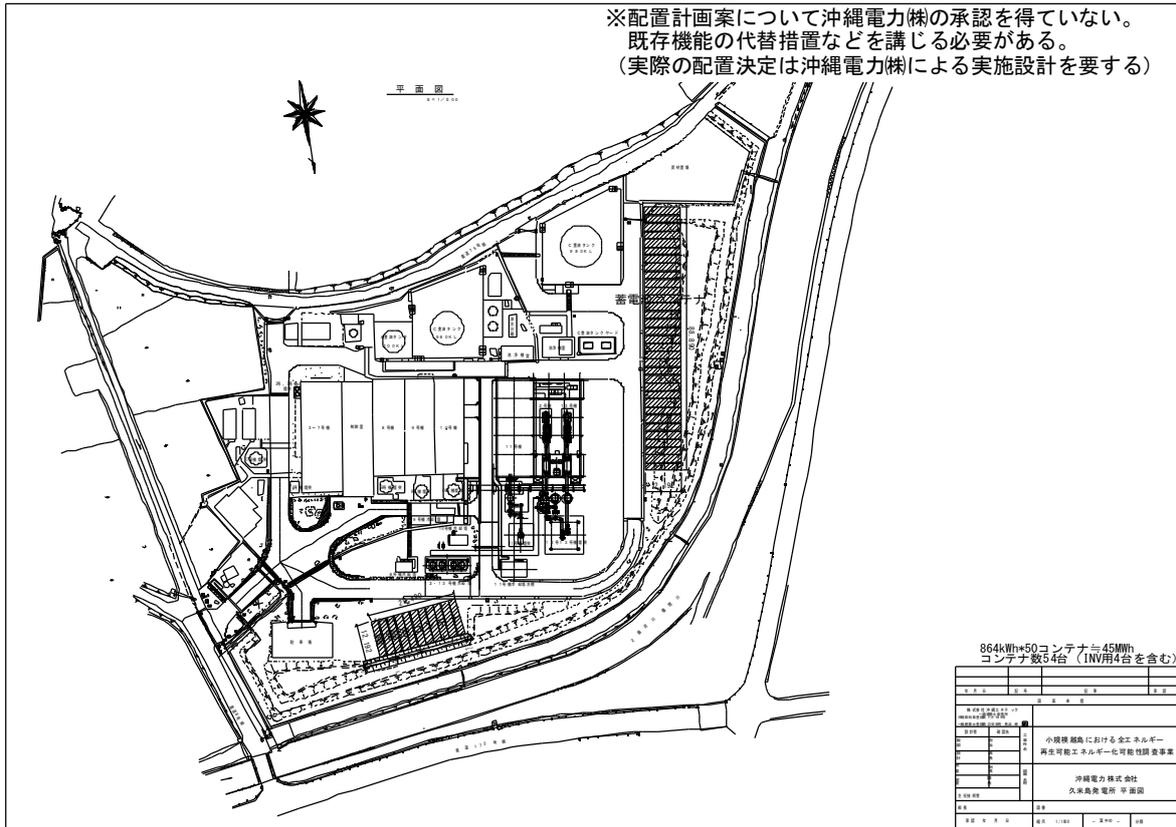


図 7-3 久米島発電所

(4) 北大東島

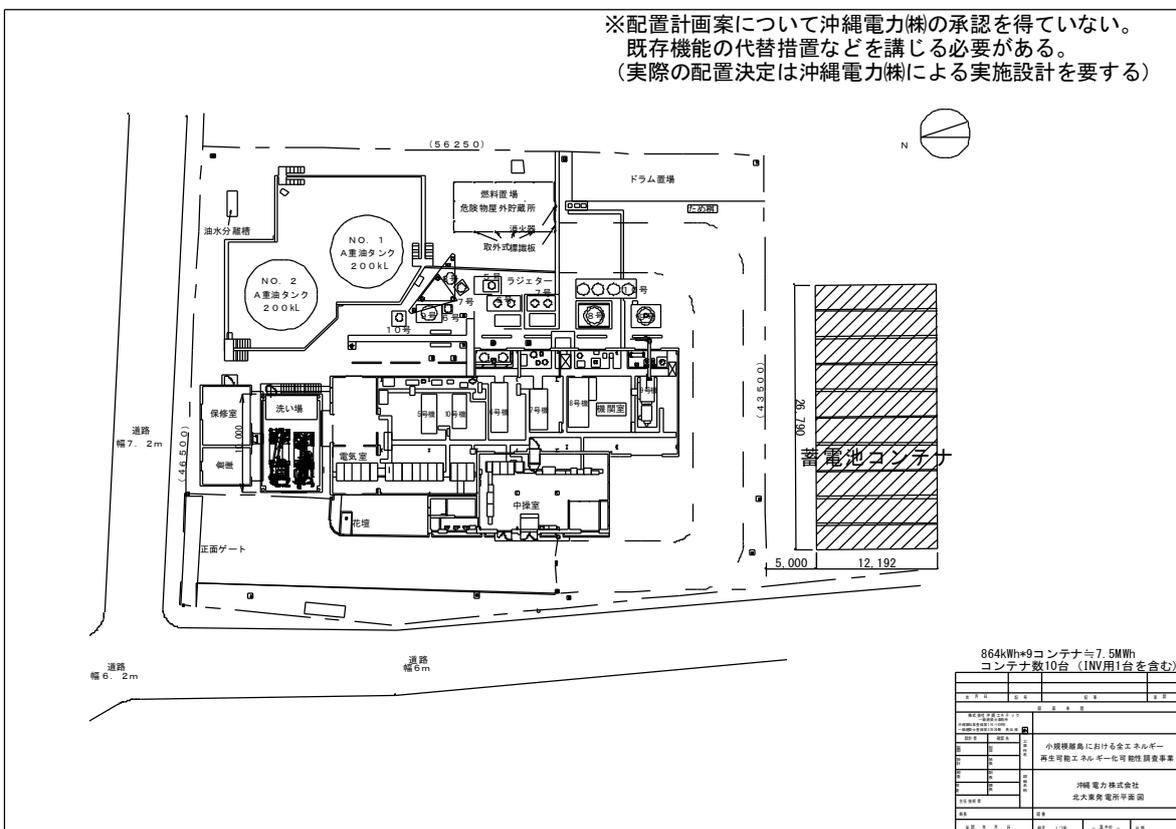


図 7-4 北大東電業所

(5) 南大東島

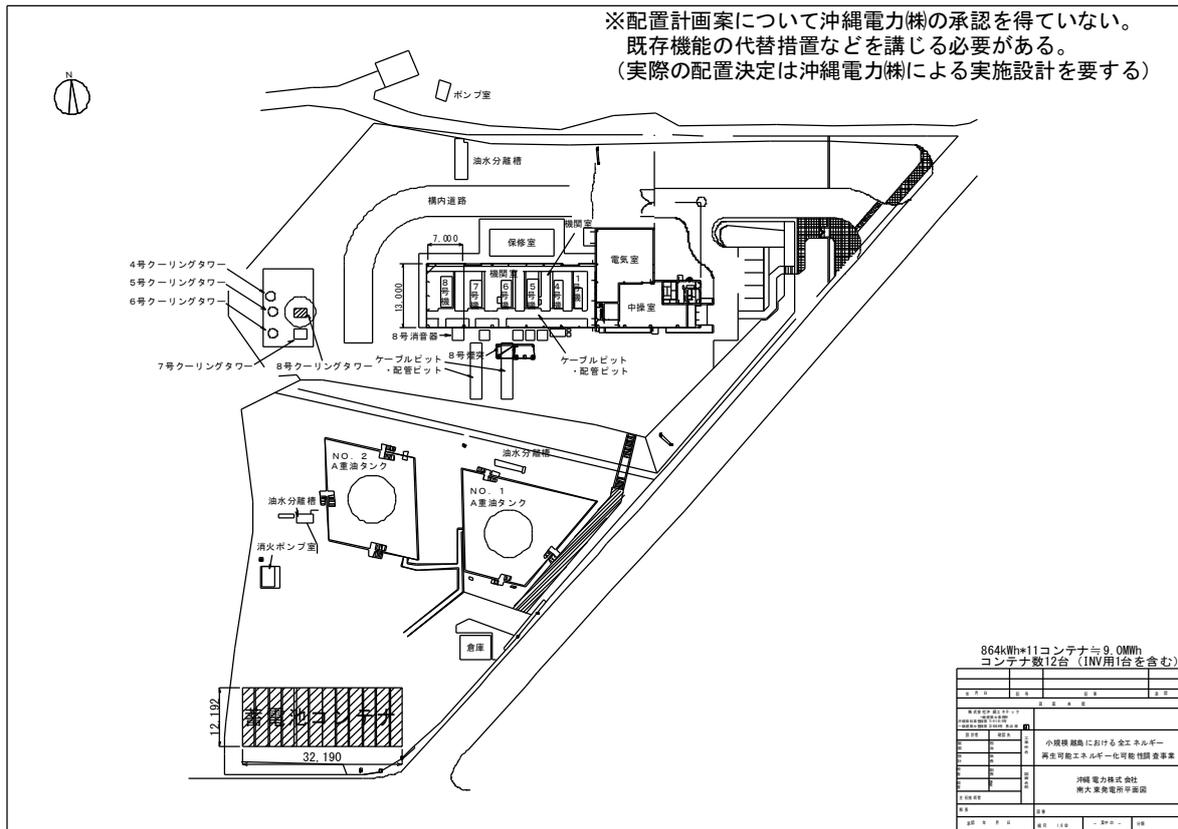


図 7-5 南大東電業所

(6) 多良間島

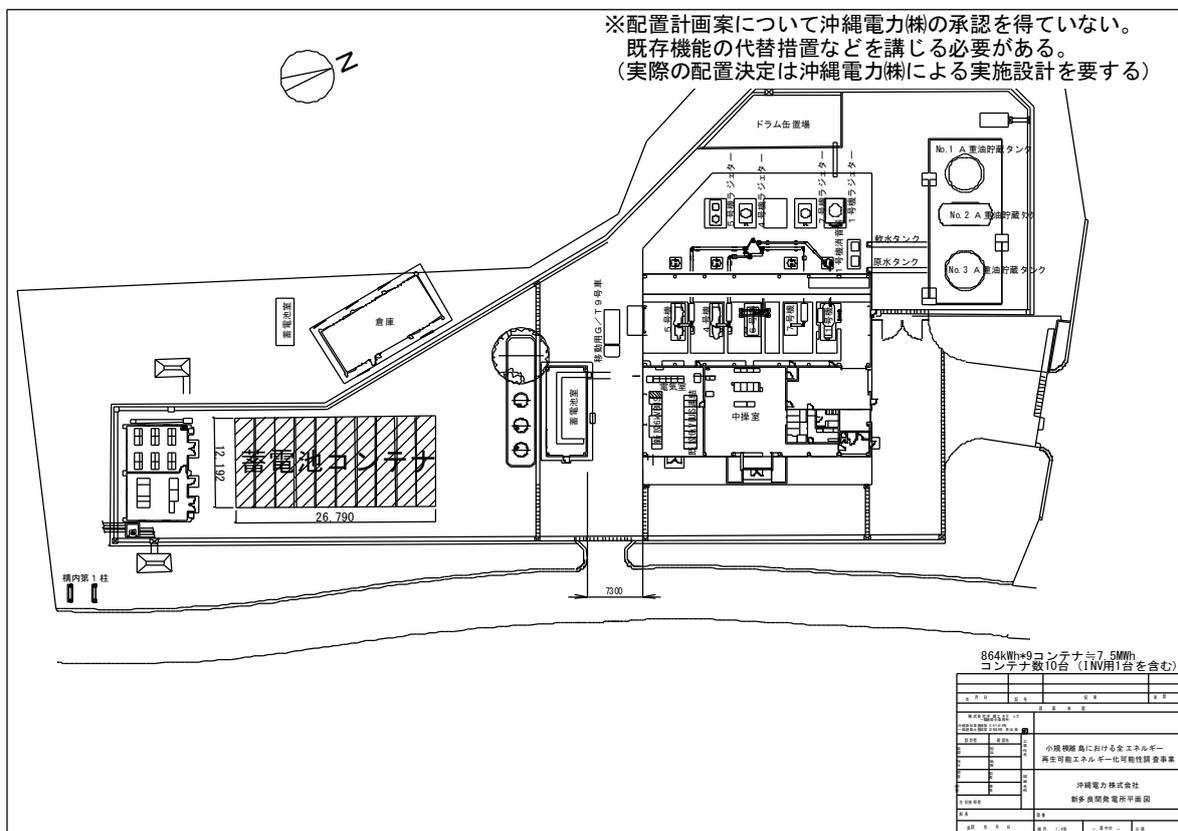


図 7-6 多良間電業所

(7) 波照間島

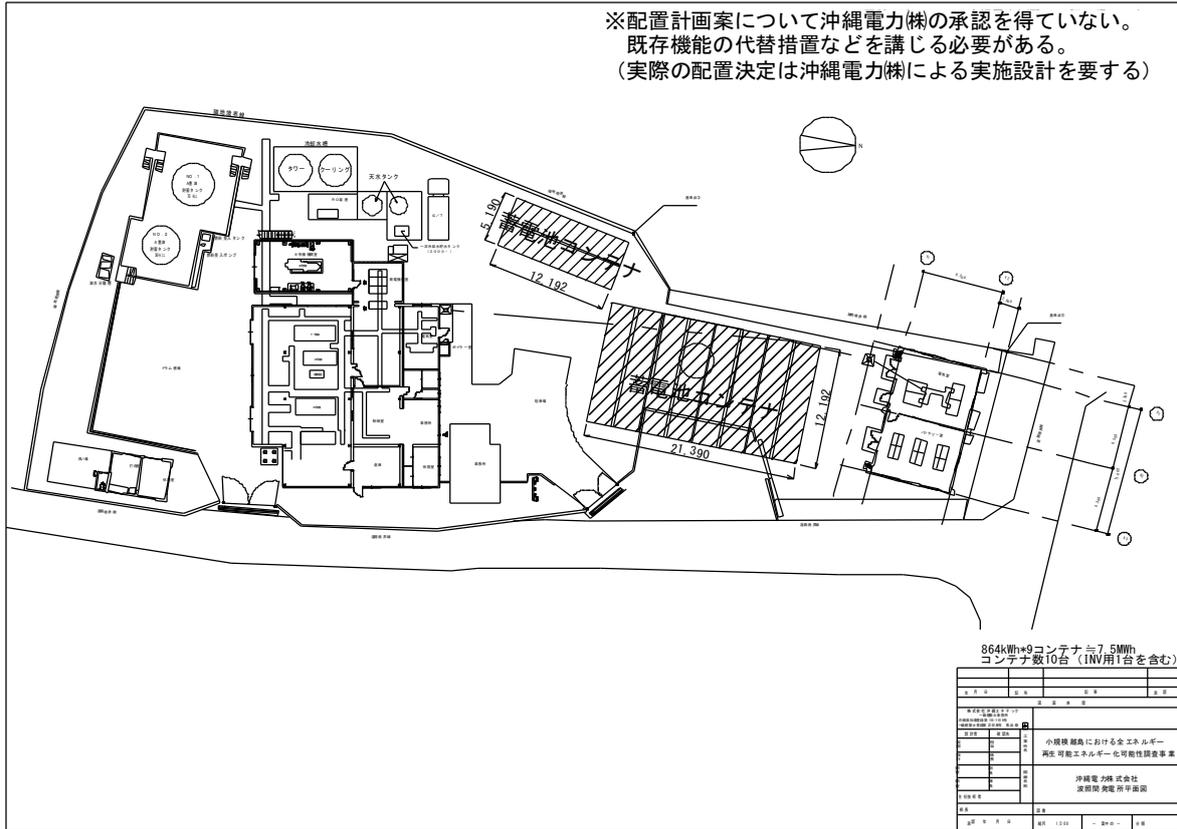


図 7-7 波照間電業所

(8) 与那国島

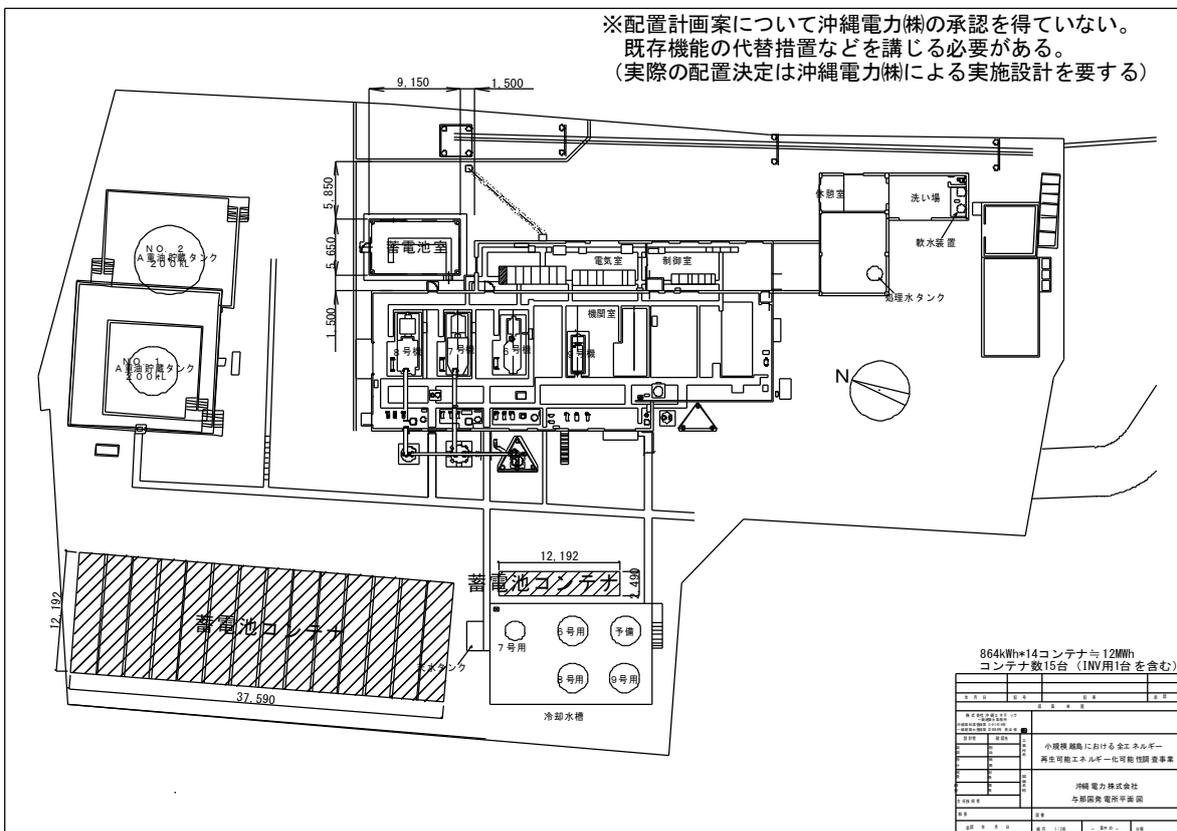


図 7-8 与那国電業所