

修士論文

小規模離島系統における海水淡水化装置と 蓄電池を用いた需給調整容量拡大手法

A Novel Method for Enhancement of System Regulating Capacity
by using Seawater Desalination Plant and Battery Energy Storage System
in a Small Island Power System

平成23年2月8日提出

指導教員

横山 明彦 教授

東京大学大学院

新領域創成科学研究科 先端エネルギー工学専攻

47-096088

吉原 徹

内容梗概

近年の地球温暖化問題や NOx, SOx 排出による環境問題への意識の高まりから、風力発電や太陽光発電などの再生可能エネルギー電源の電力系統への導入が強く望まれている。しかしながらこれらの電源は発電出力が気候に強く依存し、安定な電力供給という観点においては、再生可能エネルギー電源の系統への大量導入は困難であるというのが現状である。このような電源と協調して安定した電力供給を行うためには、如何にして再生可能エネルギー電源の出力変動補償を行っていくかが重要である。本来この役目は既存系統の出力可制御電源（火力発電、揚水発電 etc）が行うべきであるが、再生可能エネルギー電源の大量導入という課題を克服するには、既存の可制御電源の調整のみでは不十分であり、現在新たな対応策が求められている。このような背景が、日本電力業界において「日本型スマートグリッド」を進める 1 つの大きな原動力となっている。

風力発電や太陽光発電などの再生可能エネルギー電源への導入が望まれているのは大規模系統だけでなく、離島のような小規模系統でも同様であるのは言うまでもない。とりわけ離島系統では電力供給にディーゼル発電機を用いていることが多く、その燃料輸送にコストがかかることから、燃料費削減のために大規模系統に比べ再生可能エネルギー電源導入の要望は極めて強い。

離島系統への再生可能エネルギー電源の大量導入に向けて、本研究では系統内の既存の負荷機器の消費電力制御によって再生可能エネルギー電源の出力変動補償を行うことを提案する。系統内の負荷機器において、その消費電力を系統運用のために制御しても、機器運用や利便性に影響を与えない機器を可制御負荷と呼ぶ。可制御負荷の研究としては電気自動車やヒートポンプ給湯器を扱ったものが盛んであるが、本研究では「海水淡水化装置」に着目し、海水淡水化装置による電力系統運用への貢献手法について様々な研究を行った。

また本論文では蓄電池容量算出手法として、状態遷移確率行列を用いた手法を提案する。これまでの研究手法はモンテカルロシミュレーションを用いたものが多いが、本研究の提案手法では、需給バランスが満たされるかどうかを確率として評価する。本提案手法では現実的な確率で起こりうる事象も、稀頻度で起こりうる事象も同時に評価可能であり、また蓄電池容量の評価において kW 容量と kWh 容量の独立評価が可能となる。

目次

第 1 章	序論	- 1 -
1.1.	離島への再生可能エネルギー電源の導入	- 1 -
1.2.	電力系統の需給運用	- 1 -
1.3.	離島系統と大規模系統の違い	- 3 -
1.4.	再生可能エネルギー電源導入時に発生する問題点	- 4 -
1.5.	再生可能エネルギー電源導入による諸問題の解決方法	- 6 -
1.6.	可制御負荷	- 6 -
1.7.	再生可能エネルギー電源導入に向けた日本国内の取り組み	- 7 -
1.8.	本論文の構成	- 8 -
第 2 章	海水淡水化装置	- 9 -
2.1.	海水淡水化装置とは	- 9 -
2.2.	可制御負荷としての海水淡水化装置	- 11 -
2.3.	本研究の目的	- 12 -
第 3 章	シミュレーションモデル	- 13 -
3.1.	モデル系統	- 13 -
3.2.	需給解析シミュレーション手法	- 13 -
3.3.	発電機の起動停止問題と経済負荷配分制御	- 14 -
3.4.	短周期調整容量の考慮	- 15 -
3.5.	周波数解析モデル	- 18 -
3.6.	等価発電機モデル	- 19 -
3.7.	ディーゼル発電プラントモデル	- 19 -
3.8.	EDC&AFC モデル	- 19 -
3.9.	風力発電プラントモデル	- 20 -
3.10.	フライホイール蓄電装置モデル	- 22 -
3.11.	変動モデル	- 23 -
3.12.	海水淡水化装置モデル	- 23 -
3.13.	海水淡水化装置の導入規模に関する考察	- 25 -
第 4 章	海水淡水化装置を用いた需給調整容量拡大手法	- 28 -
4.1.	海水淡水化装置の制御目的	- 28 -
4.2.	経済性向上制御	- 28 -
4.3.	周波数安定性向上制御	- 29 -
4.4.	コンバインド制御	- 31 -
4.5.	シミュレーション条件	- 31 -

4.6.	シミュレーション結果と考察	- 33 -
4.7.	原水塩分濃度の違いによる経済性への影響の検討.....	- 38 -
第 5 章	海水淡水化装置消費電力制御による運用者利便性への影響の評価.....	- 41 -
5.1.	海水淡水化施設の運用者利便性	- 41 -
5.2.	既存の海水淡水化施設の運用方法	- 41 -
5.3.	系統運用貢献時の海水淡水化装置の緊急制御.....	- 42 -
5.4.	一般的な一日の水需要の変化	- 42 -
5.5.	貯水量制約違反予防制御	- 43 -
5.6.	貯水量制約違反予防制御の緩和	- 45 -
5.7.	シミュレーション条件	- 45 -
5.8.	シミュレーション結果	- 47 -
5.9.	貯水量制約違反予防制御の緩和による考察	- 50 -
5.10.	経済性の考察	- 53 -
第 6 章	状態遷移確率行列を用いた蓄電池容量算出手法	- 55 -
6.1.	再生可能エネルギー電源導入に必要な蓄電池容量算出方法	- 55 -
6.2.	状態遷移確率行列を用いた蓄電池蓄電量の状態遷移の表現	- 55 -
6.3.	蓄電池容量の計算手法	- 57 -
6.4.	蓄電池 kWh 容量と kW 容量の計算手法	- 57 -
6.5.	蓄電池 kWh 容量と kW 容量の独立評価	- 59 -
6.6.	計算結果の一例	- 60 -
6.7.	再生可能エネルギー電源の出力抑制	- 63 -
6.8.	三次元状態遷移行列を用いた状態遷移確率行列の計算手法	- 65 -
6.9.	蓄電池パッチワーク理論	- 67 -
第 7 章	結論.....	- 70 -
附録	- 71 -
A.	日本の海水淡水化施設一覧.....	- 71 -
参考文献	- 73 -
発表文献	- 75 -

第1章 序論

1.1. 離島への再生可能エネルギー電源の導入

日本には約 6800 もの離島が存在し、有人島はそのうち約 400 程である。現在の日本の電力系統運用においては離島にも大規模系統と同程度の品質の電力供給が行われている。

離島への電力供給方法に関しては 2 種類の方法、他系統との連系による方法と離島内で独立系統を形成する方法に大別できる。他系統との連系は文字通り、他の電力系統と連系し、海底ケーブルや架空送電などによって電力供給を行う方法である。自系統内に発電設備をほとんど持つ必要が無いといった一方で、他の電力系統とある程度近くなければならないという地理的な制約を持つ。この制約を満たせない場合には後者の独立系統を形成する方法となる。本研究では後者の独立系統を対象とする。このような独立系統は日本国内に 56 系統存在する(図 1.1-1)[1]。主に東京地区、九州地区、沖縄地区に存在する。

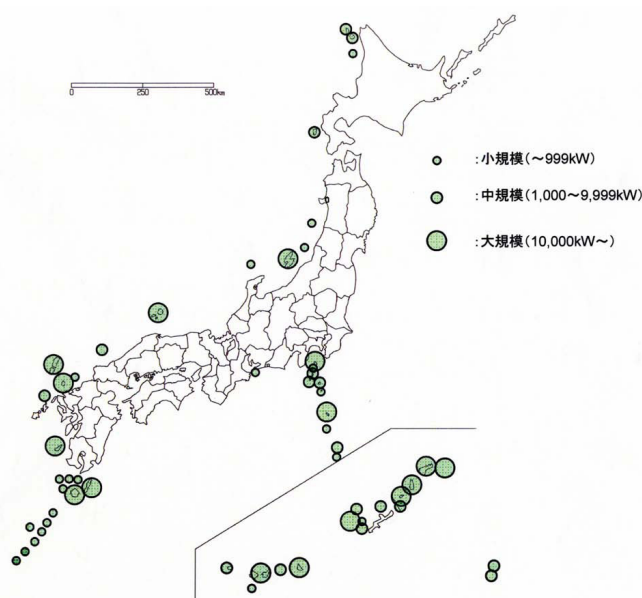


図 1.1-1. 日本の離島独立系統

1.2. 電力系統の需給運用

電力系統運用で用いられる発電機のほとんどは同期発電機であり、同期発電機の連系運転によって、我々は高品質な電力供給を受けている。

同期発電機の連系運転においては、系統周波数が非常に重要となる。ほとんどの場合、電力系統は交流系統であり、日本であれば東日本は 50Hz、西日本は 60Hz の電力が供給されている。電力は大容量の貯蔵が困難であることから、発電量と負荷量が瞬時瞬時で一致しなければならない。電力需給のアンバランス分は発電機の回転速度を変化させ、最終的に系統周波数を変動させる。一方、発電機には周波数偏差に伴うタービン翼の共振や給水ポンプの能力低下などにつながり、大幅な周波数変動の持続は、最終的には発電機の連鎖的な解列による大規模停電を引き起こすことになる。このため系統周波数は常に一定に保たれるように運用されなければならない。しかし需要家は電力を自由に使うことから、系統運用者は電力需要の変化（系統周波数の変化）に合わせた供給運用を行う必要がある[2]。

電力需要の変動には様々な変動周期の成分が含まれている。系統運用者は、発電機の特性を考慮し、大きく分けて「ガバナフリー制御」、「負荷周波数制御」、「経済負荷配分制御」の3種類の制御によって、電力需要変動に合わせた系統運用を行っている(図 1.2-1)。

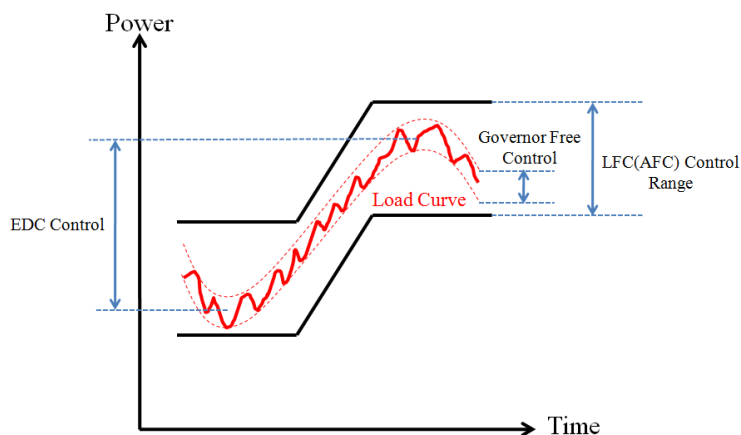


図 1.2-1. 発電機の出力量調整による周波数安定化制御

1). ガバナフリー制御

ガバナフリー制御は、需要変動の中で最も短周期の周波数変動を補償する制御である。発電機回転数を検出し、回転数偏差を打ち消すようにスピードガバナ(調速機)を制御することで配管の流量バルブを制御し、周波数変動を補償する[3] (図 1.2-2)。スピードガバナには機械式のものと電子式のものが存在する。

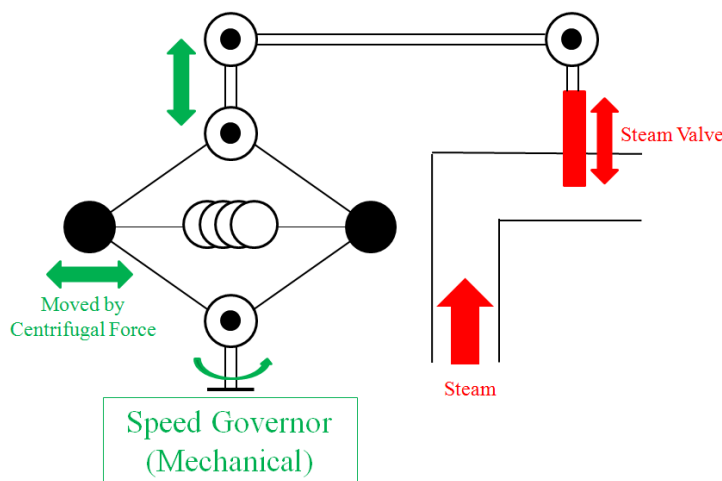


図 1.2-2. スピードガバナ

2). 負荷周波数制御

ガバナフリー制御のみでは定常的な周波数偏差が残ってしまうため、この偏差を補償する制御が負荷周波数制御(LFC : Load Frequency Control)や自動周波数制御(AFC : Automatic Frequency Control)である。負荷周波数制御の変動補償量の算出には次の2種類が存在する。

- 周波数変動や連系線潮流から、自系統内の正味の需給変動である地域要求量(AR : Area Requirement)を算出し、これを補償するように制御する。
- 周波数時計を用いて、一定期間内の周波数積算値を計測し、これを補償する。

3). 経済負荷配分制御

電力需要の最も長周期の変動成分の補償を行うのが経済負荷配分制御(EDC：Economic load Dispatching Control)である。長周期の電力需要は過去の実績等から予測可能であり、電力系統の安定かつ合理的な運用を目的に、最も経済的な運用になるように各発電所に負荷分担を行う制御である。

1.3. 離島系統と大規模系統の違い

離島系統と大規模系統の運用には様々な違いが見られるが、ここでは電力需要の傾向の違い、電源構成の違い、供給予備率の3種類についてそれぞれの違いを述べる。

まず電力需要の傾向の違いについて述べる。図 1.3-1 に大規模系統の電力需要、図 1.3-2 に離島系統の電力需要の一例を示す。大規模系統の場合、工場やビルなどの年負荷率(最大需要電力と平均需要電力の比)の大きい負荷の影響が大きい。このような負荷は昼間に大きく電気を使い、仕事が終わるような夕方には電力需要が減少するため、昼間に電力需要のピークを迎える傾向が強い(図 1.3-3)。しかし離島系統においては、工場やビルなどが少なく、住宅などが負荷やホテル、病院など年負荷率の小さい負荷の影響が大きい。また住宅などは夕方から夜間にかけて電力需要のピークを迎えることから、全体の電力需要のピークは昼間よりも夜間に現れる傾向がある。

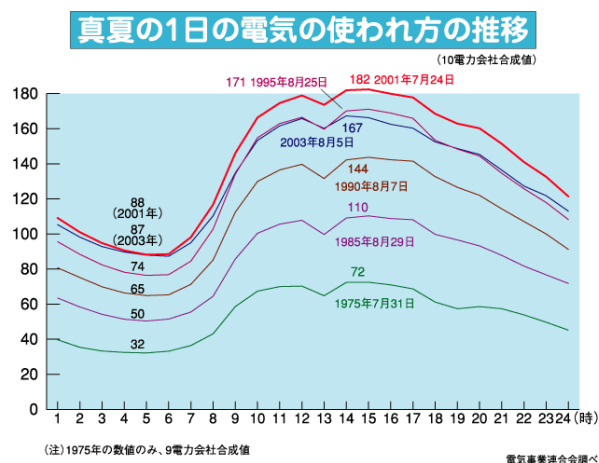


図 1.3-1. 大規模系統の電力需要の一例

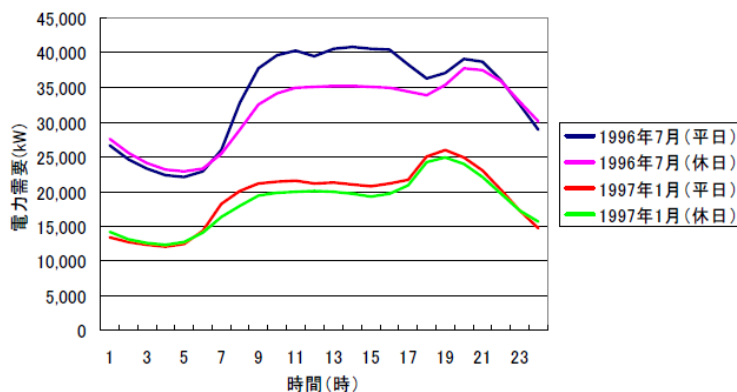


図 1.3-2. 離島系統の電力需要の一例

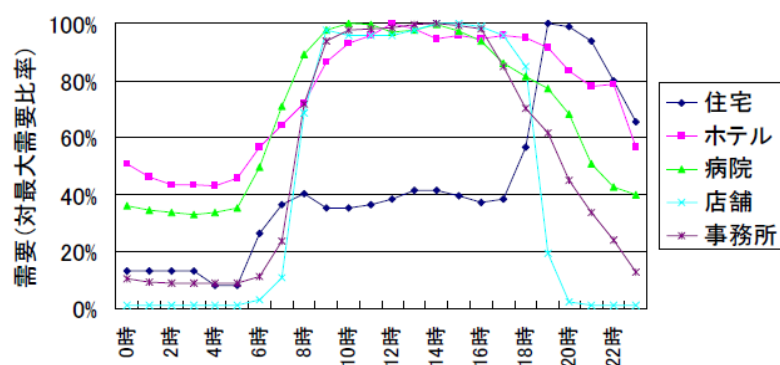


図 1.3-3. 業務用、住宅用負荷パターンの一例(夏期)

次に電源構成の違いについて述べる。大規模系統では原子力発電や流れ込み式水力発電をベース電源とし、石油火力やLNG火力、揚水発電などをミドル電源やピーク電源として用いる「電源のベストミックス」運用が行われているが、離島系統ではディーゼル発電機のみを用いている場合がほとんどである。

最後に供給予備率の違いについて述べる。表 1.3-1 は各電力会社の供給予備率を表にしたものである。ここでは供給予備率を、(発電設備容量－最大電力)/最大電力として定義する。沖縄電力の系統のほとんどは離島系統であり、その他の電力会社の値と比較すると供給予備率が極めて大きいことが分かる。これは、離島系統は元々発電機台数が少なく、メンテナンス時などに運用台数が不足しないように予め供給予備率を大きく確保しているためである。

表 1.3-1. 各電力会社の供給予備率

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10 社計
H16 年	20.8	10.0	12.6	11.2	13.0	11.6	13.6	13.4	15.2	42.3	13.0
H17 年	21.8	10.2	13.5	12.5	11.7	8.8	12.5	13.2	15.6	36.3	12.8
H18 年	21.5	11.7	11.7	12.7	14.4	10.8	12.2	14.0	12.2	28.6	12.3
H19 年	21.7	14.3	8.8	9.8	15.5	9.2	12.5	15.0	11.6	26.6	10.9
H20 年	20.0	11.7	8.4	10.4	12.7	8.3	11.5	11.8	12.2	23.9	10.2

1.4. 再生可能エネルギー電源導入時に発生する問題点

離島での電力供給は、大規模系統と異なりディーゼル発電機などの内燃機関が用いられる場合がほとんどである。この理由としては、小型でも熱効率が 30%~42%と高く[4](表 1.4-1)、また燃料に重油を用いることが出来るため、非常に安価に発電出来るという点が挙げられる。ディーゼル発電機は一台当たり定格の 50%~100%程度の出力調整幅しか持たないため、複数のディーゼル発電機を有し、系統の状況に合わせて台数切り替えや出力調整によって電力供給を行っている。

しかし近年の原油価格高騰の影響により、そもそもの発電コストが高くなってしまいうことに加え、燃料の輸送コストも非常に高くなっており、経済性が保たれていないのが現状である。しかし電力販売価格は大規模系統と同様であり、「kWh 当たり 60 円で発電して、kWh 当たり 22 円で電気を売る」という、発電すればするほど赤字になってしまうといった状態に陥ってしまっている。またディーゼル発電は発電時に SOx, NOx を排出してしまうといった地球環境に対する問題が挙げられる。このような背景から近年、クリーンな発電と言われる太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギー電源の離島系統への導入が進められている。

しかしながら再生可能エネルギー電源は、発電出力が天候や風況に強く依存し、また出力制御も既存の火力発電機などと比較すると極めて困難である。電力系統の運用は瞬時瞬時に電力需要量と電力供給量が一致しなければならないという「需給一致」が大前提であり、再生可能エネ

ギー電源の出力変動は非常に好ましくないものである。また小規模離島系統の場合、大規模系統とは異なり、出力変動の平滑化効果も期待できない。このような再生可能エネルギー電源の出力変動は系統周波数や系統電圧に大きな影響を与え、最悪の場合、全域停電を引き起こす(図 1.4-1)。

表 1.4-1. 熱機関の熱効率

	Diesel Engine	Gas Turbine	Steam Turbine	Gas Engine
Heat Efficiency [%]	30~42	16~30	18~35	20~26

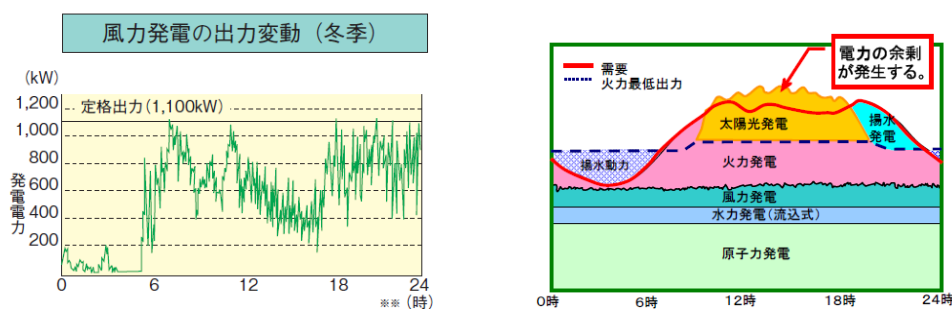


図 1.4-1. 風力発電の出力変動と太陽光発電による余剰電力問題

また再生可能エネルギー電源が電力系統に連系されること自体が、電力系統の運用に大きな支障をきたす可能性もある。再生可能エネルギー電源が出力するという事は、その分既存の内燃力発電機の出力を減らさなければならず、状況によっては内燃力発電機を解列しなければならない(図 1.4-2)。再生可能エネルギー電源の出力は非常に不安定であり、再生可能エネルギー電源の出力変動によって内燃力発電機の起動停止を繰り返さなければならない状況が考えられる。しかし内燃力発電機の機械的特性や化学的特性を考えると、頻繁な内燃力発電機の起動停止は、発電機自体の劣化へとつながる。またディーゼル発電機の起動には圧縮空気やセルモータを用いて行うことが多いが、これらを用いるためには予め空気や電気を貯めておく必要があり、頻繁なディーゼル発電機の起動停止は、貯めておいた圧縮空気や電気を使いきってしまい、ディーゼル発電機を起動したくても起動できないという事態に陥ってしまうことも考えられる。

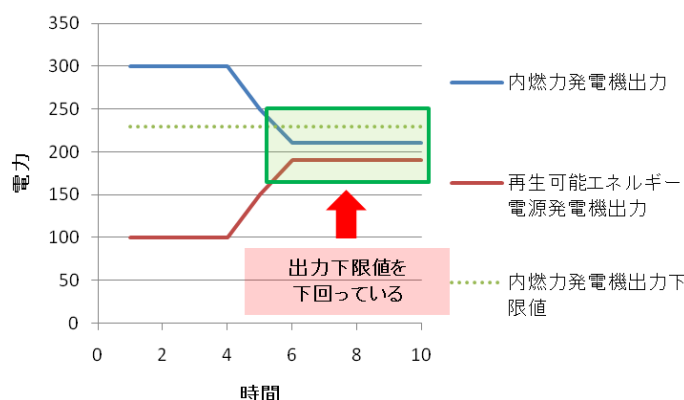


図 1.4-2. 再生可能エネルギー電源出力による出力下限制約違反

1.5. 再生可能エネルギー電源導入による諸問題の解決方法

再生可能エネルギー電源導入によって生じる問題の解決方法としては現在大きく分けて、以下の4種類の方法が考えられている。

1). 系統安定化装置の導入

蓄電池やフライホイール蓄電装置、電気二重層キャパシタ(EDLC)などを用いて変動補償、余剰電力補償などを行う[5][6][7]。高コストであるのが難点である(図 1.5-1)。

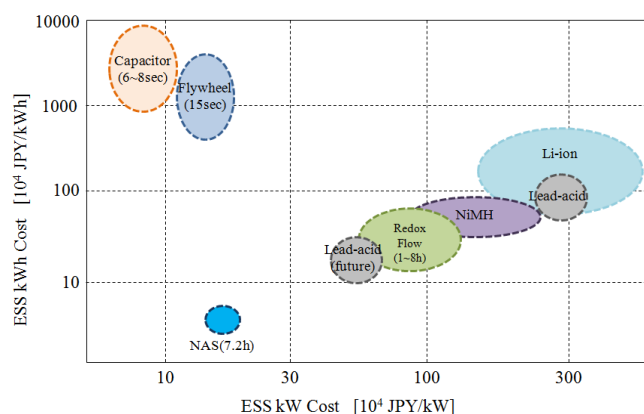


図 1.5-1. 系統安定化装置導入コスト

2). 再生可能エネルギー電源の出力制御

再生可能エネルギー電源の出力を電力系統の状況に合わせて制御する[8]。火力発電などとは異なり、系統の状況に合わせて一次エネルギー投入量を自由に増やすことは困難であるため、出力抑制に関する研究が中心である。

3). 需要家負荷の消費電力制御

既存の系統に導入されている需要家負荷の消費電力を系統の状況に合わせて制御する[9][10][11]。電力系統運用のために制御可能な負荷を可制御負荷と呼ぶ。

4). 電源構成の変更

既存の電源構成は再生可能エネルギー電源の影響を考慮していないが、それを再生可能エネルギー電源を考慮した電源構成にすることで、再生可能エネルギー電源の出力に合わせた系統運用が容易になる。既存の系統への応用は困難であるが、新規に電力系統を構築する際には有用な方法である。

1.6. 可制御負荷

近年、「可制御負荷」に関する様々な研究が行われている。可制御負荷の概念は厳密には定義されていないが、多くの論文において、「電力系統の運用に合わせて消費電力の制御が可能な需要家機器」のことを指している。可制御負荷に求められる条件は様々であるが、一番重要な条件は「需要家利便性」である。可制御負荷はほとんどの場合需要家サイドの所有物であり、電力系統の運用に合わせて消費電力を制御したからといって、需要家の利便性が損なわれるようなことがあってはならない。

現在可制御負荷としては、将来的な電力系統内への大量普及が期待されているヒートポンプ給湯器や電気自動車などが提案されているが、これらの機器の共通点として、エネルギー貯蔵装置を持つという点があげられる。ヒートポンプ給湯器であれば貯湯槽、電気自動車であればバッテ

リーがそれに相当する。このようなバッファがあることで、消費電力の制御が瞬時に需要家に影響することが無く、需要家利便性を損ないにくいと考えられている。

現在のところ可制御負荷の研究の多くはシミュレーションによる解析に留まっているが、今後様々な実証試験が行われると予想される[12]。

1.7. 再生可能エネルギー電源導入に向けた日本国内の取り組み

再生可能エネルギー電源導入時に発生する影響を解析するために、近年様々な実証試験が行われている。以下ではまず、経済産業省資源エネルギー庁によって実施されている「平成 21 年度離島独立型系統新エネルギー導入実証事業」について述べる(図 1.7-1, 表 1.7-1) [13]。この事業では集中設置型の太陽光発電所を対象とし、太陽光発電の出力変動の不確実性に対応するための太陽光発電所側での自律的な出力変動抑制に加え、より積極的な系統周波数制御対策技術を検討するとともに、周波数安定化のための費用対効果を明らかにすることを目的としている。また異なった系統規模で実証試験を行うことで、それぞれに適した系統安定化手法を確立することも目的としている。

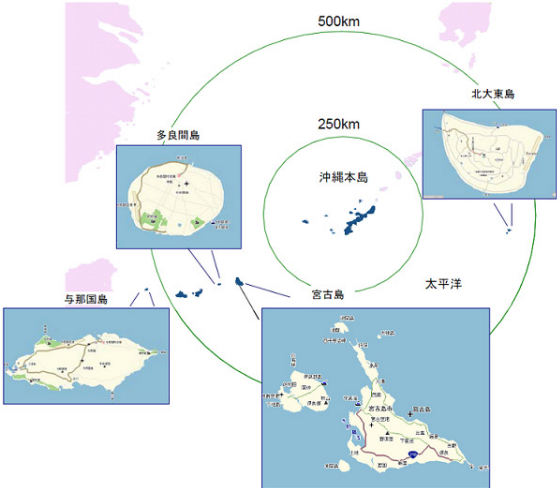


図 1.7-1. 離島独立型系統新エネルギー導入実証事業の対象離島

表 1.7-1. 対象離島の設備構成

実施場所	太陽光発電導入比率	系統規模 [kW]	新設太陽光発電設備[kW]	新設蓄電池発電設備[kW]	既設内燃力設備[kW]	既設新エネルギー設備[kW]
宮古島	8%	50000	4000	4000	76500	風力 4200
与那国島	7%	2160	150	150	2910	風力 4200
北大東島	15%	860	90	90	1540	太陽光 40
多良間島	20%	1160	230	230	1590	風力 280

離島独立型系統新エネルギー導入実証事業は太陽光発電に焦点を当てた事業であるが、風力発電については、太陽光発電とは異なった試みが現在なされている。

図 1.7-2 に可倒式風車の概念図を示す。可倒式風車は、平成 21 年 11 月に沖縄県波照間島に初めて日本国内に導入され、翌年 4 月に商用運転を開始した。可倒式風車は強風に耐えるという設計ではなく、強風を避けるということを目的にして設計された風車である。日本のように台風が多い地域、特に台風銀座とも呼ばれる沖縄県では、台風によるブレード折損や倒壊が相次いで発

生しており、風車の修理費や風車停止時のバックアップ電源などによるコストアップが再生可能エネルギー電源導入の大きな課題であった。しかし可倒式風車では強風時に風車を倒すことで風車を守ることが出来、風車の修理という課題を克服できるのではないかと期待されている。図 1.7-3 に沖縄県波照間島の電力システムを示す。風車の出力変動をフライホイール蓄電装置で補償するシステムとなっている。可倒式風車の導入は平成 20 年度沖縄特別振興対策調整費における「島嶼地域におけるエネルギー自給システム構築調査事業」の一部として行われた。

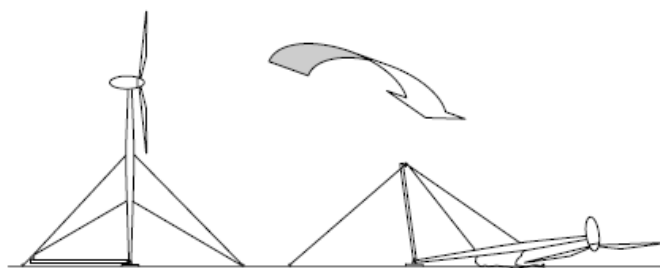


図 1.7-2. 可倒式風車

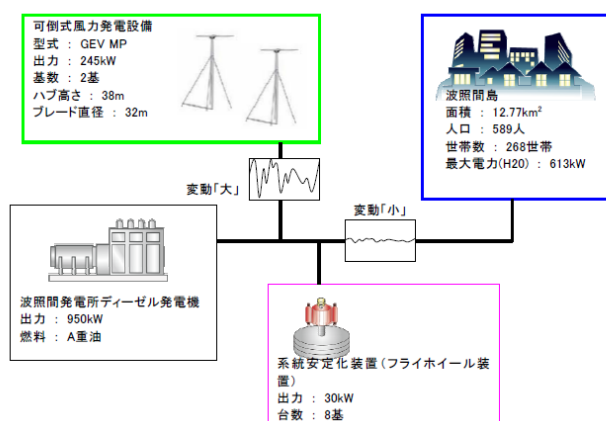


図 1.7-3. システム概念図

1.8. 本論文の構成

本論文は全 7 章から成る。

- 第 1 章では、研究背景となる再生可能エネルギー電源について述べた。
- 第 2 章では、海水淡水化装置について説明する。
- 第 3 章では、本研究で用いたシミュレーションモデルについて説明する。
- 第 4 章では、海水淡水化装置による電力系統需給調整容量拡大手法について述べる。
- 第 5 章では、海水淡水化装置の運用者利便性について考察する。
- 第 6 章では、状態遷移確率行列を用いた蓄電池容量算出手法について説明する。
- 第 7 章で結論を述べる。

第2章 海水淡水化装置

2.1. 海水淡水化装置とは

海水淡水化装置とは、その名の通り、海水から淡水を生成する機器である。離島では島内に生活用水が確保可能な池や湖が無く、生活用水を確保することが困難なケースも多く、そのような場合には海水淡水化装置によって海水から生活用水を得ることが可能である。淡水を生成する方法としては以下の方法がよく用いられる。

1). 多段フラッシュ法

多段フラッシュ法は蒸発法的一种であり、原水の蒸留を繰り返すことで純水を得る方法である(図 2.1-1)。スケールメリットが大きく、エネルギー資源の豊富な中東地域などでよく用いられる。日本国内においては発電所など、大量の熱が発生するような産業で、純水が必要な場合に用いられる方式である。多段フラッシュ法のために投入されるエネルギーのほとんどは水の蒸留のための熱であるが、一般的にこれは燃料を直接燃焼させて得られることから、電気消費は極めて少ないと考えられる。

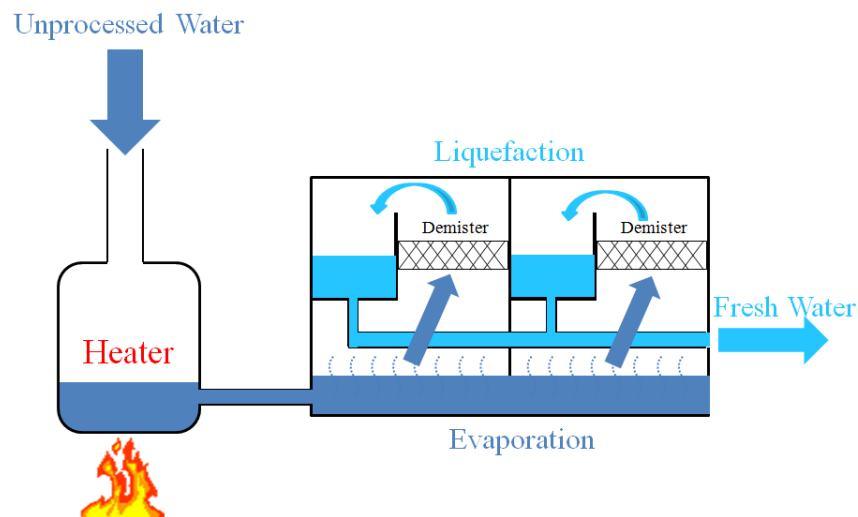


図 2.1-1. 多段フラッシュ法

2). 逆浸透法

逆浸透法は、海水の浸透圧以上に高圧にした海水を逆浸透膜に通すことで、純水と濃縮水に分離する方法である(図 2.1-2)。多段フラッシュ法に比べ、小型でも高効率であることから日本では最も多く用いられている。消費電力の大半は逆浸透膜(RO : Reverse Osmosis)直近の高圧ポンプであり、電力変換器を用いることで容易に消費電力の制御が可能である。

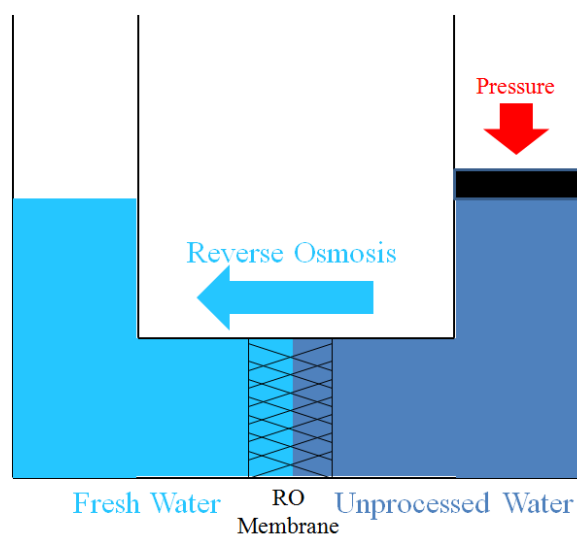


図 2.1-2. 逆浸透法

3). 電気透析法

電気透析法では電極に直流をかけ、陽極側に塩化物イオンを、陰極側にナトリウムイオンを引き付けることで、海水から塩分を取り除く手法である(図 2.1-3)。かん水を原水とするプラントによく用いられる。この理由は、電気透析法が元々低電力での動作に適しており、原水塩分濃度が高くなると、急激にイオン交換膜や電極のコストが増大していくためである。そのため電力系統側から考えた場合に可制御負荷としては低負荷のために適さないと考えられる。

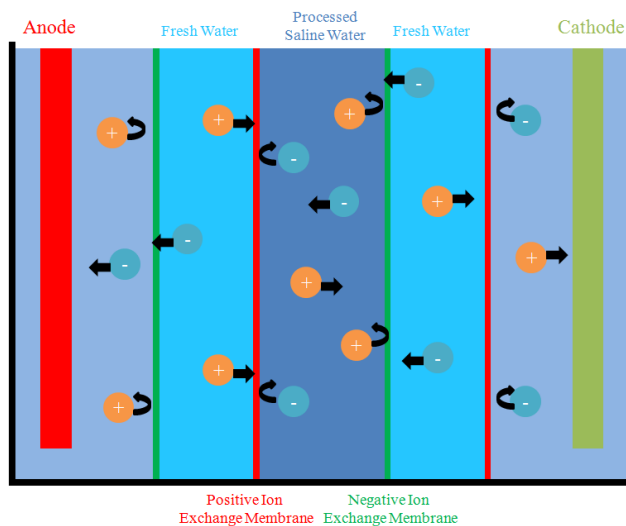


図 2.1-3. 電気透析法

本研究では電力消費が大きい逆浸透法を用いた海水淡水化装置を制御対象とする。海水淡水化装置の一連の流れを図 2.1-4 に示す。濾過器などによって不純物が除去された海水をポンプによって高圧にし、RO 膜を通過させることで淡水と濃縮水に分離する。生成した淡水は貯水タンクに貯められ、必要に応じて各需要家に配水される。

本研究では、海水淡水化装置を可制御負荷として捉え、様々な研究を行っている。

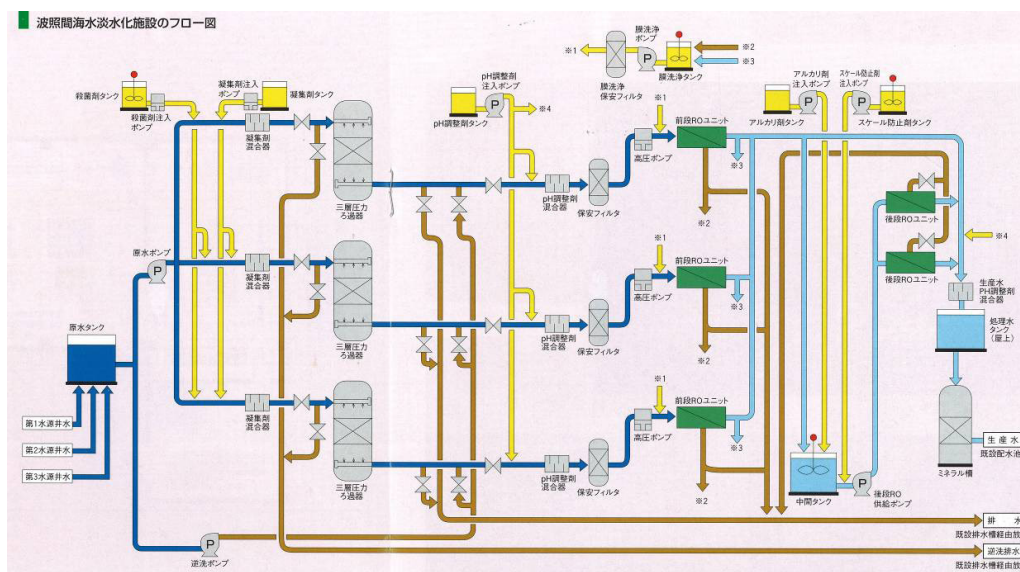


図 2.1-4. 逆浸透法海水淡水化システム

2.2. 可制御負荷としての海水淡水化装置

海水淡水化装置を可制御負荷として考えた場合、以下のような利点が挙げられる。

- 1). 消費電力の大半は高圧ポンプである
高圧ポンプは誘導電動機から動力を与えられている。誘導電動機の消費電力制御は電力変換器を用いることで、高速にかつ連続的に制御可能である。
- 2). 離島内負荷のうち海水淡水化装置の占める割合が大きい
一般に、海水淡水化装置は系統負荷の1割から2割を占めている。そのため海水淡水化装置の消費電力制御によって得られるメリットは大きいと考えられる。表 2.2-1 に離島の平均需要と海水淡水化装置消費電力の一例を示す。

表 2.2-1. 離島の平均需要と海水淡水化装置消費電力の一例

島名	平均需要電力[kW]	海水淡水化装置 消費電力[kW]
渡名喜島	310	40~50
栗国島	560	100
北大東島	540	80
波照間島	390	80

- 3). 貯水タンクがある
貯水タンクというバッファがあることで、短時間の消費電力制御は海水淡水化施設の運用に影響を与えにくいと考えられる。
- 4). 運転時間が長い
水需要は一日中、一年中存在するため、海水淡水化装置も24時間365日運転している。電力系統から見れば、24時間365日制御可能と言える。

2.3. 本研究の目的

本研究の目的は大きく分けて以下の二つ、海水淡水化装置による電力系統運用への貢献手法と系統にとって最適な蓄電池容量の算出である (図 2.3-1)。そのためには以下のような点が重要であると考えられる。

- 海水淡水化装置による電力需給変動補償制御手法
- 海水淡水化施設の運用者利便性の確保
- 経済性の検討
- 蓄電池容量の算出

詳細な手法については第3章以降で述べる。

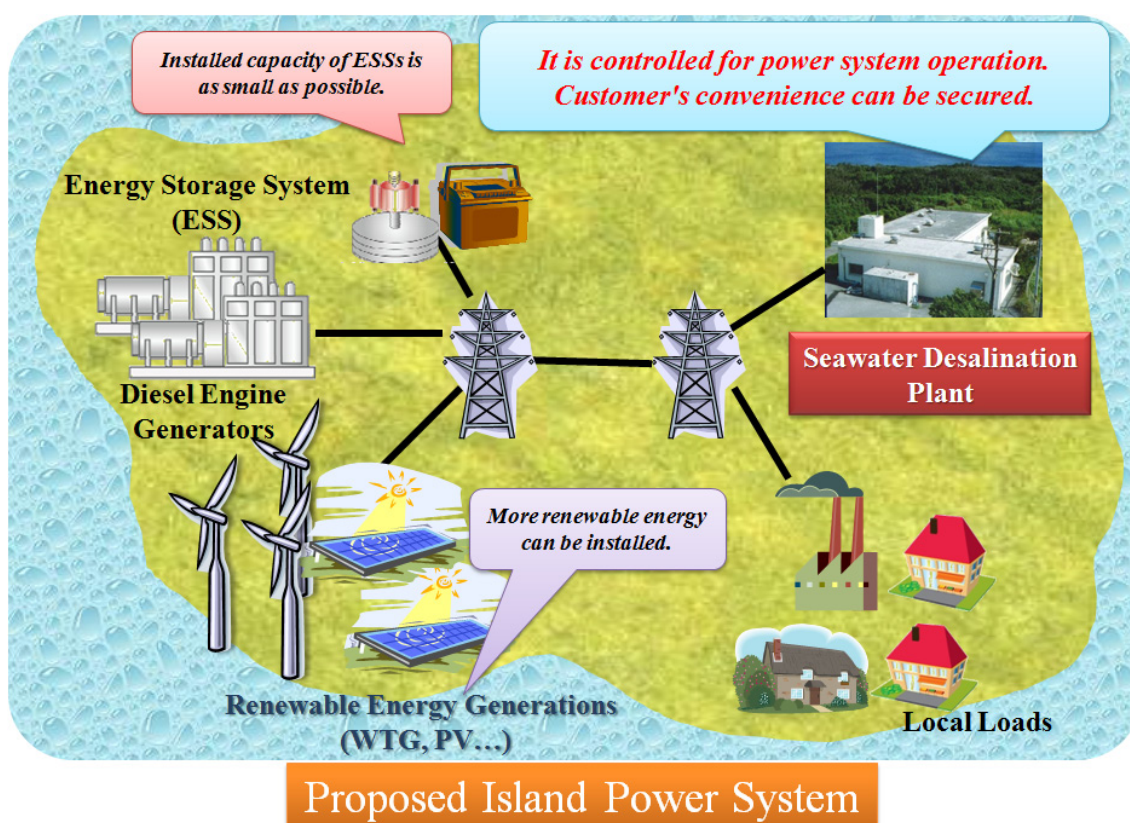


図 2.3-1. 本研究の提案する新しい離島電力システムの概念図

第3章 シミュレーションモデル

3.1. モデル系統

モデル系統を図 3.1-1 に示す。このモデル系統は 3 基のディーゼル発電機，1 基の風力発電機 (WTG : Wind Turbine Generator)，8 基の短周期変動補償用フライホイール蓄電装置(FESS : Flywheel Energy Storage System)，海水淡水化施設，その他一般需要家から構成されている。系統規模としては電力需要の年間最大電力需要が約 600kW である離島を想定している。このモデルは沖縄県波照間島を模擬したものとなっている。各機器の特性を表 3.1-1 に記す。ディーゼル発電機についてはガバナ系の違いによる応答性の違いを考慮するために，Generator 1，Generator 2 は機械ガバナ，Generator 3 は電子ガバナが取り付けられているとする。つまり Generator 3 は他の 2 台と比べて応答性が優れている。

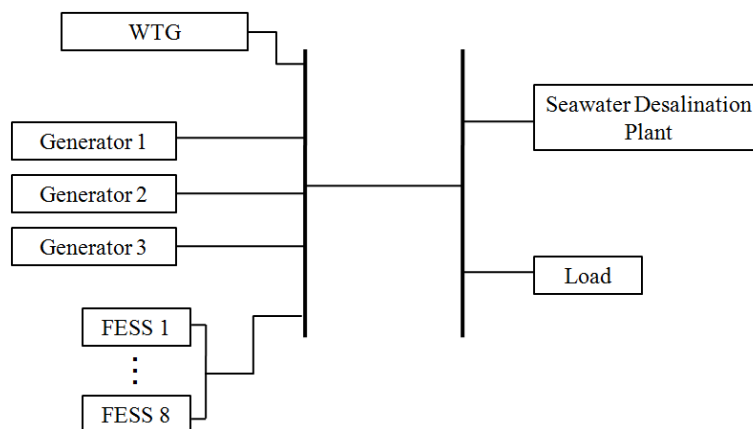


図 3.1-1. モデル系統

表 3.1-1. 各機器の最高出力と最低出力

	Minimum Power [kW]	Maximum Power [kW]
Generator 1	75	150
Generator 2	75	150
Generator 3	150	300
WTG	0	275
FESS(8 Total)	-190	190
Seawater Desalination Plant	Variable	Variable

3.2. 需給解析シミュレーション手法

本研究では周波数変動を解析対象とする。離島系統における周波数変動を解析対象とした研究例は非常に多いが，そのほとんどにおいては火力発電機やディーゼル発電機の台数制御は詳細に考慮されていない[14]。その理由として，発電機の台数切り替え，いわゆるユニットコミットメントは，大規模系統の場合前日予測などの段階で決定されるべきものであり，周波数変動を解析するような時間断面においては完全に既知であると考えられるからである。しかしながら小規模系統においては発電機の台数切り替えなどが現場の運転員の判断に依存する場合が多いことや，

再生可能エネルギー電源導入量が増加するにつれて、再生可能エネルギー電源の出力に合わせたディーゼル発電機の台数制御を行う必要が生じてくると考えられるため、リアルタイムで発電機の起動停止を決定する必要がある。

本研究では、リアルタイムでディーゼル発電機や風力発電機の台数制御を行い、それに合わせて周波数解析を行う(図 3.2-1)。 Δt を1分とし、1分ごとに発電機の起動停止や経済負荷配分(EDC)について計算を行う。詳細は次節以降で述べる。

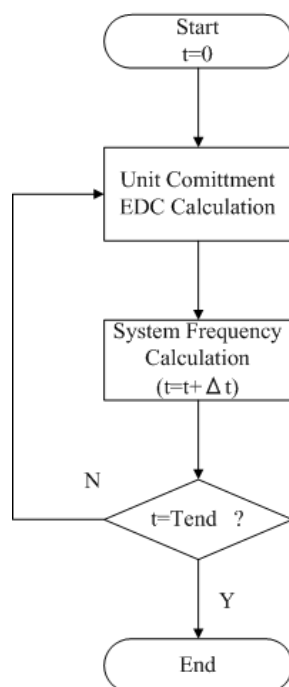


図 3.2-1. 需給解析シミュレーションのフローチャート

3.3. 発電機の起動停止問題と経済負荷配分制御

電力需要の一日の大きな動きは予測可能であり、この予測に合わせて発電機の出力動作点や起動停止など経済的な最適運用を決めるのが経済負荷配分制御である。しかし前節で既に述べた通り、小規模離島系統の場合、発電機の出力動作点や起動停止を現場の作業員の経験則に基づいて行っている場合が多く、また風力発電が大量導入された場合には、その出力変動が非常に大きく、発電機の起動停止をリアルタイムで判断する必要があると思われる。

そこで本研究では次の手順を踏むことで発電機の起動停止問題や経済負荷配分を模擬する。図 3.3-1 にその概念図を示す。まず、各時間断面において「今の状態がそのまま続く」と仮定し、現在の系統の状態、予め計算されている電力需要予測値、過去5分間の風速平均を基に、1分後のディーゼル発電機出力指令値と風力発電機の ON-OFF、および3分後のディーゼル発電機の ON-OFF を決定する。ディーゼル発電機の ON-OFF のみ3分後の値としているのは、発電機の起動に必要な時間を考慮しているためである。

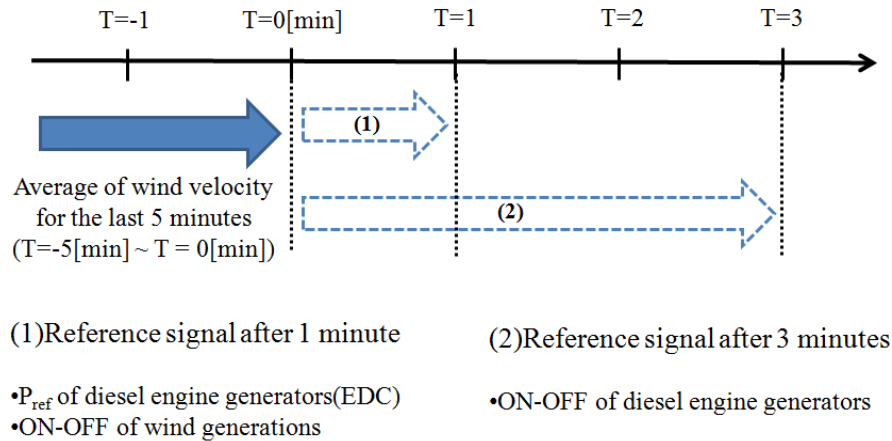


図 3.3-1. 発電機の起動停止と経済負荷配分制御

なお、ディーゼル発電機、風力発電機の起動停止については以下のルール(1)~(5)によって行うこととする。

(1)EDC 動作点設定可能範囲

ディーゼル発電機の出力調整可能範囲は最大出力の 50%~100%であるが(表 3.1-1)，本研究では短周期の出力変動補償のためのマージンを確保するために，EDC では最大出力の 55%~95%を EDC での動作点決定可能範囲とする。

(2)ディーゼル発電機の起動停止条件

ディーゼル発電機の起動停止に関しては，各発電機出力指令値の総和が定格出力総和の 60%~90%を逸脱したら行う。

(3)ディーゼル発電機の最低運転台数制約

ディーゼル発電機の最低運用台数は 2 台とする。この制約を違反し，ディーゼル発電機を 1 台にしなければならない状況下では，風力発電機を強制停止させる。

(4)風力発電機の再運転条件

一度停止した風力発電機は，風力発電機を連系しても発電機の連系台数を変更しなくてもよい状況下で再運転させる。

(5)ディーゼル発電機の最低運転持続時間制約

一度ディーゼル発電機を起動（解列）させたら，最低 30 分以上は運転（停止）状態を持続させる。風力発電機については，このような運転時間制約は考慮せず，各時間断面で自由に ON-OFF が出来るものとする。さらにディーゼル発電機の出力変化率制約についても考慮しない。

3.4. 短周期調整容量の考慮

離島のディーゼル発電機の電源計画においては，発電機台数が少ないために大規模系統のような「EDC 発電機」や短周期変動補償のための「LFC 発電機」のような役割分担は無く，各ディーゼル発電機が長周期需給変動補償から短周期周波数変動補償までを行わなければならない。そのため経済負荷配分を行う際には，「経済性」と「調整容量」を同時に考慮する必要がある。この点を考慮するために，本研究では調整容量を制約条件として経済負荷配分問題を考える。

詳細について以下で述べる。まず短周期調整容量の算出法について述べる。短周期変動は長周期変動に比べて予測が難しく，調整容量も上げ代と下げ代の両方を常に考慮する必要がある。

まず風力発電機の短周期変動予測値であるが、風力発電機の電気出力は風速の三乗に比例して大きくなるため、ある基準風速に対して、風力発電機の出力変動量は上下対称にはならない(例えば風速変動を $\pm 1\text{m/s}$ 仮定したからといって、出力変動幅は $\pm 10\text{kW}$ というようにはならない)。そこで本研究では風力発電機のパワーカーブから出力変動幅を決定する。図 3.4-1 にその概念図を示す。ある基準風速 V_{Base} を定め、そこから ΔV だけの風速変動を仮定する。そして風力発電機のパワーカーブから、風力発電機の出力変動幅を仮定する。例えば図 3.4-1 の場合、下方向に ΔP_1 、上方向に ΔP_2 だけの調整容量が必要となる。

電力需要は風力発電の出力変動に比べ、短周期の上下変動の対称性が強いと考えられる。そこで今回は上下共に ΔP_{load} 分だけの需要変動を仮定する。

最終的に数分程度の短時間において、風速変動と需要変動はほぼ独立であると考えられる。そのため、目標調整容量を式(3.1)で求める。本研究では簡単のために系統の状況に依らず、 $\Delta V=2\text{m/s}$ 、 $\Delta P_{load}=10\text{kW}$ と仮定する。

$$P_{upper_capacity_ref} = \sqrt{(\Delta P_{WG_upper})^2 + (\Delta P_{load})^2} \quad (3.1)$$

$$P_{lower_capacity_ref} = \sqrt{(\Delta P_{WG_lower})^2 + (\Delta P_{load})^2}$$

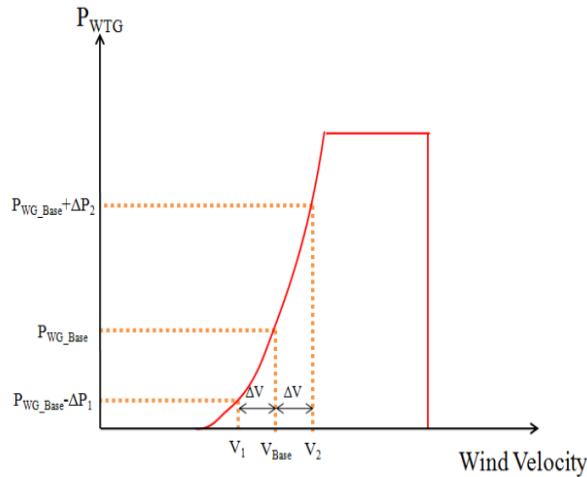


図 3.4-1. 風力発電の出力変動幅の予測

以上の議論により、目標短周期調整容量が求められた。次にこの調整容量を考慮して経済負荷配分問題を解く。ここで、周波数制御の観点からは、ディーゼル発電機群全体で均等に調整余力を持たせるよりも、応答性が高速な発電機が調整余力を多く持っている方がよいと考えられる。そこで本研究では、ディーゼル発電機群全体を、高速応答が可能な発電機（以下高速発電機）、とそうでない発電機（以下低速発電機）と二つに大別し、以下のような条件で経済負荷配分を計算する。つまり高速発電機群の調整余力を制約条件として加えることで、短周期変動のための調整容量を確保する。低速発電機と高速発電機のカテゴリについては、Generator 1 と Generator 2 を低速発電機、Generator 3 を高速発電機と分類する。

最終的な経済負荷配分問題を以下にまとめる。

目的関数

- ・ 燃料費最小化

$$Cost = \sum_i F(s_i \cdot P_{Generator_i}) \quad \leftarrow minimize$$

制御変数

- ・ 各ディーゼル発電機の出力

$$P_{Generator_i} \quad (i : \text{the number of diesel engine generators})$$

制約条件

- ・ 需給バランス制約

$$s_{WTG} \cdot P_{WTG} + \sum_i s_i \cdot P_{Generator_i} - (P_{LocalLoad} + P_{DesalinationPlant}) = 0$$

- ・ 出力上下限制約

$$P_{Generator_i_min} \leq P_{Generator_i} \leq P_{Generator_i_max}$$

- ・ 発電機運転状況（発電機の ON-OFF）

$$s_i = 0 \text{ or } 1$$

$$s_{WTG} = 0 \text{ or } 1$$

- ・ 高速発電機群の調整余力確保制約

$$\sum_i s_i \cdot (P_{Quicker_Generator_i_max} - P_{Quicker_Generator_i}) \geq P_{Upper_Capacity_ref}$$

$$\sum_i s_i \cdot (P_{Quicker_Generator_i} - P_{Quicker_Generator_i_min}) \geq P_{Lower_Capacity_ref}$$

しかしながら、調整余力を確保しようとする、需給バランスが保てなくなる可能性がある。例えば、2 台の発電機があつて経済負荷配分制御の結果、発電機 A が定格の 100%，発電機 B が定格の 80% という結果になっている状況下で、発電機 B の調整余力を確保しようとして、発電機 A を定格の 105%，発電機 B を定格の 75% で運転するということは出来ない。そこで調整余力制約のために需給バランス制約を満たせなくなるような状況下では、調整余力制約を少しずつ緩和していくことで、需給バランス制約を保つようにする（図 3.4-2）

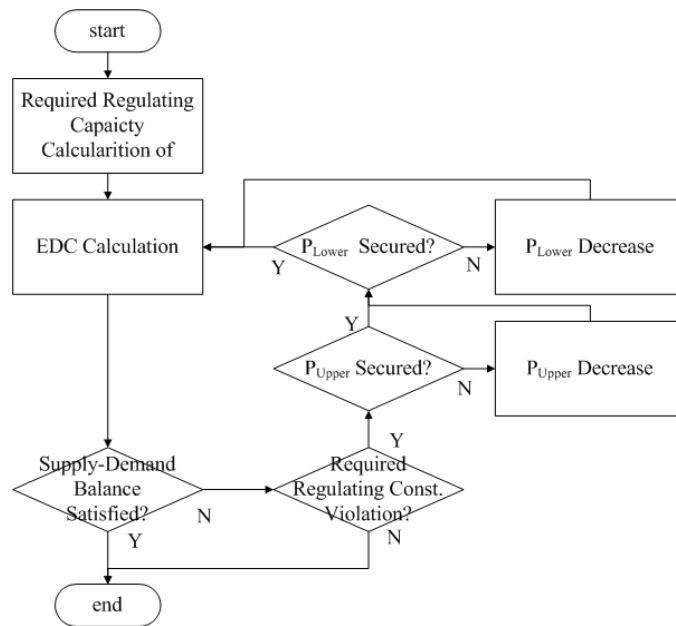


図 3.4-2. 短周期調整容量の考慮

3.5. 周波数解析モデル

周波数解析については、図 3.5-1 に示す周波数解析モデルを用いる[15]。周波数解析モデルでは、各プラントを伝達関数等を用いて模擬する。そして各時間断面において基準動作点からの偏差を計算し、周波数変動を計算する。周波数変動に対してはディーゼル発電機のガバナ制御やフライホイール蓄電装置、海水淡水化装置が補償する。フライホイール蓄電装置は時定数 1.6 秒のハイパスフィルタを通すことで急峻な変動のみに対応させる。海水淡水化装置の制御手法の詳細については第 4 章以降で述べる。

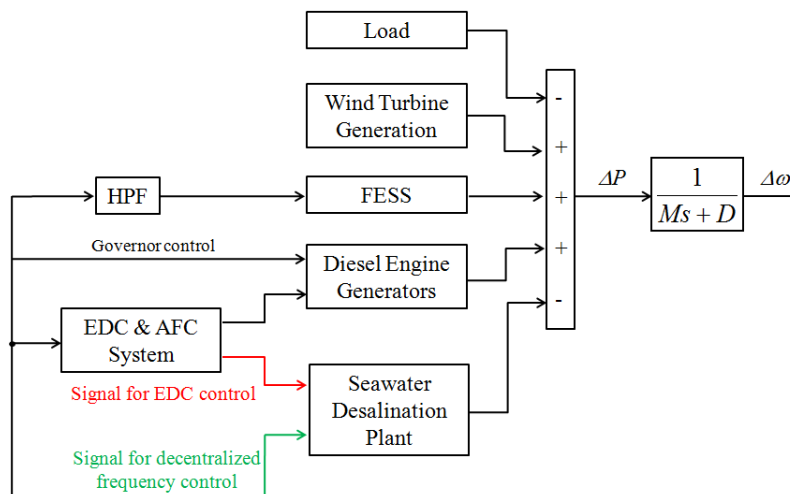


図 3.5-1. 周波数解析モデル

3.6. 等価発電機モデル

本研究では、発電機を一台一台詳細にモデル化するのではなく、系統内のすべての発電機が完全同期していると仮定し、図 3.6-1 に示す等価発電機モデルを用いる。 $Meq.$ は系統内のすべての発電機慣性定数の和であり、等価慣性定数と呼ばれる。 D は負荷周波数特性定数である。

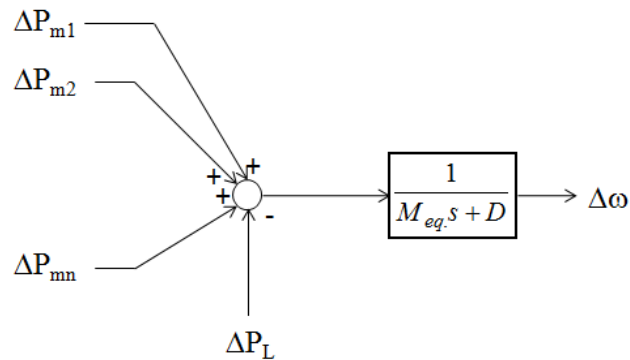


図 3.6-1. 等価発電機モデル

3.7. ディーゼル発電プラントモデル

ディーゼル発電プラントモデルを二次系の伝達関数で模擬する[16]。周波数偏差と AFC 信号、EDC 信号から発電機出力を計算するモデルとなっている。図 3.7-1 にディーゼル発電プラントモデルを示す。

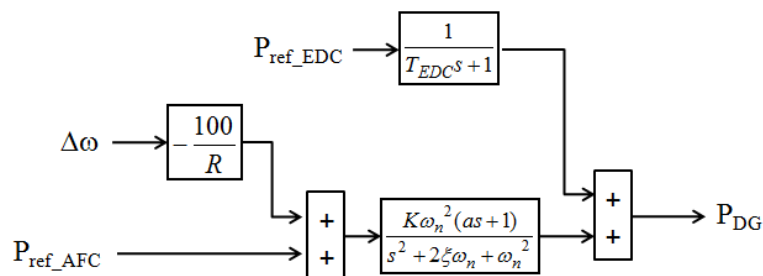


図 3.7-1. ディーゼル発電プラントモデル

3.8. EDC&AFC モデル

EDC モデルについては 3.3 節, 3.4 節で述べたとおりである。ここでは AFC モデルについて詳細に述べる。AFC は周波数を常に基準周波数に保つ役割を担う。発電機のガバナ制御では周波数変動を補償できても、定常偏差が残ってしまうため、ガバナ制御のみでは基準周波数に保つことが出来ない。そこで AFC を組み合わせることで周波数を基準値に保つことが出来る。

AFC システムモデルを図 3.8-1 に示す。このモデルではまず周波数偏差から系統定数を基に系統の需給アンバランスを示す地域要求量(AR)を計算し、一次遅れ、PI 制御系によって各発電機に送る AFC 信号を作成する。

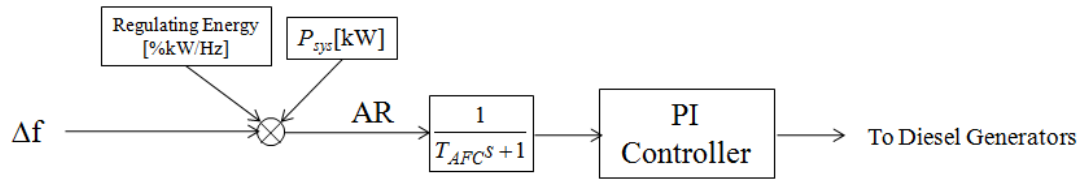


図 3.8-1. AFC システムモデル

3.9. 風力発電プラントモデル

風力発電プラントモデルを図 3.9-1 に示す。風力発電機の入力エネルギーは風から受けるエネルギーに出力係数 C_p を乗じた式(3.2)で示される[17]。出力係数 C_p は次(3.3)で定義される周速比 λ ，ピッチ角 β [deg]，および風速 V [m/sec]の関数となる。

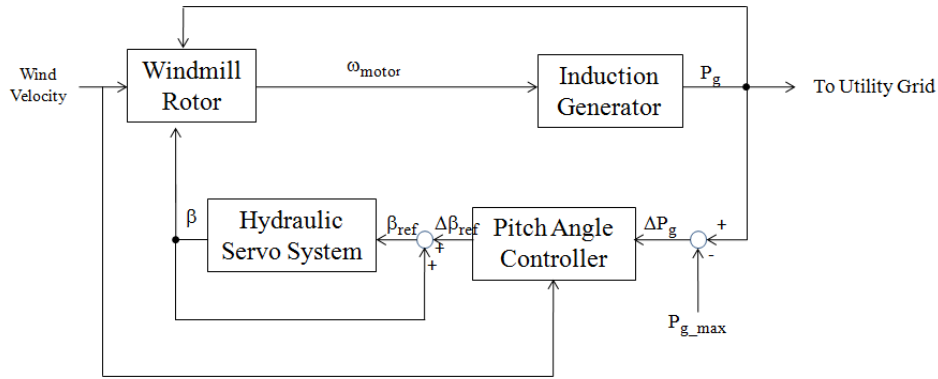


図 3.9-1. 風力発電機モデル

$$P_w = C_p \frac{\pi R^2 V^3 \rho}{2} \quad (3.2)$$

$$\lambda = \frac{R \omega_{rotor}}{V} \quad (3.3)$$

各パラメータは以下の通りである。

R ：風力発電機半径[m]

V ：風速[m/s]

ρ ：空気密度[kg/m³]

ω_{rotor} ：風車の回転角速度 [rad/sec]

出力係数 C_p は各風車に固有の値であり，一般的なモデル化は極めて困難である。本研究では文献[17]を基に，式(3.4)で近似的に表現する。 c_{10} から c_{34} は定数である。

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1(\beta)\lambda^2 + C_2(\beta)\lambda^3 + C_3(\beta)\lambda^4$$

$$C_1(\beta) = c_{10} + c_{11}\beta + c_{12}\beta^2 + c_{13}\beta^3 + c_{14}\beta^4 \quad (3.4)$$

$$C_2(\beta) = c_{20} + c_{21}\beta + c_{22}\beta^2 + c_{23}\beta^3 + c_{24}\beta^4$$

$$C_3(\beta) = c_{30} + c_{31}\beta + c_{32}\beta^2 + c_{33}\beta^3 + c_{34}\beta^4$$

上記の式から得られた ω_{rotor} を基に風力発電機の電氣的出力を計算する。風力発電機の電氣的出力は式(3.5)で表される。

$$P_g = \frac{-3V^2 s(1+s)R_2}{(R_2 - sR_1)^2 + s^2(X_1 + X_2)^2} \quad (3.5)$$

各パラメータは以下の通りである。

V :相電圧[V]

s :すべり

R_1 :固定子抵抗[Ω]

R_2 :回転子抵抗[Ω]

X_1 :固定子リアクタンス[Ω]

X_2 :回転子リアクタンス[Ω]

風力発電機のすべりについては式(3.6)で表現される。 ω_0 は同期角速度[rad/s]である。

$$s = \frac{\omega_0 - \omega_{rotor}}{\omega_0} \quad (3.6)$$

風力発電機の動特性は式(3.7)で表される。 J は風力発電機の慣性定数[kgm²]である。

$$\frac{J}{2} \frac{d}{dt}(\omega_{rotor}^2) = P_w - P_g \quad (3.7)$$

また風力発電機には強風時における機器保護のために、風を逃がすためのピッチ角制御が導入されていることが多い。本研究ではピッチ角制御を図 3.9-2 によって模擬する。出力上限値からの差分を P 制御によって補償する。ピッチ角制御系には、油圧サーボ時定数、ピッチ角変化率制約、ピッチ角上下限制約が含まれている。

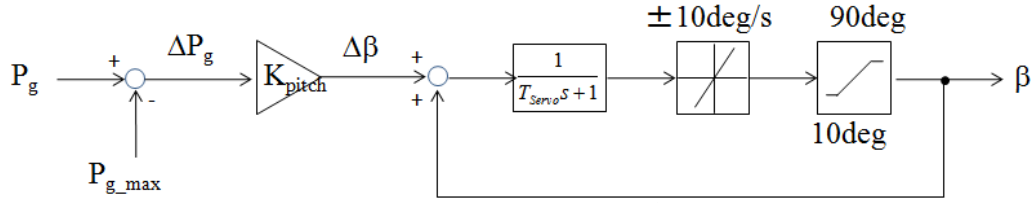


図 3.9-2. ピッチ角制御

3.10.フライホイール蓄電装置モデル

フライホイール蓄電装置は、電力エネルギーを円盤の回転エネルギーに変換することで電力貯蔵を行う装置である。蓄電池と比べ、短時間での電力変動補償が可能である。ただし、円盤の回転による定常損失が存在することやエネルギー密度が蓄電池と比べて低いことなどから、長時間のエネルギー貯蔵には適しておらず、短時間での大出力が必要な状況に向いている。フライホイール蓄電装置は出力指令値を受け取り、回転体の回転数を変化させることで充放電を行う。

フライホイールの回転体の慣性モーメントを $J[\text{kgm}^2]$ とし、回転体の角速度を $\omega[\text{rad/s}]$ とすると、回転体の蓄積エネルギー $E[\text{J}]$ は式(3.8)で求められる[18]。

$$E = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (3.8)$$

式(3.8)の両辺を微分することで、フライホイールの出力を求めることができる。フライホイールの出力を式(3.9)に示す。 $\dot{\omega}$ はフライホイールの角加速度である。フライホイールの回転エネルギーの変化は、系統への電氣的出力 P_{FESS} と回転体による損失 P_{loss} の和で表わされる。

$$P = P_{FESS} + P_{loss} = \frac{dE}{dt} = J\omega \frac{d\omega}{dt} = J\omega \dot{\omega} \quad (3.9)$$

いま、時刻 t におけるフライホイールの回転体の角速度を次のように考える。

$$\omega(t) = \omega_{initial} + \int_0^t \dot{\omega} dt \quad (3.10)$$

式(4.10)において、 $\omega_{initial}$ は、 $t=0$ におけるフライホイールの回転体の角速度である。第2項は角速度の変化を積分したものである。式(4.9)において、 J は定数であり、 ω は観測できるから、フライホイールに指令値 P_{ref} が与えられた時、 $\dot{\omega}$ を計算することができる。

またフライホイールの制約については出力制約とエネルギー貯蔵量の制約がある。但しエネルギー貯蔵量の制約に関しては式(3.8)が示すように、フライホイールの角速度の制約である。またフライホイールの損失も回転数によって求められる。

よって、式(4.8)から式(4.10)までを基に、フライホイールシステムモデルが得られる。フライホイールシステムモデルを図 3.10-1 に示す。

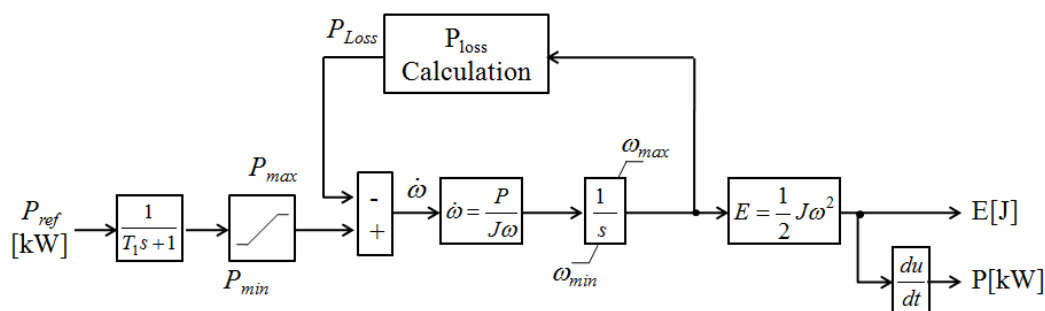


図 3.10-1. フライホイールシステムモデル

なお、フライホイール蓄電装置の SOC(State of Charge)管理については、現在のフライホイール蓄電装置の SOC と基準 SOC との差分をフィードバックして、フライホイール蓄電装置の出力指令値に上乗せする。このようにすることで SOC を基準値に戻すことが出来る。図 3.10-2 にブロック図を示す。

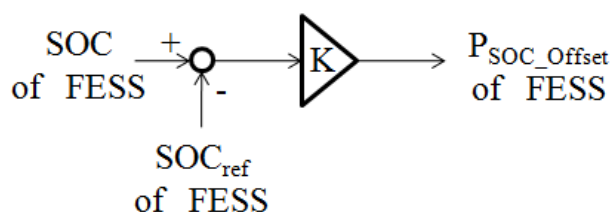


図 3.10-2. フライホイールシステムの SOC 管理

3.11.変動モデル

本研究では系統内の変動要素として風速変動，電力需要変動，水需要変動の 3 要素を想定している。変動モデルについては各シミュレーションごとについて異なるため，次章以降で必要に応じてその都度述べる。

3.12. 海水淡水化装置モデル

海水淡水化装置のモデル化に際して重要となるのは，本研究で想定している離島に，どの程度の規模の海水淡水化装置が導入されているかという点である。この検討の詳細については附録で述べることとするが，本研究では最大消費電力が約 80kW の海水淡水化施設が離島に敷設されていると仮定する。また貯水タンクとして 600m³ のタンクが附設されていると仮定する。海水淡水化装置の動特性モデルとしては指令値に対して 3 秒の一次遅れ系で模擬する。本研究で仮定した海水淡水化装置の静特性を図 3.12-1，図 3.12-2 に示す。原水塩分濃度 3%，消費電力 80kW の動作点で 24 時間運転したときに，約 400[m³]の淡水を生成するようにパラメータを決定している。図 3.12-1，図 3.12-2 は式(3.11)，式(3.12)を原水塩分濃度 $x[\%]$ をパラメータとしてグラフ化したものである。

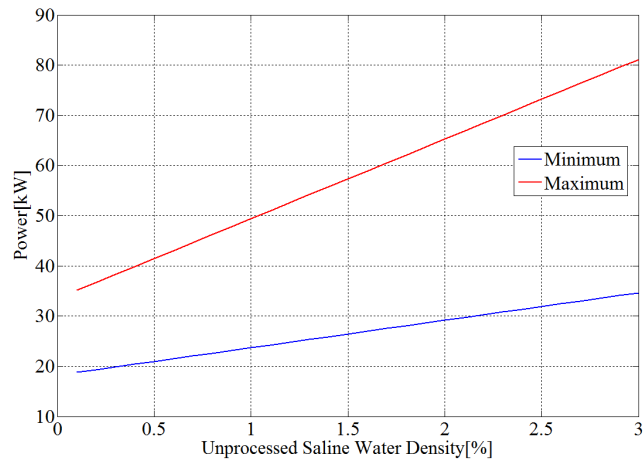


図 3.12-1. 海水淡水化装置消費電力最小値と最大値

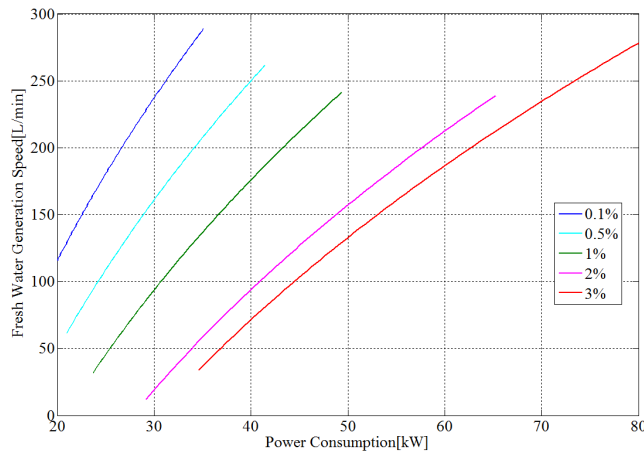


図 3.12-2. 各塩分濃度における消費電力と生成水生成量の関係

$$\begin{aligned} P_{\min imum} &= 18.24 + 5.458x \\ P_{\max imum} &= 33.53 + 15.86x \end{aligned} \quad (3.11)$$

$$Q[L/min] = \frac{2.210 \times 10^4 \times (P[W])^{\frac{1}{3}}}{-29.02 \times x^2 + 171.2 \times x + 697.5} - 724.0 \quad (3.12)$$

3.13.海水淡水化装置の導入規模に関する考察

本研究で用いるシミュレーションモデルにおいては、最大電力需要が約 600kW の離島に、定格出力で約 80kW の海水淡水化装置が導入されていると仮定した。本節ではこの離島モデルに関する考察を行う。

一般に海水淡水化装置の導入規模は、その離島の人口に強く依存する。本研究ではモデルの一般性の検討を行うため、「人口と海水淡水化装置水生成量の関係」、「人口と電力需要の関係」、「海水淡水化装置水生成量と海水淡水化装置消費電力」の 3 つの関係を算出し、最終的に「電力需要と海水淡水化装置消費電力の関係」を求めた。

まず人口と海水淡水化装置水生成量の関係について、文献[19]を基に、河川を持たない鹿児島と沖縄の 11 離島を調査した。得られた結果を図 3.13-1 に示す。人口 5000 人の離島の点を除き、ほぼ線形に増加していることが分かる。さらに調査したところ、この人口 5000 人の離島は他の島からの海底送水を行っていることが分かった。そのため今回の検討からは除外する。

残る 10 離島分のデータについて線形近似を行ったところ、その傾きは約 $0.568[\text{m}^3/\text{日} \cdot \text{人}]$ となった。一般的に水需要は一人当たり一日 0.25m^3 から 0.35m^3 であると言われているが、供給予備力としてその 2 倍程度持っていると考えれば、この近似直線は概ね妥当なのではないかと考えられる。

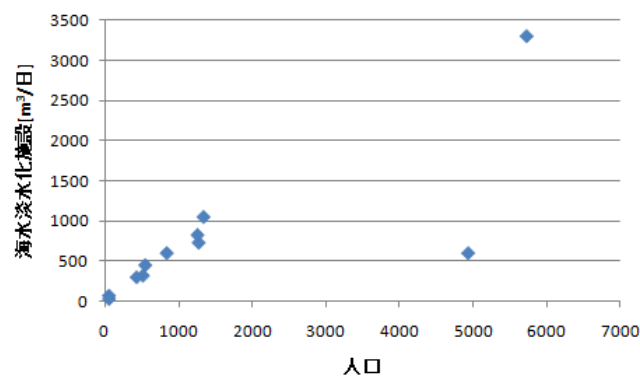


図 3.13-1. 人口と海水淡水化施設水生成量の関係

続いて人口と電力需要の関係について述べる。文献[1]によれば、その関係は線形近似出来ると記されている。図 3.13-2 にその関係を示す。ほぼ直線に近似できることが確認できる。その傾きは $1.0165[\text{kW}/\text{人}]$ である。

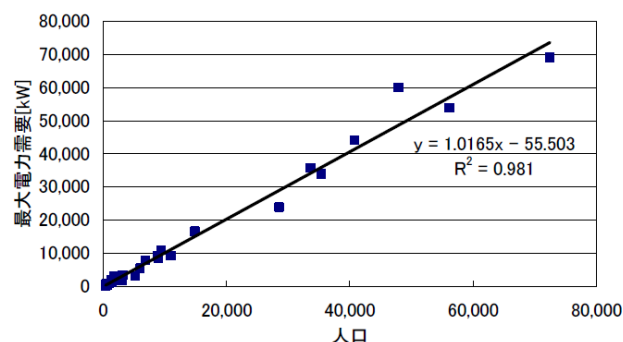


図 3.13-2. 離島における人口と電力需要の関係

最後に海水淡水化装置水生成量と海水淡水化装置消費電力の関係について述べる。詳細なデータが見当たらず、今回の検討では簡単な検討にのみ留める。

塩分濃度 3%の海水の浸透圧は約 2.5MPa である。いま 1mol の海水を浸透圧に逆らって可逆的に膜透過させるエネルギー（最小仕事） W_{min} は式(3.13)で求められる。

$$\begin{aligned} W_{min} &= 25 \times 10^5 \left(N / m^2 \right) \times 1 \left(m^3 \right) \\ &= 25 \times 10^5 \left(J \right) \\ &= 0.69 \left(kWh \right) \end{aligned} \quad (3.13)$$

つまり、理論上は 0.69kWh のエネルギーを投入すると、海水の浸透圧とつりあった状態で、半透膜を通過して純水が 1m³ 得られる。一般的に海水淡水化装置の動作圧力は 5MPa から 9MPa である。大規模なプラントになるほど動作圧力が上がる傾向にあるが、これはプラントが大型化するほど逆浸透部の経路長が長くなり、末端まで圧力が伝搬しにくくなるためではないかと考えられる。本研究で想定する小型プラントの動作圧力は概ね 5~6MPa である。

上記の理論式を基に純水 1m³ を生成するのに必要なモータ消費電力量を計算すると、式(3.14)のようになる。 η は海水淡水化プラントのエネルギー変換効率である。

$$\begin{aligned} W &= \frac{0.69 \times \frac{(50 \sim 60) \times 10^6}{25 \times 10^6}}{\eta} \\ &= \frac{(1.38 \sim 1.66)}{\eta} \left(kWh \right) \end{aligned} \quad (3.14)$$

η の値について、本研究の調査で詳細なデータが見つからなかった、そこで本研究では実験データを基に 0.4~0.5 と仮定する。この仮定の下計算を行うと、モータ消費電力量は概ね、2.76~4.15kWh/m³ となる。様々なメーカーのホームページによると、現状の海水淡水化装置の電気エネルギー消費量は概ね 3~5kWh/m³ である。この点を考慮すると上記の理論値はさほど現実の値から外れていないと考えられる。

海水淡水化装置の運転時間を 24 時間常時運転と仮定する。図 3.13-3 は横軸に定格消費電力を、縦軸に一日の水需要を基にプロットした図である。グラフには実際の離島のデータと共に、上記式で計算した理論線が記されている。今回の検討では 4 点しかデータが無いという点で非常に信頼性に欠けるグラフである。しかし、これ以上のデータを集めるのは困難であったため、以降の議論ではこの仮定を用いる。

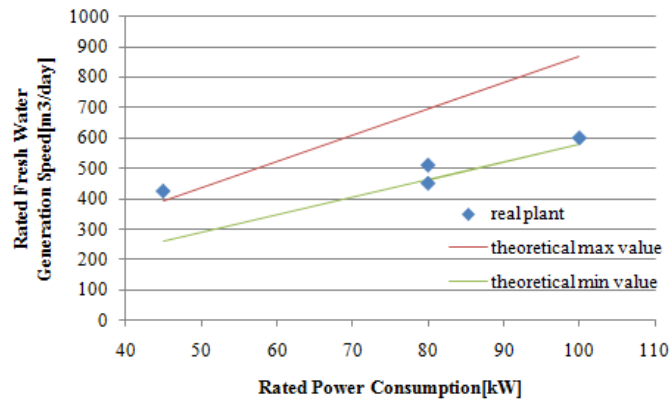


図 3.13-3. 海水淡水化装置の定格消費電力と水生成量の関係

以上3つの議論から、電力需要と海水淡水化装置消費電力の関係を求めると式(3.15)が得られる。

$$\frac{P_{Desalination_Plant}}{P_{Max_Load}} = \frac{0.568(m^3 / day \cdot \#)}{1.0165(kWh / \#) \times (2.76 \sim 4.15)(m^3 / day / kWh)} \quad (3.15)$$

$$= 0.135 \sim 0.202$$

計算結果から、系統規模のうち約13.5%~20.2%という結果が得られた。勿論大型の産業用負荷が入っているような離島の場合にはこの値から大幅にずれることは言うまでもないことだが、電灯負荷が大半を占めるような離島においては、およそ15%程度の定格消費電力の海水淡水化装置が導入されている可能性が高いという一つの指針は今回の検討より得ることが出来た。本研究で用いるモデル系統では最大需要600kWの系統に定格消費電力80kWの海水淡水化施設が存在するという仮定をしたが、これは約13.3%に相当する値であり、本節の検討からある程度一般的な離島モデルということが出来るのではないかと考えられる。

第4章 海水淡水化装置を用いた需給調整容量拡大手法

4.1. 海水淡水化装置の制御目的

離島への風力発電の導入時に生じる問題として、第1章で述べたとおり、予測困難な出力変動による周波数変動や電圧変動問題と風力発電の系統連系に伴うディーゼル発電機の下げ代不足が挙げられる。前者は系統の安定運用に関する問題であり、後者は系統運用の経済性に関する問題と言える。

本研究では風力発電導入時に生じるであろう問題のうち、周波数変動補償とディーゼル発電機の下げ代不足解消を海水淡水化制御の制御目的とする。この両者を同時に達成するよう本研究では制御手法を提案する。

4.2. 経済性向上制御

既存の系統に再生可能エネルギー電源が導入された状況下では、再生可能エネルギー電源の出力のために、ディーゼル発電機の下げ代が不足してしまう可能性が高い。そのような場合には、安定に電力供給を行うために再生可能エネルギー電源を解列せねばならない。

このような解列を避けるためには、敢えて系統の負荷電力を増加させてやればよい。図 4.2-1 にその概念図を示す。風力発電機の出力急上昇に合わせて海水淡水化装置の消費電力を増加させることで、ディーゼル発電機の出力減少幅を減らし、需給バランスを保てるようにする。

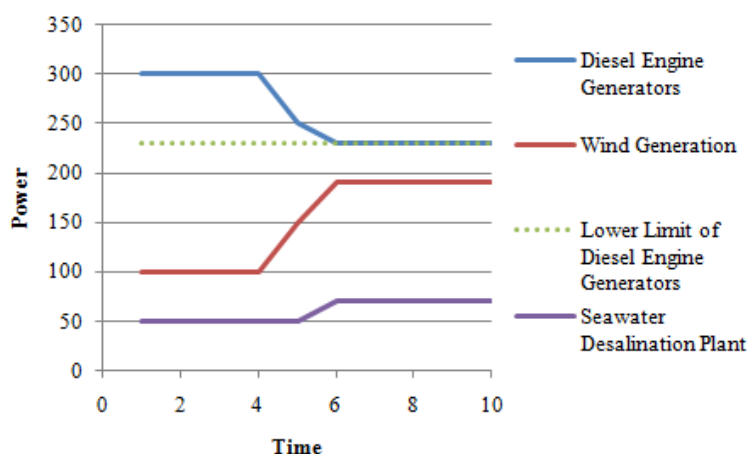


図 4.2-1. 下げ代不足の解消

また、再生可能エネルギー電源の出力は気象条件によって短時間に大きく上下するため、そのような変動に合わせてディーゼル発電機の台数切り替えを行ってしまうと、ディーゼル発電機の運転時間制約によって、ディーゼル発電機を使いたいときに使えないことによる発電力不足が発生する場合がある。

大規模系統では、火力発電機の台数が多く、また分散設置された再生可能エネルギー電源の平滑化効果が期待できるため、このような問題は生じにくいと考えられるが、小規模系統ではこのような効果は期待できない。さらに数分程度で再生可能エネルギー電源の出力は急変するため、事前予測によってこの問題を解決することは困難である。

この問題を解決するために本研究では、経済負荷配分計算において発電力不足が派生してしまった際に、発電力不足をなるべく減らすように海水淡水化装置の消費電力を調整することを提案する。

経済性向上制御についてまとめると、以下のようになる。この二つの制御を行うために、EDC 計算の段階で海水淡水化装置の指令値を決定する(図 4.2-2)。EDC 計算において需給アンバランスが発生した際に需給アンバランス電力を計算し、需給アンバランス電力が解消可能であるならば、海水淡水化装置の消費電力を需給アンバランスの分だけ基準値から変更する。

- ディーゼル発電機の下げ代不足時に海水淡水化装置の消費電力を増やす
- ディーゼル発電機の発電力不足時に海水淡水化装置の消費電力を減らす

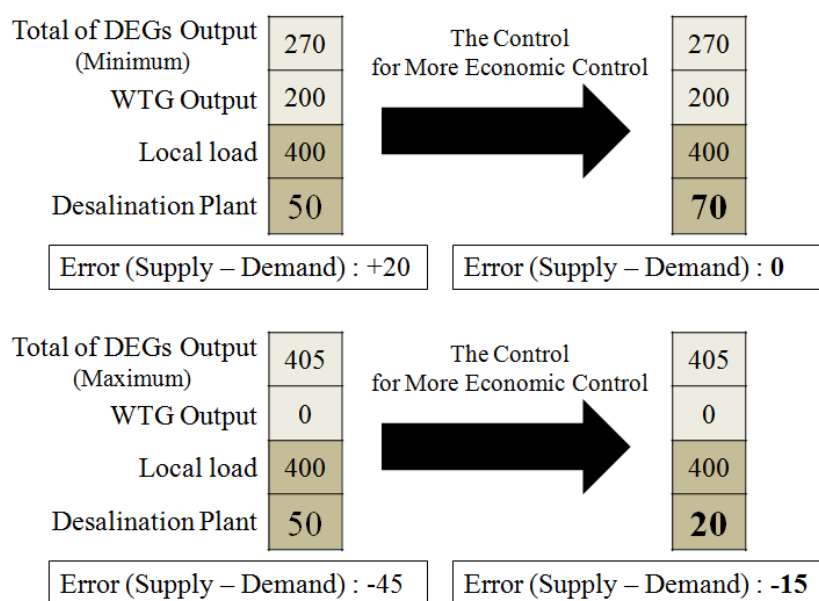


図 4.2-2. 経済性向上制御

4.3. 周波数安定性向上制御

海水淡水化装置によって周波数変動補償を行う方法として、本研究では次の二つの方法を提案する。

- 予めディーゼル発電機の調整容量を増やすように海水淡水化装置の消費電力を調整
- リアルタイムで海水淡水化装置が周波数変動を検知し、周波数変動に合わせて消費電力を自律的に補償

まず前者の制御について述べる。4.2 節と同様に、経済負荷配分制御の段階で海水淡水化装置の指令値を決定する。ただし、4.2 節では需給バランスを保つことを目的としたのに対し、周波数安定化制御においては、系統の需給調整容量の確保を目的とする。本研究では、この制御を「調整容量確保制御」と呼ぶ。

具体的な計算手法を図 4.3-1 に示す。EDC 計算の際に求められる目標調整容量を基に海水淡水化装置の調整容量を計算する。まず目標調整容量を計算し、EDC 計算を行う。この時需給バランスが保てないような状況下では、目標調整容量を少しずつ減らしていくことで制約の緩和を計っていた。しかし、調整容量確保制御においては、目標調整容量を減らす前に海水淡水化装置の消費電力を少しずつ調整する。例えば、上げ代が足りない (つまり高速発電機が重負荷状態)

状況においては、海水淡水化装置の消費電力を減らすことで、より上げ代を増やすことが可能となる。少しずつ調整するのは、海水淡水化装置の負荷を ΔP だけ増加（減少）させても、経済負荷配分のために高速発電機群の出力が ΔP だけ増加（減少）するとは限らないためである。

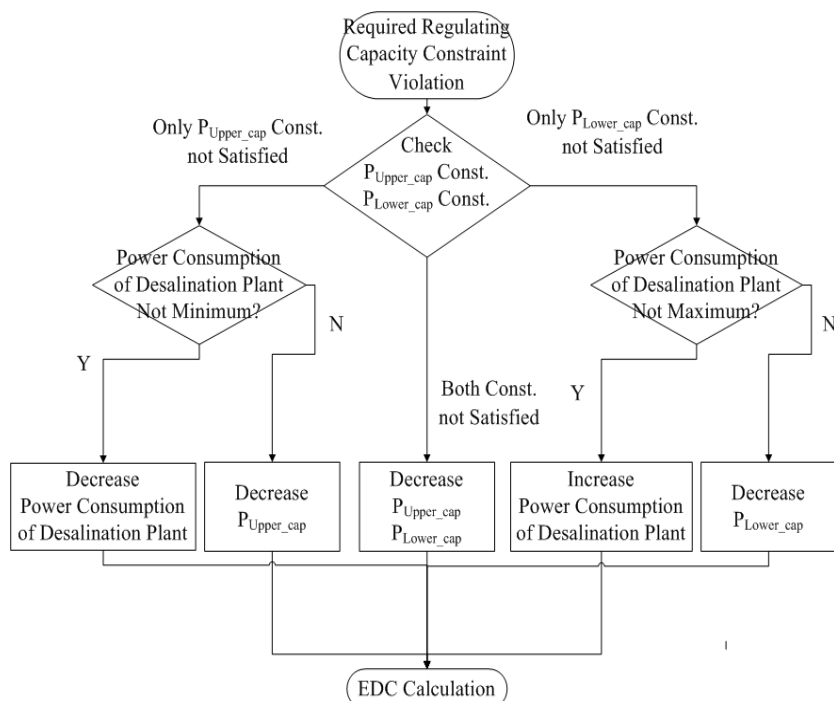


図 4.3-1. 調整容量確保制御

続いて、後者のリアルタイム制御について述べる。微小な周波数変動はディーゼル発電機のガバナ制御で十分対応可能である。周波数制御に際して問題となってくるのは、周波数急変時にどのようにして補償するか的一点である。この時、ディーゼル発電機の最低出力制約や最高出力制約、系統安定化装置の出力制約などに抵触しているのはほぼ間違いない。つまり需給調整能力不足である。このような状況下で海水淡水化装置が周波数変動を補償し、系統運用に貢献することは系統にとって非常にメリットが大きい。逆に考えれば周波数が大きく変動しているときのみ海水淡水化装置が消費電力を変化させれば、それだけで十分だとも言える。海水淡水化装置のインバータ制御では極めて高速な応答が可能であり、このような制御は可能であると考えられる。周波数が急激に変動している場合には、とにかく変動を補償することが大事であり、発電機などと協調を図る必要もさほど無いと思われる。具体的には、図 4.3-2 のように自端で系統周波数を観測し、不感帯を逸脱した場合のみ、その変動を補償するように消費電力を調整する（以下のシミュレーションでは $\pm 0.05\text{Hz}$ を不感帯としている）。本研究ではこの制御を「個別分散周波数制御」と呼ぶ。

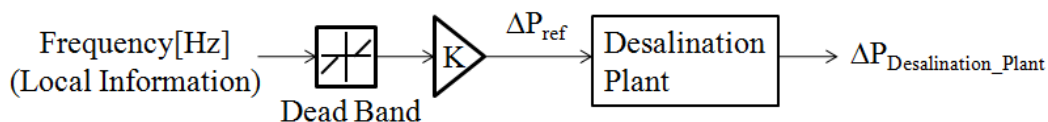


図 4.3-2. 個別分散制御

以上の調整容量確保制御と個別分散周波数制御が本研究で提案する周波数安定性向上制御である。

4.4. コンバインド制御

4.2 節と 4.3 節で提案した制御において、個別分散制御手法はリアルタイムで系統運用とは独立に行われる制御である。そのため、EDC と個別分散制御手法は直接的には影響しない。

一方、残りの 2 つの制御は EDC で行われる制御であるから、相互に影響しあうことになる。そこでこの 2 つを相組み合わせるかということを考える。

2 つの制御において、経済性向上制御は「需給バランス」を考慮して行う制御であり、調整容量確保制御は「調整容量」を考慮して行う制御である。「需給バランス」と「調整容量」のどちらが系統にとって厳しい制約であるかについては、当然ながら「需給バランス」である。よって本研究では需給バランス制約をより優先するような制御を提案する。

具体的には以下のような手順で行う。説明の簡単化のために、以下では海水淡水化装置の消費電力を増やすような状況を想定する。

海水淡水化装置消費電力 $P_{min} \leq P \leq P_{max}$

- (1) 経済性向上制御における海水淡水化装置消費電力指令値 P_{ref1} を計算する。
- (2) 調整容量確保制御における海水淡水化装置消費電力指令値 P_{ref2} を $P_{ref1} \leq P_{ref2} \leq P_{max}$ を満たすように計算する。
- (3) 最終的な海水淡水化装置消費電力指令値は P_{ref2} となる。

図 4.4-1 にその概念図を示す。いま、 P_{ref1} が計算された状況を考える。海水淡水化装置の消費電力を増やさなければならない状況は、負荷が足りないということを意味している。このような状況下では、負荷をより増やすことは許されても、より負荷を減らすということは許されない。つまり短周期調整容量確保制御における海水淡水化装置消費電力指令値 P_{ref2} を $P_{ref1} \leq P_{ref2} \leq P_{max}$ を満たすように選択することで、2 つの制御目的を同時に達成できる。海水淡水化装置の消費電力を下げる場合にも、これと同様の考え方を用いて、海水淡水化装置消費電力指令値を計算する。

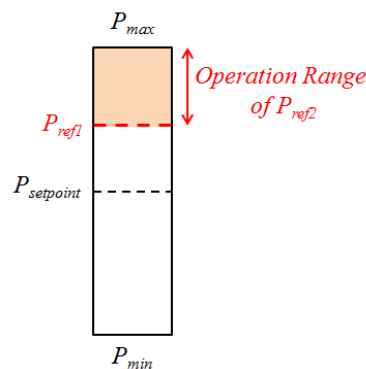


図 4.4-1. コンバインド制御

4.5. シミュレーション条件

本研究で提案した制御手法の有用性を確認するために、需給解析シミュレーションを行った。シミュレーションケースを表 4.5-1 にまとめる。シミュレーションケースは 6 ケースである。Case(1)が海水淡水化装置が系統貢献を行わない場合であり、基準ケースである。なお、本章のシミュレーションにおいては貯水量制約を考慮しない。海水淡水化装置の消費電力について、系統貢献のための指令値が無い場合には、常に基準動作点(最大消費電力と最小消費電力の midpoint)

で運転する。なお、全てのケースにおいて原水塩分濃度は3%とした。

シミュレーション期間は1日とする。シミュレーションで用いた風速変動と需要変動をそれぞれ図 4.5-1、図 4.5-2 に示す。

表 4.5-1. シミュレーションケース

	経済性向上制御	短周期調整容量確保制御	個別分散制御
Case(1)	×	×	×
Case(2)	○	×	×
Case(3)	×	○	×
Case(4)	×	×	○
Case(5)	○	○	×
Case(6)	○	○	○

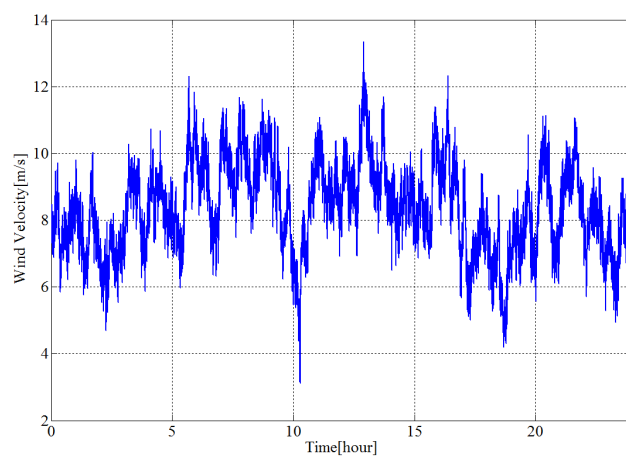


図 4.5-1. 風速変動

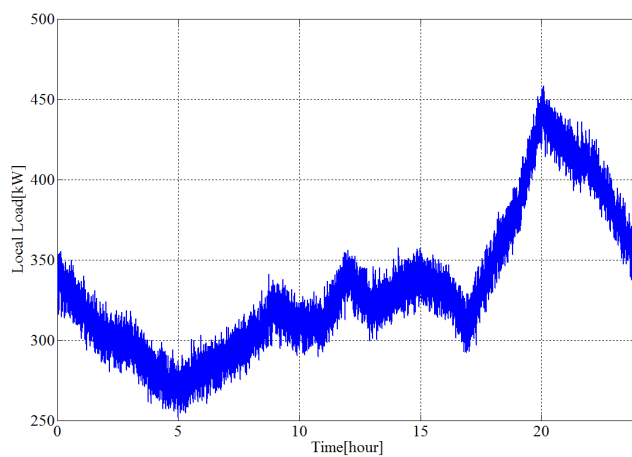


図 4.5-2. 需要変動

4.6. シミュレーション結果と考察

シミュレーション結果を図 4.6-2 から図 4.6-7 に示す。それぞれ各ケースにおける周波数変動、電力変動、ディーゼル発電機出力である。

表 4.6-1 にシミュレーション期間中の周波数滞在率と RMSE(RMSE : Root Mean Square Error) を記す。周波数滞在率とは、ある期間内に周波数変動が目的の変動幅にどの程度収まっていたかを表す指標である。単位は[%]である。周波数変動の RMSE 値は、基準値（本ケースでは 60Hz）からの偏差の二乗平均平方根和であり、周波数滞在率同様、周波数変動の大きさを示す一つの指標となる。

RMSE を見ると、Case(3)が最も値が大きく、次いでCase(6)と Case(4)という結果になっている。Case(3)は調整容量確保制御のみを適用した結果であることから、調整容量確保制御によって周波数変動が抑制可能であることが確認できる。Case(4)においても個別分散制御の結果、周波数変動は抑制されているが、個別分散制御自体が突発的に起こる大きな周波数変動のみを補償対象としていることから、 $60 \pm 0.1\text{Hz}$ の周波数滞在率は Case(4)に比べて小さい値となっている。しかし $60 \pm 0.3\text{Hz}$ の周波数滞在率は Case(4)とほぼ同程度となっている。Case(6)については経済性向上制御と短周期調整容量確保制御、個別分散制御の全てを適用しており、RMSE を見比べると Case(3)や Case(4)とほぼ同程度である。しかし Case(6)の制御の目的は周波数変動抑制のみではなく、経済性の向上も目的としており、周波数変動の評価のみで Case(6)の制御の有用性を評価できない。

続いて発電コストについて考察する。図 4.6-1 は各ケースの発電コストと風力発電の運転時間をグラフにしたものである。当然ながら発電コストと風力発電の運転時間に強い依存関係がある。図 4.6-1 を見ると風力発電の運転時間の長い Case(2)、Case(5)、Case(6)のディーゼル発電コストが他のケースに比べ、低いことが確認できる。この3つに共通することは経済性向上制御の有無である。経済性向上制御の結果、風力発電の運転時間がより長くなり、その結果ディーゼル発電の発電コストが抑えられている。今回のケースでは Case(1)と比べ、最大で約 1%削減出来た。

周波数変動の結果も含めて考察すると、Case(3)は周波数変動は最も抑制されているが、短周期調整容量確保制御を行うことで風力発電の運転時間がより確保できるとは限らないため、必ずしも発電コスト削減につながるとは限らない。むしろ今回のケースでは発電コストは悪化している。個別分散制御についても同様であり、風力発電の運転時間は個別分散制御の適用の有無で変わらないことから、発電コスト削減につながるとは限らない。一方経済性向上制御については、発電コストは削減できたとしても、周波数変動は抑制できるとは限らない。今回のケースで RMSE が Case(1)と比較して小さいのは、17 時付近で発生している発電電力不足による周波数低下が緩和されているためである。

経済性を向上させようとするれば、風力発電の運転時間をより長くする必要があるが、風力発電の運転時間が長くなればなるほど、需給変動の要因が増えることになり、周波数が悪化する可能性が極めて高い。そのため、経済性の向上と周波数変動抑制は同時に考慮されなければならない問題である。Case(5)と Case(6)では、Case(1)に比べ、周波数変動も抑制されており、かつ発電コストも削減されている。本研究で提案したコンバインド制御は経済性の向上と周波数変動抑制の両者を考慮した制御であり、この点において有用な制御であると言える。

今回のケースでは Case(5)と Case(6)でさほど大きな違いが見られなかった。周波数変動補償能力としては短周期調整容量確保制御のみで十分であると考えられる。しかし、短周期調整容量確保制御は EDC 計算の際に指令値を決定するため、一種の予測制御に過ぎず、この点で予測外れが起きる可能性がある。そのような場合には自端でのリアルタイム制御である個別分散制御を組み合わせておくことで対応可能なのではないかと考えられる。

以上の議論をまとめると、次の結論が得られる。

海水淡水化装置が系統貢献を行わない場合に比べ、

- 調整容量確保制御を行うことで、周波数変動を抑制可能である。しかし燃料費が削減できるとは限らない。
- 経済性向上制御を行うことで、発電コストの削減が可能である。しかし周波数変動が抑制できるとは限らない。
- 個別分散制御では予測外れなどによって生じる周波数変動に対応可能である。しかし燃料費についてはほとんど影響を与えない。
- 経済性向上制御と調整容量確保制御を組み合わせたコンバインド制御によって周波数変動を抑制でき、かつ発電コスト削減が可能である

表 4.6-1. 周波数滞在率

	60±0.1Hz	60±0.2Hz	60±0.3Hz	RMSE
Case(1)	96.41	97.21	97.57	0.0155
Case(2)	97.09	98.08	98.59	0.0054
Case(3)	98.09	98.60	98.99	0.0030
Case(4)	97.23	98.37	98.87	0.0033
Case(5)	97.73	98.33	98.77	0.0040
Case(6)	97.94	98.47	98.90	0.0032

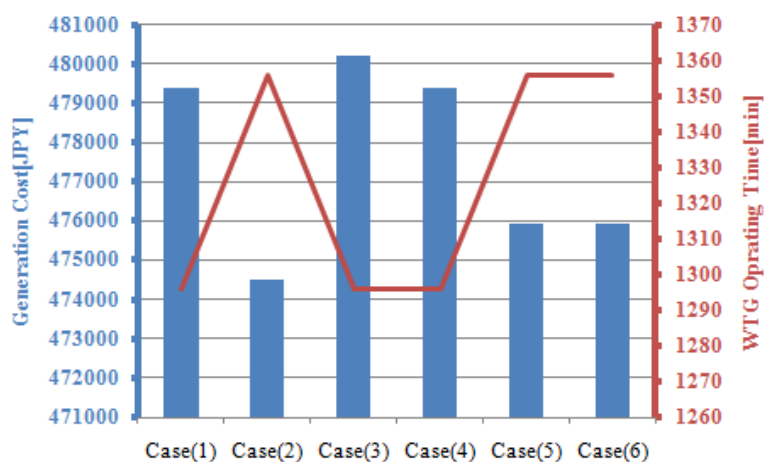
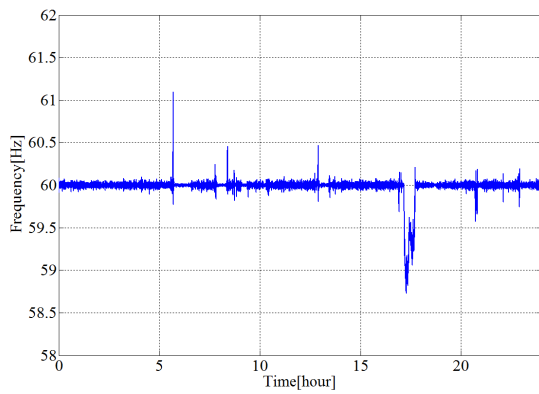
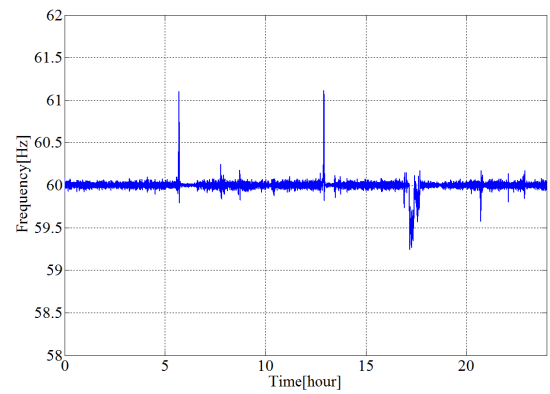


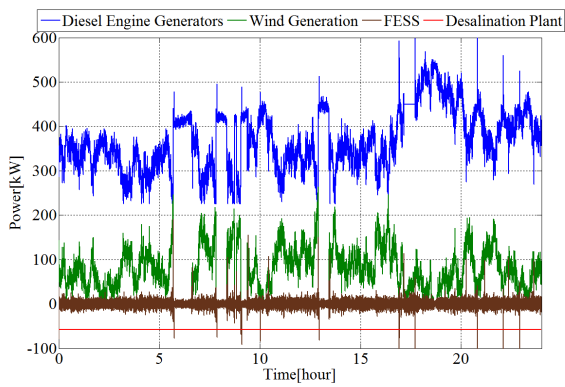
図 4.6-1. 発電コスト



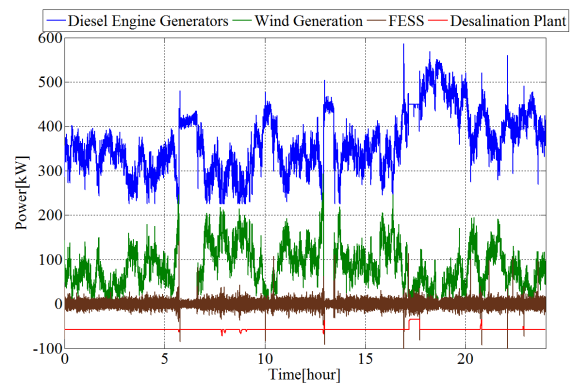
(a)周波数変動



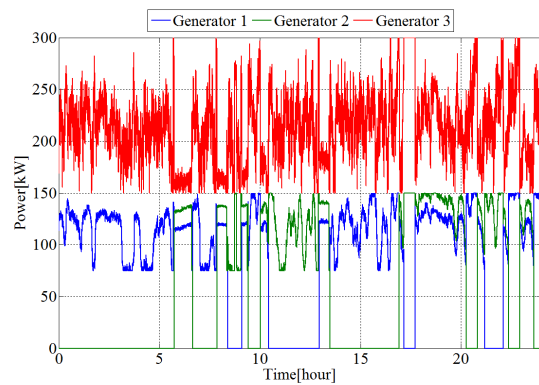
(a)周波数変動



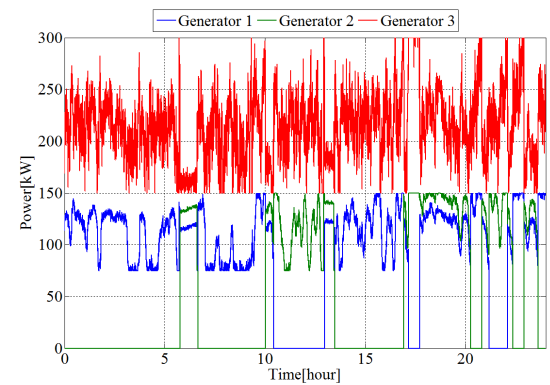
(b)電力変動



(b) 電力変動



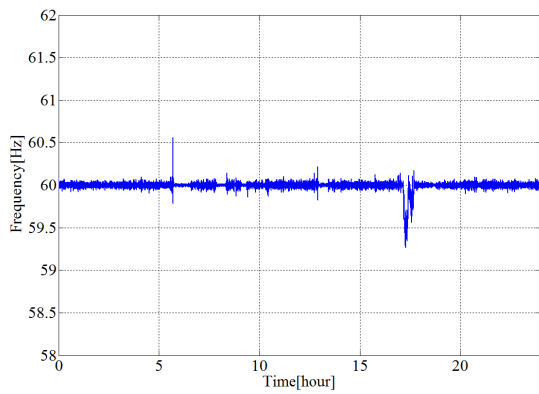
(c)ディーゼル発電機出力



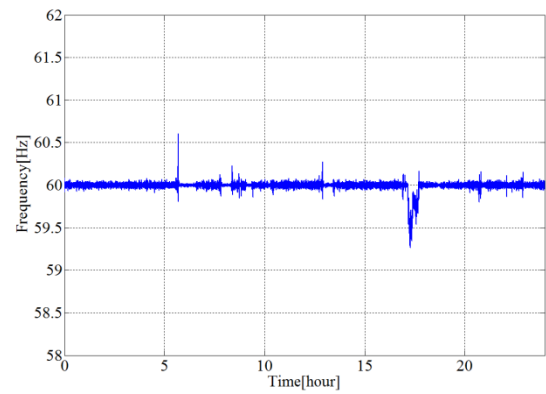
(c) ディーゼル発電機出力

図 4.6-2. Case(1)

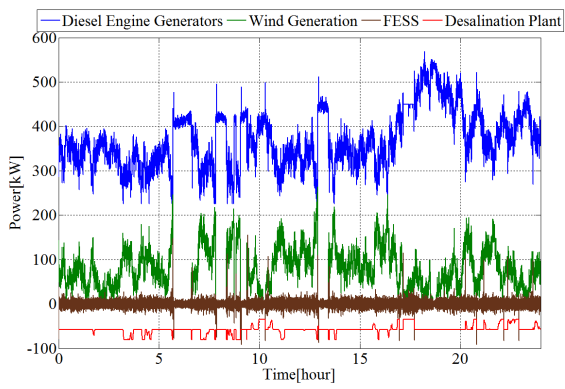
図 4.6-3. Case(2)



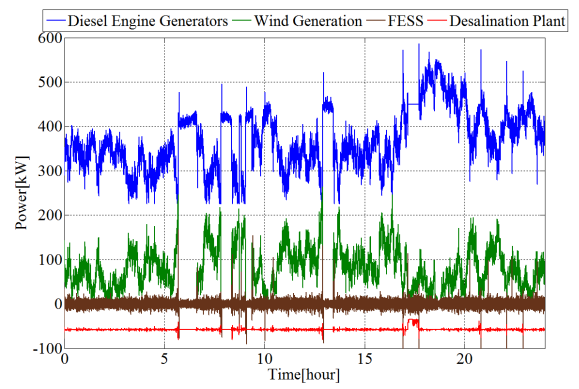
(a)周波数変動



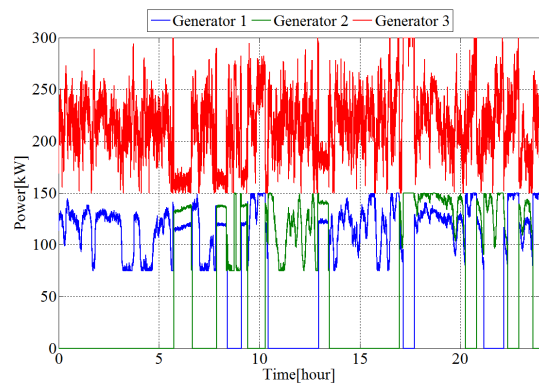
(a)周波数変動



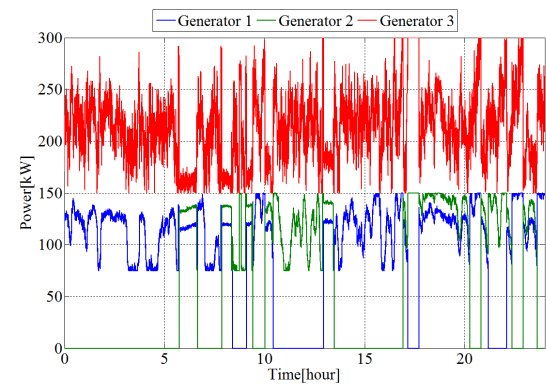
(b)電力変動



(b)電力変動



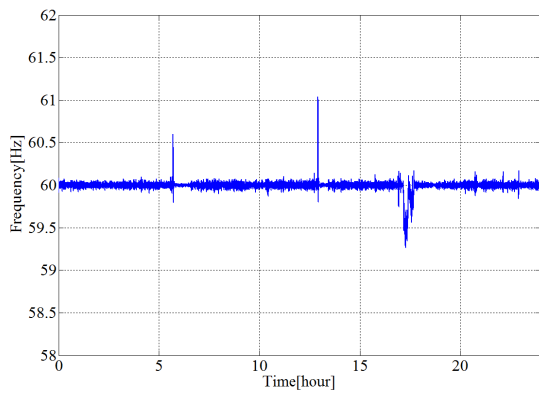
(c)ディーゼル発電機出力



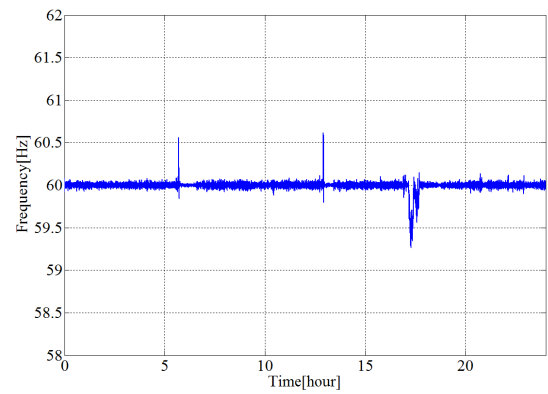
(c) ディーゼル発電機出力

図 4.6-4. Case(3)

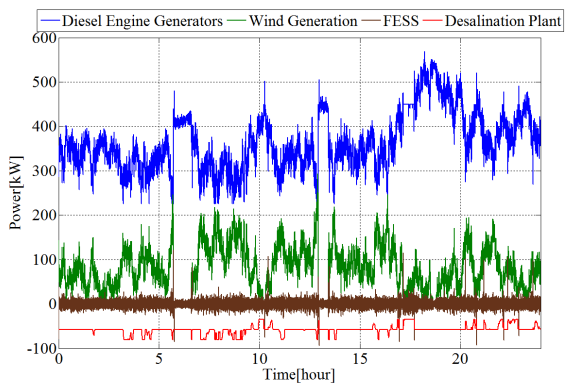
図 4.6-5. Case(4)



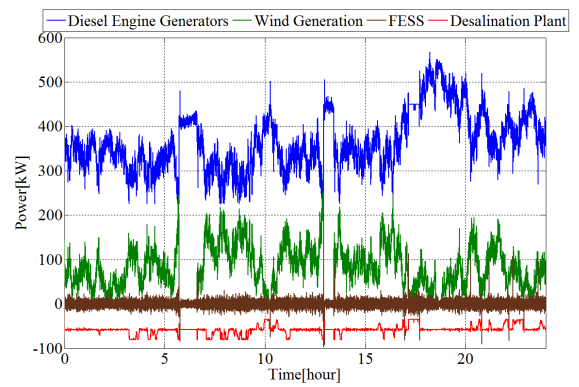
(a)周波数変動



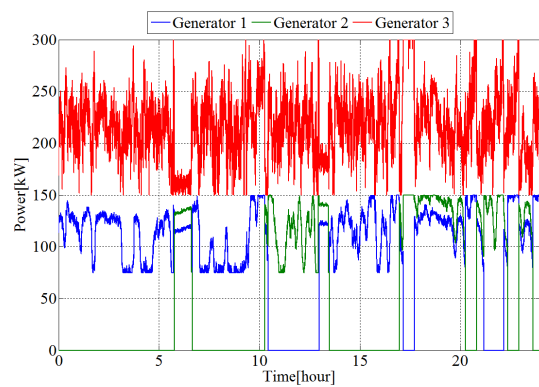
(a)周波数変動



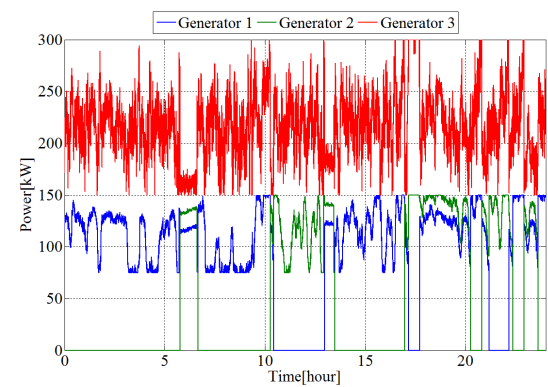
(b)電力変動



(b)電力変動



(c)ディーゼル発電機出力



(c) ディーゼル発電機出力

図 4.6-6. Case(5)

図 4.6-7. Case(6)

4.7. 原水塩分濃度の違いによる経済性への影響の検討

3.12 節で既に述べた通り，海水淡水化装置の消費電力制御可能範囲は，原水塩分濃度に強く依存する。本節では原水塩分濃度の違いによる経済性への影響について検討を行った。

具体的には以下のような手順で計算を行った。(3)と(5)が海水淡水化装置の系統貢献の有無によって差が生じる箇所である。

(1)風速，需要電力を与える

(2)風速を基に風力発電機の出力予測値を計算する

(3)需要電力と風力発電機の出力予測値の差分を計算し，ディーゼル発電機最低運転台数制約を守れるかどうかチェックする。守れるなら風力発電機を ON，違反するなら風力発電機を OFF にする

(4)需要電力と風力発電機の出力の差分からディーゼル発電機の台数を決定する

(5)調整容量制約を考慮した経済負荷配分の最適計算を行う

(6)取りうる全ての風速，需要電力について(1)~(5)を計算する

(7)風速，需要電力の出現確率を基にディーゼル発電機の燃料費の期待値を計算する

(8)海水淡水化装置の系統貢献制御の有無による燃料費削減効果の差異を計算する

想定する風速変動と需要変動の出現確率をそれぞれ図 4.7-1，図 4.7-2 に示す。風速変動は $k=2.45$, $c=7.0$ のワイブル分布で，負荷変動は $a=1.6$, $b=2.0$ のベータ分布で模擬している。なおワイブル分布，ベータ分布の確率密度関数は以下の式(4.1)，式(4.2)で表される。

ワイブル分布

$$f(x) = \left(\frac{cx^{c-1}}{k^c} \right) \exp \left(- \left(\frac{x}{k} \right)^c \right) \quad (4.1)$$

ベータ分布

$$f(x) = \frac{x^{a-1}(1-x)^{b-1}}{Be(a,b)} \quad (4.2)$$
$$Be(a,b) = \int_0^1 x^{a-1}(1-x)^{b-1} dx$$

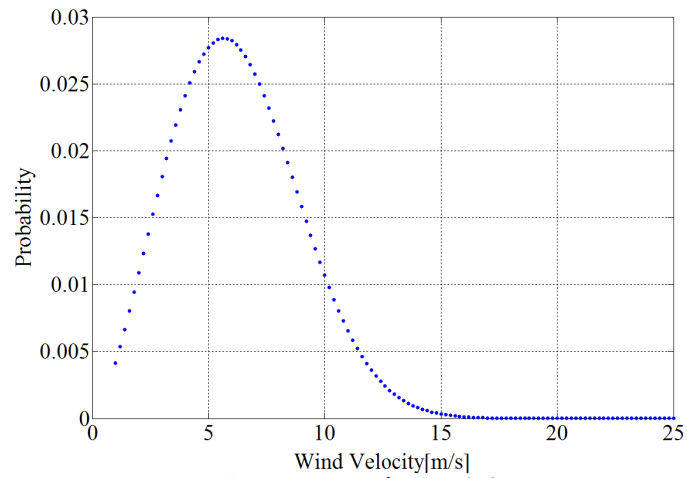


図 4.7-1. 風速出現確率

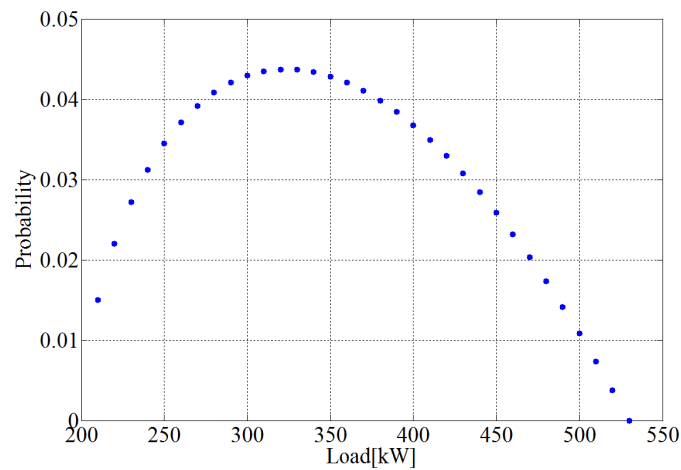


図 4.7-2. 需要変動出現確率（横軸の負荷は海水淡水化装置を除く）

計算結果を図 4.7-3 に示す。図 4.7-3 は横軸に原水塩分濃度，縦軸に海水淡水化装置の制御の有無による発電コスト削減率を示している。海水淡水化装置の原水塩分濃度が上がると共にコスト削減率も増加していることが確認できる。これは，原水塩分濃度が上がるほど海水淡水化装置の消費電力調整可能幅も増大し，需給調整に貢献できる機会が増加するためである。電力系統運用への貢献という観点からは，原水塩分濃度が高い方が好ましいと言える。

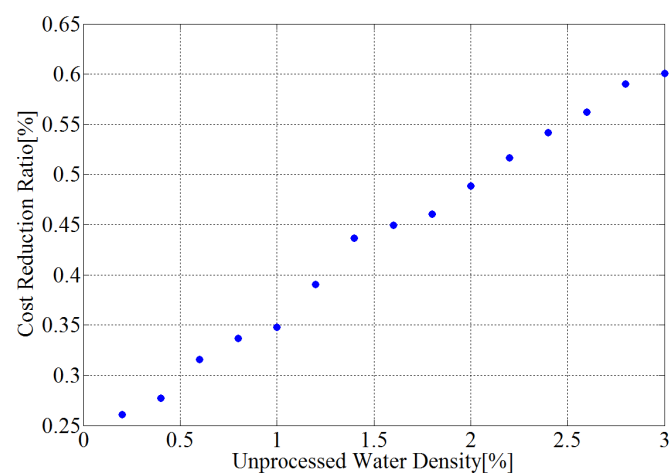


図 4.7-3. 原水塩分濃度の違いによるコスト削減率の違い

第5章 海水淡水化装置消費電力制御による運用者利便性への影響の評価

5.1. 海水淡水化施設の運用者利便性

海水淡水化施設の本来の目的は、「安定に水を供給し続けること」である。電力系統の運用のために海水淡水化装置の消費電力を制御したからと言って、この目的が満たせなくなるようなことがあってはならない。

ここで「安定に水を供給し続けること」の意味について考える。小規模離島の場合、島内に川や湖などが無く、海水淡水化施設が唯一の生活用水を得る手段であるような離島が多い。このような場合、海水淡水化施設は機器の故障などの緊急時にも生活用水を供給出来なければならない。そのため、海水淡水化施設は緊急時に備えて常に一定量の水を確保する必要がある。

つまり、海水淡水化施設は生活用水を安定に供給するために、常に一定量以上生成水を確保しなければならない。本研究ではこの制約を海水淡水化施設の運用者利便性として考慮する。本研究ではこの制約を貯水量制約と呼ぶことにする。

本研究ではヒアリング結果を基に、貯水量制約を「貯水量が、常に貯水タンク容量の 80%~100%を満たす」と定義する。

5.2. 既存の海水淡水化施設の運用方法

貯水量制約を満たすため、既存の海水淡水化施設は、海水淡水化装置の台数制御によって生成水量を調整している。電力系統運用の需給一致のような秒オーダーでの制御は必要ないため、このような運用が行われている。

本研究では既存の海水淡水化施設の運用方法を図 5.2-1 のような最大最小電力制御によって模擬する。本研究ではこの運用方法を海水淡水化装置の通常運用と呼ぶ。具体的には以下のようなルールで運転されているものと仮定している。

- 生成水貯水量がタンク容量の 98%を超えたら、タンク容量の 82%を下回るまで最低消費電力で運転する。
- 生成水貯水量がタンク容量の 82%を下回ったらタンク容量の 98%を上回るまで最大消費電力で運転する。

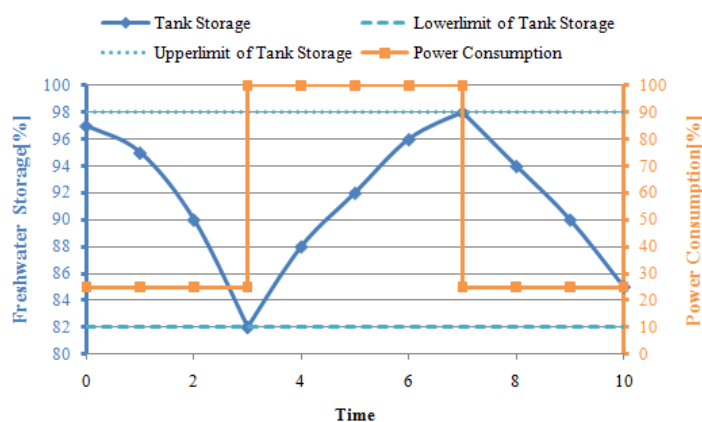


図 5.2-1. 海水淡水化施設の通常運用

5.3. 系統運用貢献時の海水淡水化装置の緊急制御

海水淡水化装置が電力系統運用への貢献を行うようになったとしても、海水淡水化施設運用者は貯水量制約の違反に備え、緊急制御を有する可能性が高いと考えられる。この制御は海水淡水化装置の運用者が運用上の制約を満たすために、貯水量制約を違反しそうな状況下では、以下のような緊急制御を行うとする(図 5.3-1)。この緊急制御は電力系統運用と独立に行われる制御である。なお、(1)、(2)の制御が働いている間は、発電所からの指令信号に従わない。これは海水淡水化施設の運用制約を満たす上で当然守られるべきことである。但し、電力系統運用者は海水淡水化装置が緊急制御を行っているという事実をリアルタイムで把握し、以降の系統運用に反映させることが可能であるものとする。

- (1) 貯水量がタンク容量の 98%を上回ったら、タンク容量の 95%を下回るまで最低消費電力で運転する。
- (2) 貯水量がタンク容量の 82%を下回ったら、タンク容量の 85%を上回るまで最大消費電力で運転する。

緊急制御が働いている間は、電力系統からの指令に応えないため、より効率的な電力系統運用を行うという観点からは、如何にして緊急制御が働いてしまうような状況を防ぐかということが非常に重要になる。

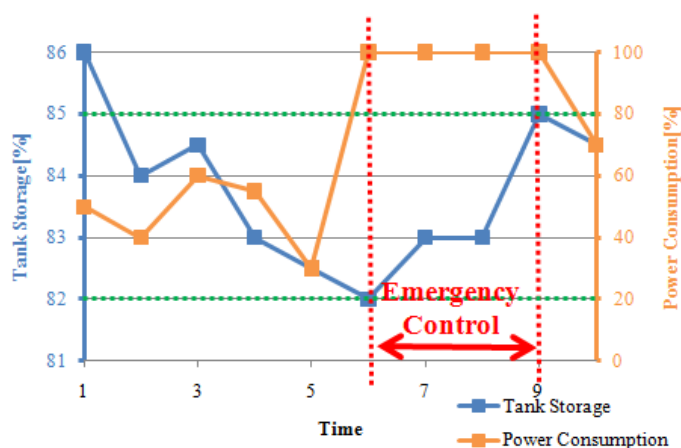


図 5.3-1. 海水淡水化装置の緊急制御

5.4. 一般的な一日の水需要の変化

図 5.4-1 に一般的な一日の水需要の変化の様子を示す。水需要は大きく分けて深夜(23 時～5 時)、午前 (5 時～11 時)、昼間 (11 時～17 時)、夜間 (17 時～23 時) の 4 つの区間に分けることが出来、水需要の多い時間帯と少ない時間を交互に繰り返す傾向がある。午前の水需要の多さは洗濯と朝食、夜間の水需要は夕食と風呂であると考えられる。

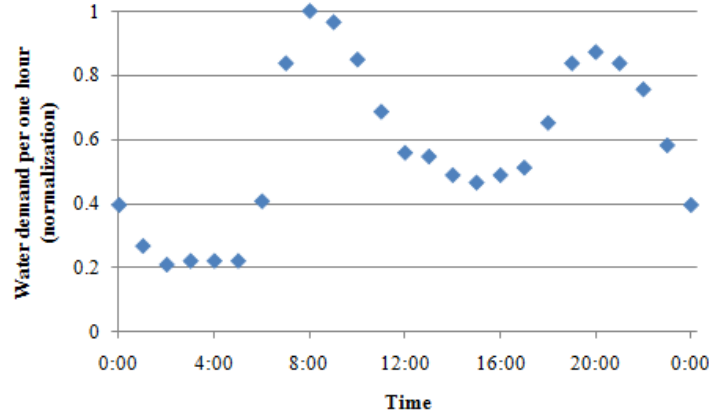


図 5.4-1. 一日の水需要の変化

5.5. 貯水量制約違反予防制御

緊急制御が行われないようにするには、水需要を推定し、タンク貯水量の変化に合わせて海水淡水化装置の動作点を決定することが重要である。本研究ではこの制御を貯水量制約違反予防制御と呼ぶことにする。

前述の通り、水需要は6時間サイクルで多い時と少ない時を繰り返す。つまり6時間先の状況に備えて海水淡水化装置の消費電力を計画すれば、貯水量制約を満たすことが可能なのではないと思われる。

このような考えの下、本研究では現在から6時間先までの水需要を予測して海水淡水化装置の消費電力上下限値を設定する制御を提案する。水需要の予測については、電力需要予測のような瞬時性は必要なく、また水需要の平滑化効果も期待できることから、天候さえわかれば十分予測可能であると考え。本研究では簡単のため、水需要は完全に既知であるとしている。

具体的な海水淡水化装置上下限値決定法について述べる。説明を簡単にするために、貯水量制約下限制約違反を回避する方法について述べる。貯水量制約下限違反を回避するためには、貯水量を増やすように消費電力下限値を決定すればよい。

今の時刻を T_1 、その時の貯水量を $S_1[\text{m}^3]$ 、 T_1 から6時間後を $T_2[\text{m}^3]$ 、目標とする貯水量を S_2 とする。この時、時刻 T_1 から T_2 までに、 $W_{1 \rightarrow 2}[\text{m}^3/\text{min}]$ のペースで水を溜めていくことが出来れば、時刻 T_2 までに S_2 溜めることが可能である(式(5.1))。

$$W_{1 \rightarrow 2} = \frac{S_2 - S_1}{T_2 - T_1} \quad (5.1)$$

さて、海水淡水化装置の貯水タンクは、水を生成する一方で各需要家に配水しているため、海水淡水化装置が「時刻 T_2 までに S_2 溜める」という制約を満たすためには、 $W_{1 \rightarrow 2}$ に加えて、時刻 T_1 から T_2 の間に各需要家に配水されるであろう分 $W_{\text{demand}}[\text{m}^3/\text{min}]$ を足さなければならない。つまり海水淡水化装置の正味の水の生成量の目標値は $W_{\text{supply}}[\text{m}^3/\text{min}]$ は次のようになる。

$$W_{\text{supply}} = W_{1 \rightarrow 2} + W_{\text{demand}} \quad (5.2)$$

なお本研究では W_{demand} について、予測を行うのではなく、時刻 T_1 での水消費量 W_1 を用いることとする。前述したとおり、貯水タンクという大きなバッファがあるため、 W_{supply} を厳密に求める必要はない。

以上より W_{supply} が求められる。 W_{supply} が決まれば、3.12 節で述べた関係式から海水淡水化装置の消費電力 $P_{1\rightarrow2}$ [kW] が定まる。

ここで注意してほしいのは、これらの計算から $P_{1\rightarrow2}$ が求められたからと言って、実際に海水淡水化装置の消費電力を $P_{1\rightarrow2}$ にする必要はなく、最低 $P_{1\rightarrow2}$ の消費電力で運転すればよいのである。例えば、今貯水タンクの目標量に達するために 60kW の消費電力で運転しなければならないからといって、60kW の消費電力で運転せずに 80kW で運転したとしても、予定より早く水が溜まるだけで運用上何も支障はない。つまり海水淡水化装置の消費電力の調整可能範囲がこのような式で定義されることになる。 P_{min} 、 P_{max} はそれぞれ消費電力の最小値、最大値である。

$$\max(P_{1\rightarrow2}, P_{min}) \leq P \leq P_{max} \quad (5.3)$$

図に表すと図 5.5-1 のようになる。縦軸は時間、横軸は水量（貯水量や水需要量）の時間変化 [m^3/min] であり、面積が水量 [m^3] を表している。図中の大きな青色の横長長方形が、本文中の S_2 に相当する部分であり、左の縦長長方形が S_1 に相当する部分である。横軸は水生成量 / 消費量基準で図示されているが、消費電力に換算することで、式(5.3)が求められる。

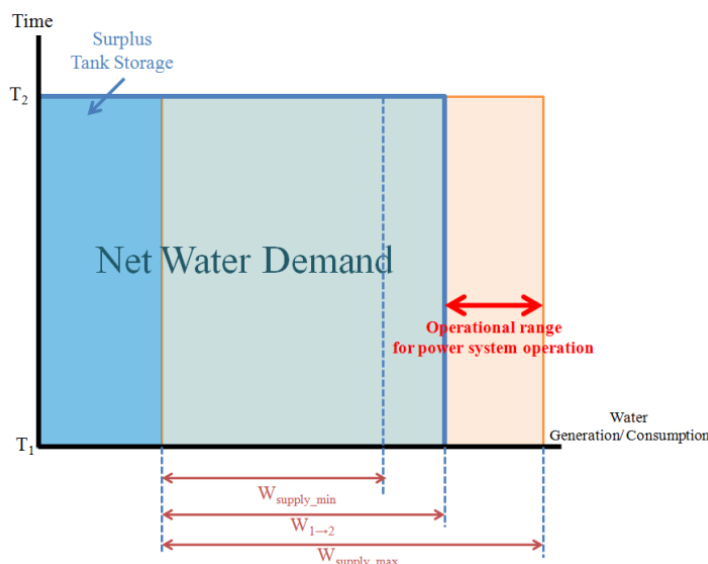


図 5.5-1. 貯水量制約を考慮した海水淡水化装置動作可能範囲の算出

以上が本研究で提案する貯水量制約違反予防制御である。本節では、貯水量制約下限制約違反を回避する方法について述べたが、貯水量制約上限制約違反を回避する場合にも同様の考え方で制御を行う。本研究では貯水量制約違反予防制御を以下のようなルールで適用する。 S'_2 は貯水量制約違反予防制御を行わない場合の 6 時間後のタンク貯水量の予測値であり、式(5.4)で表される。 W'_{supply} は消費電力 $(P_{min}+P_{max})/2$ での海水淡水化装置生成水流量である。

$$c \quad S'_2 = S_1 + \left(W'_{supply} \times (T_2 - T_1) - \int_{T_1}^{T_2} W_{demand}(t) dt \right) \quad (5.4)$$

- (1) S'_2 がタンク貯水量が 85% を下回ったら、タンク貯水量が 90% を上回るまで貯水量制約違反予防制御を行う。
- (2) S'_2 がタンク貯水量が 95% を上回ったら、タンク貯水量が 90% を下回るまで貯水量制約違反予防制御を行う。

5.6. 貯水量制約違反予防制御の緩和

第4章で提案した制御は、常時海水淡水化装置の消費電力を系統運用のために制御するというよりは、系統の需給バランス制約を保つのが困難な状況において一時的に海水淡水化装置の消費電力を制御するというような制御である。そのため海水淡水化装置が系統運用のために制御される時間帯はさほど多くないと考えられる。

このため、短時間であるならば、貯水量制約を考慮せずに海水淡水化装置の消費電力を制御しても運用上の利便性を損なわないと考えられる。このような考えの下、5.5節の貯水量制約違反予防制御を貯水量制約違反予防制御(貯水量制約優先)とし、これに対し貯水量制約違反予防制御(貯水量制約優先)が行われている時間帯においても、需給バランスを保つために海水淡水化装置の消費電力を制御する必要があるれば、そちらを優先するという制御を提案する。本研究ではこの制御を貯水量制約違反予防制御(系統運用優先)と呼ぶ。具体例を挙げて説明する。いま、海水淡水化装置が、貯水量制約違反予防制御のため、動作可能範囲が60kW~80kWになっていたとする。このような状況下で、系統の需給バランスを保つために消費電力を40kWに下げる必要があったと仮定する。この時貯水量優先時には、60kWまでしか消費電力を下げられないが系統運用優先では40kWまで下げることを許可する。

5.7. シミュレーション条件

貯水量制約を考慮した場合の海水淡水化装置を用いた本研究の提案手法の有用性を検討するために以下のシミュレーションを行った。

シミュレーションケースを表5.7-1に示す4ケースとする。貯水量制約を考慮するためにシミュレーション期間は1週間とした。計算ステップを1分おきとし、周波数変動を評価しない代わりに、需給アンバランス時間、需給アンバランス量のRMSEを評価対象とした。海水淡水化装置の系統運用への貢献制御としては、第4章 コンバインド制御を適用した。シミュレーションに用いた需要変動、風速変動、水需要変動をそれぞれ図5.7-1、図5.7-2、図5.7-3に示す。

表 5.7-1. シミュレーションケース

	Combined Control of Desalination Plant	Emergency Control	Tank Storage Control
Case(1)	×	×	Usual Opertaion
Case(2)	○	○	×
Case(3)	○	○	Tank Storage Violation Preventative Control (Priority :Tank Storage Constraint)
Case(4)	○	○	Tank Storage Violation Preventative Control (Priority : Combined Control of Desalination Plant)

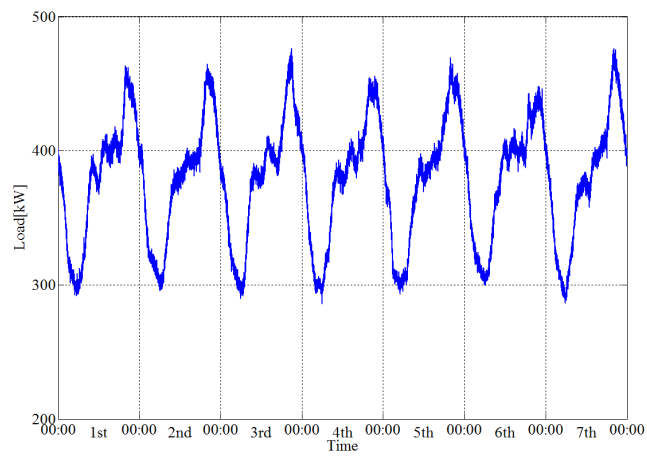


図 5.7-1. 需要変動

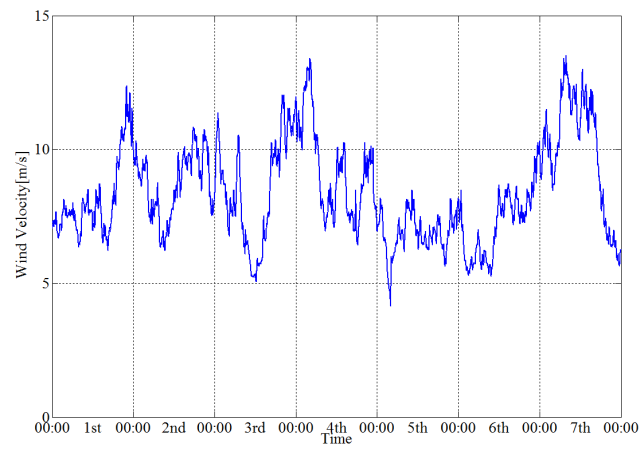


図 5.7-2. 風速変動

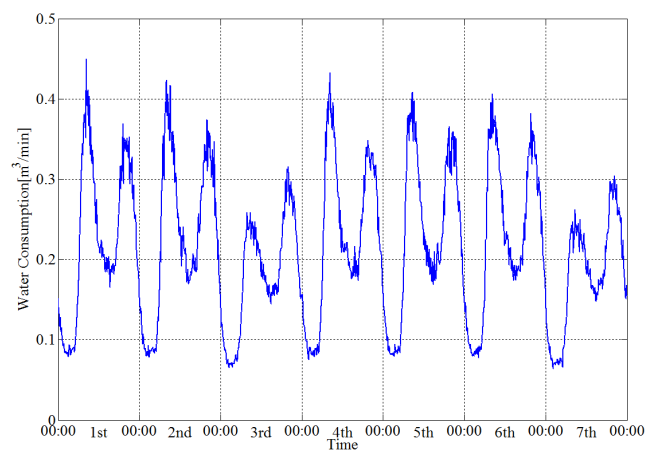


図 5.7-3. 水需要変動

5.8. シミュレーション結果

シミュレーション結果を図 5.8-1 から図 5.8-4 に示す。それぞれ各ケースにおける需給アンバランス、電力変動、各ディーゼル発電機出力、貯水量の変化である。

これらの結果をまとめたものを表 5.8-1、表 5.8-2 に示す。燃料費については Case(1)からのコスト削減率も合わせて記載している。燃料費について Case(1)とその他 3 ケースと比較すると、海水淡水化装置の経済性向上制御によって風力発電機の運転時間がより長くなり、その結果燃料費が削減されていることが確認できる。表 5.8-1 では Case(3)が最もコストが削減されているが、ディーゼル発電機の立ち上げ回数は Case(4)が最も少なくなっており、Case(2)と比較すると半分の立ち上げ回数となっている。本研究の燃料費試算においては、運転状態の燃料費曲線のみしか考慮していないが、実際にはディーゼル発電機の立ち上げにかかるペナルティコストが存在するため、現実的にはコスト試算において Case(4)が最も良くなる可能性が高い。

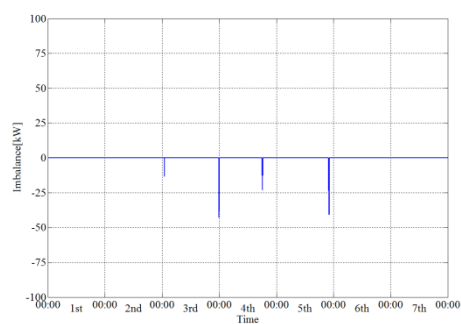
次に海水淡水化装置のコンバインド制御を行った 3 ケースについて比較すると、Case(2)の方が Case(3)や Case(4)と比べ、ディーゼル発電機の立ち上げ回数が多いことが確認できる。これは Case(2)では貯水量制約を考慮した運用を行っていないため、貯水量が減少した際に緊急制御が働いてしまい、電力系統にとって海水淡水化装置が可制御負荷でない時間帯が存在するためである。そのような時間帯に風力発電の大きな出力変動が起こった場合にはディーゼル発電機の台数切り替えによって対応するしかない。これは Case(3)と Case(4)についても同様のことが言える。一時的にでも海水淡水化装置の貯水量制約違反予防制御による消費電力幅を無視して制御することで、ディーゼル発電機の起動停止や風力発電機の停止を避けることが出来るようになる。そのため需給アンバランスを見ると、Case(4)が最も良い結果となっている。

表 5.8-1. 各ケースにおける燃料費，風力発電機運転時間，ディーゼル発電機立ち上げ回数

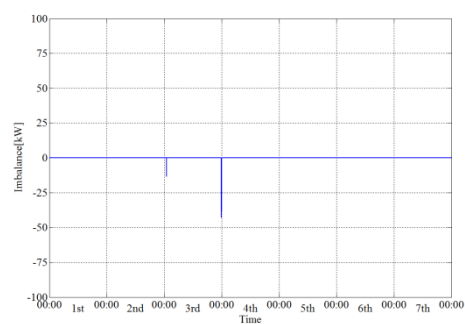
	Fuel Cost [*10 ⁶ JPY]	WTG Operating Time[min]	Number of Start-up
Case(1)	3.4582(-)	8180	37
Case(2)	3.4315(-0.77%)	8339	33
Case(3)	3.4288(-0.85%)	8362	20
Case(4)	3.4348(-0.68%)	8363	16

表 5.8-2. 各ケースにおける需給アンバランス時間と RMSE 値

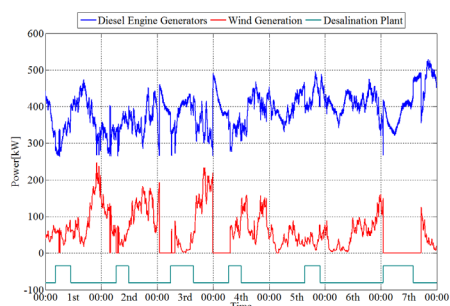
	Power Imbalance Time[min]	Power Imbalance RMSE[kW]
Case(1)	112	1.626
Case(2)	16	0.754
Case(3)	11	0.146
Case(4)	2	0.132



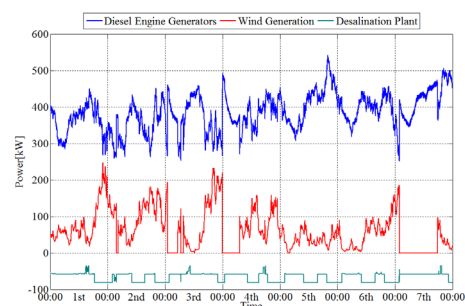
(a)需給アンバランス量



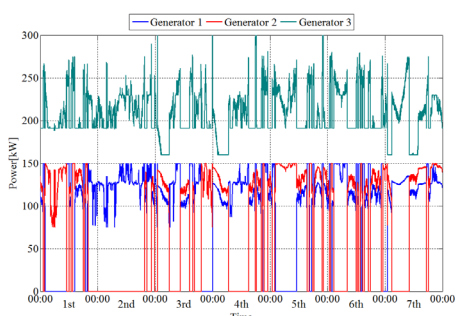
(a)需給アンバランス量



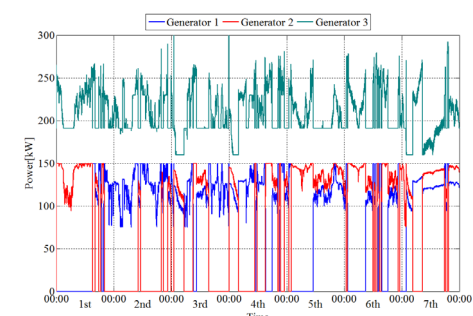
(b)電力変動



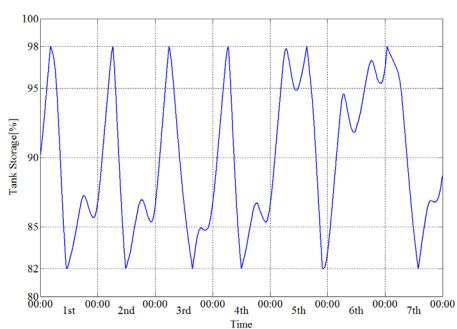
(b)電力変動



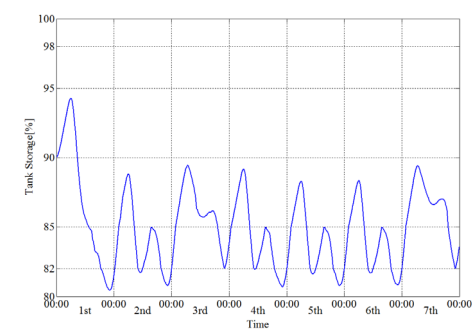
(c)各ディーゼル発電機出力



(c)各ディーゼル発電機出力



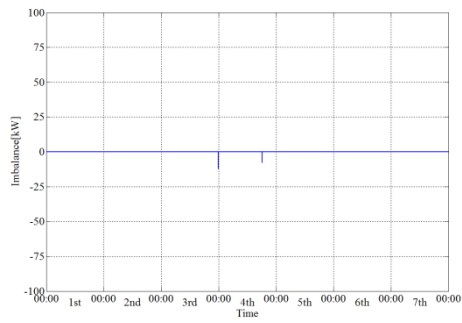
(d)貯水量



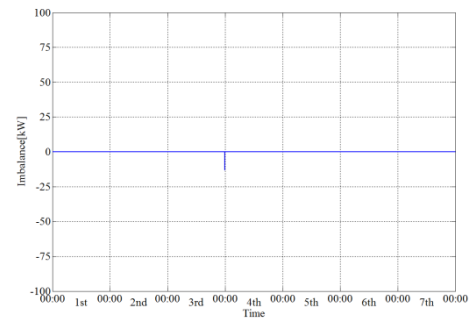
(d)貯水量

図 5.8-1. Case(1)

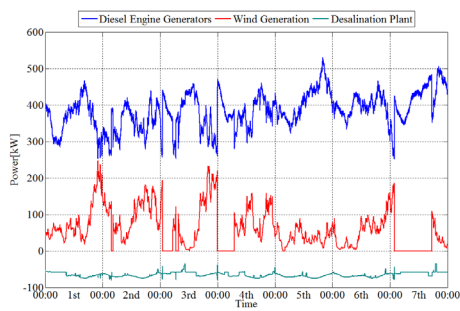
図 5.8-2. Case(2)



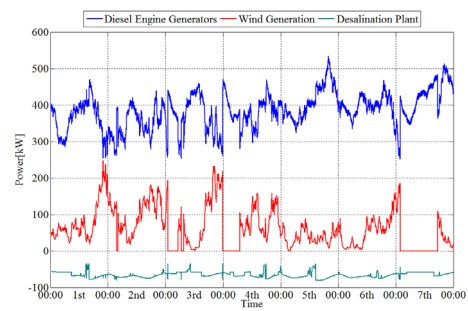
(a)需給アンバランス量



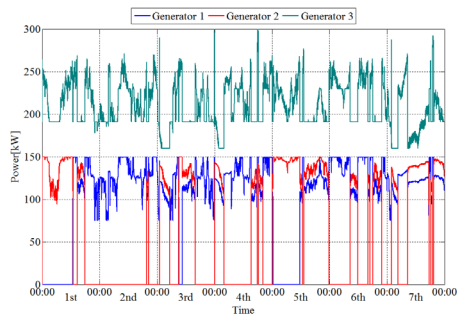
(a)需給アンバランス量



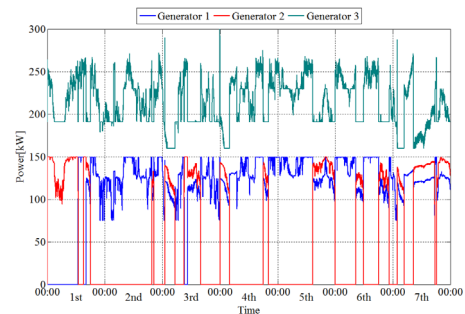
(b)電力変動



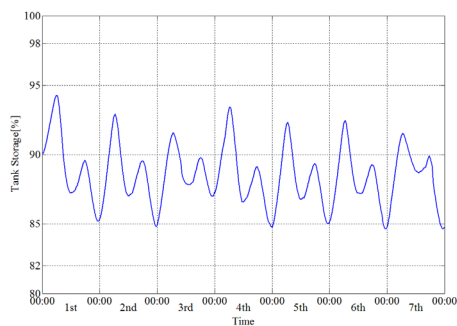
(b)電力変動



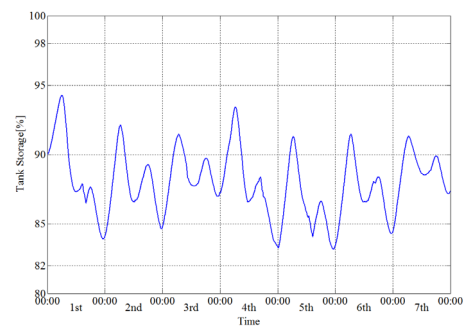
(c)各ディーゼル発電機出力



(c)各ディーゼル発電機出力



(d)貯水量



(d)貯水量

図 5.8-3. Case(3)

図 5.8-4. Case(4)

5.9. 貯水量制約違反予防制御の緩和による考察

前節のシミュレーション結果から、貯水量制約を考慮した場合に、貯水量制約違反予防制御(系統運用優先)を行った場合が、燃料費を改善し、需給アンバランスを最も解消する制御であることが確認できた。しかし、貯水量制約違反予防制御(系統運用優先)は、その状態がどの程度の時間続くかどうか分からないため、あまりにも長時間この制御を続けていると、海水淡水化装置の緊急制御が働いてしまい、かえって系統の需給調整容量を減らしてしまう可能性がある。このような状況がどの程度起こりうるのかについてモンテカルロシミュレーションを用いて評価した。

まず、シミュレーションの状況設定について説明する。前節のシミュレーション結果において、全ての日において 22 時付近でのタンク容量が一日のなかで最も少なくなっている。これは午前中の水需要のピークを過ぎた後に 6 時間後の水需要に合わせて水を貯め始めるのだが、昼間帯の水需要がある程度存在するためにタンク容量に十分水量を貯めることが困難であるためである。前節のシミュレーション結果では貯水量制約違反が起こってはいないものの、もしも昼間帯に水を十分量貯められなく、かつ一時的な貯水量制約違反を許容して系統運用に貢献する場合には 82%以下に貯水量が減ってしまい緊急制御が働いてしまう可能性がある。

そこで本研究ではモンテカルロシミュレーションを行う時間帯を夜間帯に絞り、以下のような条件でモンテカルロシミュレーションを行った。なおシミュレーション時間は 20 時から 22 時の 2 時間とした。

- (1) タンク容量
20 時段階でのタンク貯水量をタンク容量の 85%とし、この 2 時間の中で常に貯水量制約違反予防制御が働いているとする(85%まで水を貯め続けるように消費電力下限値を設定)。
- (2) 水需要
水需要はこの 2 時間の中で 0.367[m³/min]一定とした。この値は図 5.7-3 の夜間帯の水需要のピーク値に相当する値である。
- (3) 需要変動
需要変動はこの 2 時間の中で、平均 450kW、標準偏差 10kW の正規分布に基づいて、1 分おきに变化するとした。
- (4) 風速変動
風速変動については平均風速を定め、そこから標準偏差 1.0[m/s]の正規分布に基づいて、1 分おきに变化するとした。
- (5) 系統運用条件
ディーゼル発電機 3 基、風力発電機 1 基とした。電源容量についてはこれまでのシミュレーションと同じなので省略する。発電機の最低運転持続時間を 30 分としている。
- (6) 海水淡水化装置の動作
海水淡水化装置の動作について 2 ケースを考える。
 - (a) 貯水量制約違反予防制御 (貯水量優先)
消費電力下限値： **65kW**(0.21[m³/min])
消費電力上限値： 81kW(0.28[m³/min])
消費電力基準動作点： 73kW(0.25[m³/min])
 - (b) 貯水量制約違反予防制御 (系統運用優先)
消費電力下限値： **35kW**(0.21[m³/min])
消費電力上限値： 81kW(0.28[m³/min])
消費電力基準動作点： 73kW(0.25[m³/min])

Case (a)は消費電力下限値が、機器自身の消費電力下限値よりも高く設定されている場合であり、Case(b)は消費電力基準動作点はケース(a)と同じであるものの、消費電力下限値を機器自身の消費電力下限値としている。

以上の条件下で、各平均風速について 10000 回ずつ計算を行い、平均風速を 5[m/s]から 15[m/s]まで 0.5[m/s]刻みで変えていき、モンテカルロシミュレーションを行った(全部で 210000 回のシミュレーションを行ったことになる)。

シミュレーション結果を表 5.9-1 にまとめる。表 5.9-1 は各ケースにおける、需給バランスを逸脱した頻度 (全試行回数における需給バランスを逸脱した回数)と貯水量が 82%を下回った頻度(全試行回数における貯水量が 82%を下回った回数)である。

表 5.9-1. 貯水量制約違反予防制御の緩和による影響

	Supply and demand balance deviation frequency	Frequency that water storage amount falls below 82%
Case(a)	23.19%	0.000%
Case(b)	16.31%	0.250%

今回の計算では想定した風速変動が非常に大きく、そのため需給バランスを保つという観点からは非常に厳しい状況となっている。そのため需給バランスの逸脱頻度は非常に大きな値となっている。

表 5.9-1 を見ると、需給バランスを逸脱する頻度は Case(b)の方が小さくなっている。これは 5.8 節で述べたとおり、一時的にでも海水淡水化装置による需給調整可能幅が大きくなるためである。しかし貯水量については僅かではあるが 82%を下回っているケースが見られた。Case(a)では貯水量制約に合わせた消費電力下限値となっているため貯水量制約逸脱ケースはなかったが、Case(b)では消費電力下限値を系統運用に合わせて制御しているため逸脱するケースが存在する。しかしながら、この確率は僅かであり、現実的には無視できるほどの確率であると考えられる。

貯水量が 82%を下回った計算結果の一例を図 5.9-1 から図 5.9-4 に示す。Case(a)では発電機出力上限制約に違反しているが、Case(b)ではそれが解消されている。しかし Case(b)では t=115min 付近で貯水量が 82%を下回っている様子が確認できる。

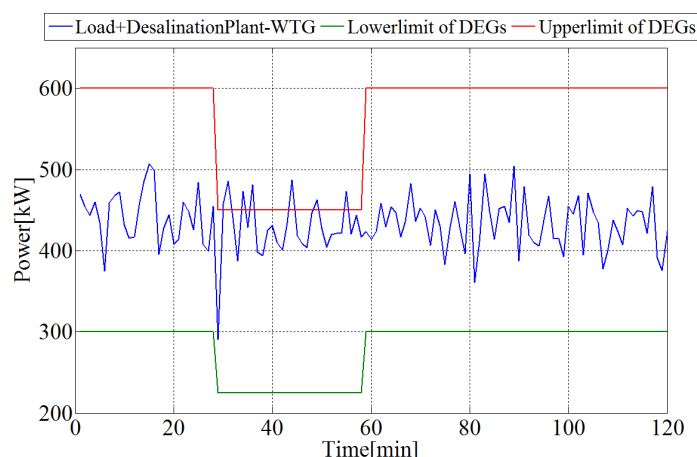


図 5.9-1. 貯水量制約違反予防制御(貯水量優先)

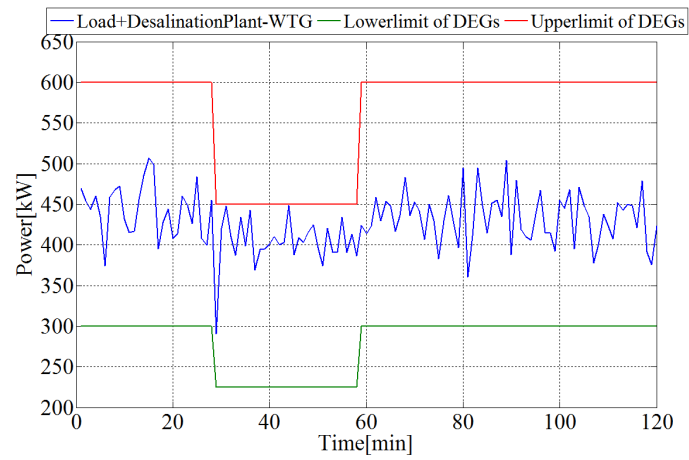


図 5.9-2. 貯水量制約違反予防制御(系統運用優先)

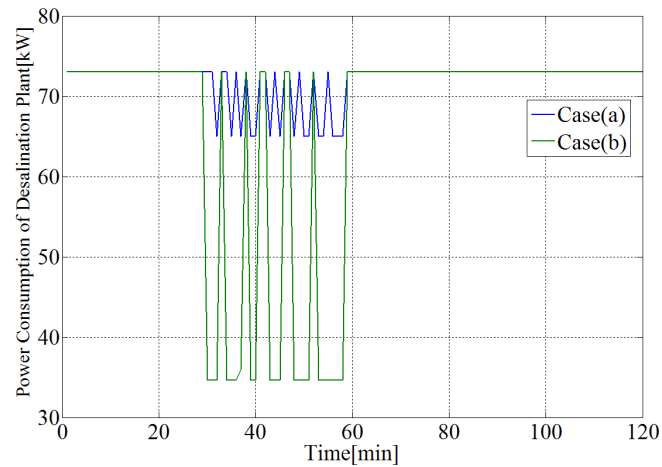


図 5.9-3. 海水淡水化装置の動作の違い

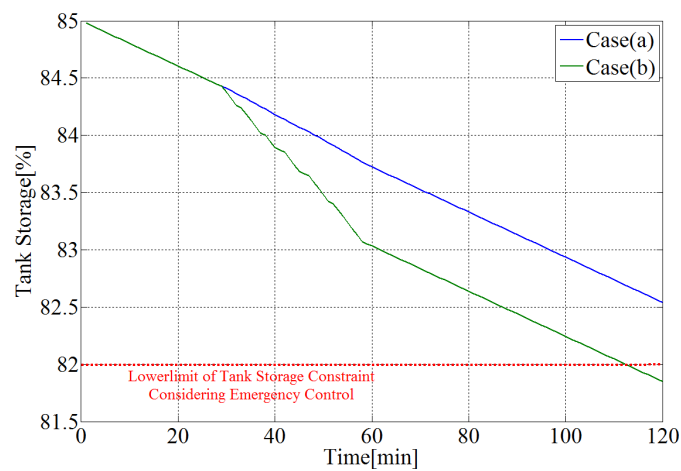


図 5.9-4. 貯水量の推移の違い

5.10.経済性の考察

本節では海水淡水化装置の需給調整容量拡大制御による経済性への検討を行う。海水淡水化装置制御に伴う経済性への要素は以下のような点が挙げられる。

- (1)削減燃料費
- (2)海水淡水化装置の電力変換器コスト
- (3) RO 膜の寿命劣化によるアンシラリーサービスコスト

以降では、5.8 節の結果((Case(4))を基に検討を行う。

(1) 削減燃料費

削減燃料費について Case(1)と Case(4)との比較において、約 0.7%の燃料費削減が出来た。コストにすると 23400 円である。非常に少ない額のように思えるが、これは一週間分の解析結果であることに注意されたい。

(2) 海水淡水化装置の電力変換器コスト

電力変換器のコストについて、40kW クラスの電力変換器が約 300 万円、寿命は約 15 年程度であるというヒアリング結果が得られたので、それを基に算出する。しかし、海水淡水化装置に限らず、近年様々な産業用負荷において電力変換器制御による高効率運転機器が商用化されていることから、海水淡水化装置についても同様に電力変換器導入は進んでいくと思われる。しかし本検討においては「電力系統運用のために海水淡水化装置の電力変換器を新規に取り付ける」という仮定をする。このため電力変換器の費用は電力系統運用者側で負担する必要がある。

本研究のシミュレーションでは考慮していないが、海水淡水化装置は実際には台数切り替え制御を行っており、海水淡水化装置の電力系統需給調整容量拡大制御を行う際には、全ての海水淡水化装置に電力変換器を取り付ける必要がある。この点を考慮し、本研究では定格出力の 1.5 倍分の海水淡水化装置が存在すると仮定する。

このような仮定の下、電力変換器のイニシャルコストを 1 週間分に等分すると式(5.5)のようになる。概ね一週間あたり 11500 円のコストがかかることになる。既に述べた通りこのコストは、電力変換器が導入されている場合には大幅に削減可能である。

$$c \quad Cost = 300 \times 10^4 \times \frac{80 \times 1.5}{40} \times \frac{7}{365 \times 15} \approx 11500 \quad (5.5)$$

(3) RO 膜の寿命劣化によるアンシラリーサービスコスト

海水淡水化装置の消費電力を変動させると、RO 膜の寿命が劣化することが既に実験結果より分かっている。この寿命劣化については定量的な評価をすることが難しく、それゆえ膜の寿命劣化のために電力会社が支払うアンシラリーサービスコストを算出することは難しい。そこで本研究では膜の寿命をパラメータ化して議論を進める。

海水淡水化装置 RO 膜の値段は以下のとおりである。これは商用として運転されている海水淡水化装置 RO 膜と同等である。

寿命：4380 時間(定常状態)
コスト：一本あたり 30 万円
(ポンプ：11kW)

商用運転されている海水淡水化装置はこの膜を直並列化して大量の淡水を生成している。本研究では 80kW クラスの海水淡水化装置においてはこれらの膜が「5 直列，3 並列」で運転されているものとする。つまり全部で 15 本の RO 膜が必要となる。この時，電力変換器コストの算出と同様の考え方をを用いて海水淡水化装置の RO 膜の 1 週間分のコスト算出すると次のようになる(式(5.6))。非常に大きな額であるが，元々このコストは海水淡水化装置の施設運用にかかるコストであるから，海水淡水化施設の運用者が負担するコストである。

$$30 \times 10^4 \times 15 \times \frac{24 \times 7}{4380} \approx 172600 \quad (5.6)$$

次に電力変動補償による RO 膜劣化の影響を考える。このとき RO 膜の寿命が一定運転の場合と比較して x 倍になったとする($0 < x < 1$)。この時，膜の費用は一定運転の場合と比べて， x の逆数倍，つまり $1/x$ 倍になる。この時，変動運転時の RO 膜の費用から，定常運転時にかかるはずであった費用を差し引いた分が，海水淡水化装置の消費電力変動運転によって生じた追加コストである。つまり式(5.7)のようになる。

$$172600 \times \left(\frac{1}{x} - 1 \right) \quad (5.7)$$

以上 3 つの要素が経済的に成立するためには式(5.8)のようであればよい。左辺は削減できた燃料費，右辺は海水淡水化装置制御のために発生する追加コストである。

$$23400 \geq 11500 + 172600 \times \left(\frac{1}{x} - 1 \right) \quad (5.8)$$

この式を解くと， $x \geq 0.94$ となる。つまり海水淡水化装置の膜寿命が 0.94 倍より大きければ本システムは経済的に成立することになる。この数値だけ見ると RO 膜の劣化をほとんど許さないという結果である。しかし，ディーゼル発電機の燃料費が削減できたということはディーゼル発電による CO₂ 排出削減も出来たということであり，また燃料費コストについてもシミュレーション結果の一例のみを用いて算出した結果であることから，この結果のみで海水淡水化装置制御の経済性を評価すべきではない。今回の計算結果はほんの一例にすぎず，経済性については今後更なる議論が必要である。

第6章 状態遷移確率行列を用いた蓄電池容量算出手法

6.1. 再生可能エネルギー電源導入に必要な蓄電池容量算出方法

第5章までの議論においては、蓄電池を導入せずに議論を進めてきた。その理由は、現状の蓄電池は非常に高価であり、なるべく導入量を少なくすることが望ましいからである。しかし、より多くの再生可能エネルギー電源を導入するためには、蓄電池の導入は避けられない。

近年、再生可能エネルギー電源導入に際して必要となる蓄電池容量算出に関する研究は実数多く行われている。再生可能エネルギー電源は出力制御が困難であり、電力系統内に大量に導入された場合には、系統の安定運用という側面から蓄電池の導入は避けられない。

蓄電池容量算出に関する研究は、概ね次の二つの手法に大別できる。

- 乱数等を用いた複数回シミュレーションによる検討
- 最過酷条件を想定したシミュレーションによる検討

前者は、乱数を用いて繰り返し計算を行うことで、蓄電池容量を計算する方法である。乱数の生成については、実測データを基に正規分布やワイブル分布などを用いる場合が多い。複数の乱数に基づく条件（例えば需要変動と再生可能エネルギー電源出力変動を組み合わせる）を用いる場合には乱数の平滑化が働いてしまうため、稀頻度条件などは考慮しにくい、現実的に起こりうるであろう頻度の条件に対しての計算に適している。後者は系統にとって最も厳しい条件を想定し、それに合わせた蓄電池容量を計算するというものである。前者と比べ、乱数等を用いないため不確実性は考慮しにくい、系統の安定性を最も考慮した場合の計算と言える。

蓄電池の大量導入は稀頻度事故にも対応可能になる一方で、コストを増大させてしまう。「どの程度の事故にまで対応しなければならないか」という点については、個々の電力系統の運用方針によって異なる。例えば日本のような極めて高品質な電力供給が要求されるような系統では、ほぼ全ての事故に対応しなければならないだろう。しかし諸外国の電力系統の中には、日本ほど高品質な電力供給は要求されておらず「とにかく安価な電力を」というニーズも存在する。

蓄電池容量を算出する際には、現実的に起こりやすい事象と、極めて起こりにくい事象を同時に考慮する必要があると考えられる。本研究では再生可能エネルギー電源の大量導入によって生じる多くの問題の中から余剰電力問題に焦点を当て、余剰電力の解消に必要な蓄電池容量の算出を、状態遷移確率行列を用いて算出する。

6.2. 状態遷移確率行列を用いた蓄電池蓄電量の状態遷移の表現

状態遷移確率行列を用いて次のような状態遷移を考える。

「蓄電池に溜まっている電力量の出現確率分布が、 $Pr(E, t)$ で与えられているとする。この時、時刻 $t + \Delta t$ での $Pr(E, t + \Delta t)$ は式(6.1)で求められる。」

$$Pr(E, t + \Delta t) = Pr(E, t) \times P(t) \quad (6.1)$$

ただし、

$$\mathbf{Pr}(\mathbf{E}, t) = \begin{bmatrix} p_{E_1}(t) & p_{E_2}(t) & \cdots & p_{E_{MAX}}(t) \end{bmatrix} \quad (6.2)$$

$$\mathbf{P}(t) = \begin{bmatrix} p_{E_1 \rightarrow E_1}(t) & p_{E_1 \rightarrow E_2}(t) & \cdots & p_{E_1 \rightarrow E_{MAX}}(t) \\ p_{E_2 \rightarrow E_1}(t) & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ p_{E_{MAX} \rightarrow E_1}(t) & p_{E_{MAX} \rightarrow E_2}(t) & \cdots & p_{E_{MAX} \rightarrow E_{MAX}}(t) \end{bmatrix} \quad (6.3)$$

図 6.2-1 のように需要変動や再生可能エネルギー電源の変動によって生じる蓄電電力量の状態遷移を考える。ある時刻 t の蓄電電力量の状態確率行列に、状態遷移確率行列 $\mathbf{P}(t)$ を乗じることで次の時間断面 $t + \Delta t$ の蓄電電力量の状態確率行列を計算することが出来る。 $\mathbf{P}(t)$ は時刻 t と $t + \Delta t$ における状態遷移確率行列であり、時刻 t における蓄電電力量、需要変動、再生可能エネルギー電源の出力変動などによって求められる。

このように蓄電池の状態遷移を確率的に捉え、各時間断面での状態遷移確率行列を予め計算しておいた上で、初期時間の蓄電電力量の状態確率行列に初期時間から目的時間までの状態遷移確率行列を次々に乗じていき、余剰電力問題解消に必要な蓄電池容量を確率を基に評価するというのが本研究の提案である。

このような評価を行うためには、「蓄電池の運用が系統の状況によって一意に決まっている」とことと「蓄電池の運用が過去の状況に依存しない」という前提が成立する必要がある。しかし、蓄電池の使い方は任意の時間断面において自由に決めることが出来る。例えばある時間に蓄電池を充電しようとも放電しようともそれは系統運用上の制約を違反しない範囲で自由である。そこで本研究では確率的な評価を行うために、以下のような仮定を置くことで問題を単純化し、各時間における状態遷移を一意に定める。

- (1) 系統構成は、既存の火力発電機、再生可能エネルギー電源、電力需要、新規導入蓄電池から構成される。
- (2) 任意の時間において蓄電池は、その蓄電電力量が最小になるように制御される。ここで言う蓄電電力量を最小になるようにするような使い方というのは、「蓄電電力量はなるべく少なく、放電できるときはなるべく放電する」という使い方を指す。
- (3) 火力発電機の起動停止にかかる時間や変化率制約、最低運転持続時間は考慮しない。
- (4) 再生可能エネルギー電源の起動停止にかかる時間や変化率制約、最低運転持続時間は考慮しない。

以上 4 つの仮定を置くことで、任意の時間において、過去の状態遷移に依存することなく、状態遷移確率を一意に定めることが出来る。

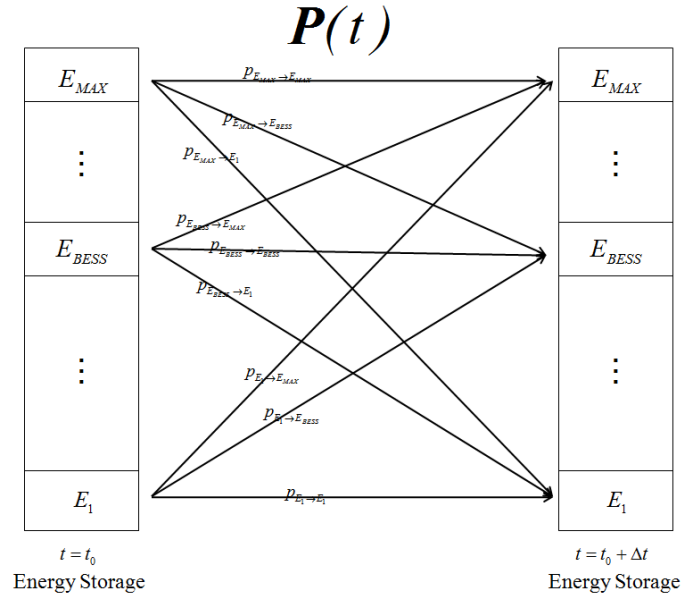


図 6.2-1. 蓄電電力量の状態遷移

6.3. 蓄電池容量の計算手法

蓄電池容量の計算手法を述べる。ここでは、「kW 容量が W_{BESS} でありかつ kWh 容量が E_{BESS} の蓄電池が導入された時に余剰電力問題を解消出来る確率」を求める方法について述べる。

- (1)各時間断面での需要変動，再生可能エネルギー電源の出力変動の確率分布を基に，状態遷移確率行列 $P(t)$ を計算する。
- (2)(1)で計算した $P(t)$ から，「kW 容量が W_{BESS} でありかつ kWh 容量が E_{BESS} 」という条件に該当する状態遷移確率行列を抜き出す。
- (3)(2)を用いて余剰電力問題を解消出来る確率を計算する。

以降の節では(2)について詳細に述べる。なお，以下の議論において「余剰電力問題を解消出来る」というのは，「初期時間から目的時間までの間において電力需給バランスを保つことが出来る」ということを意味する。

6.4. 蓄電池 kWh 容量と kW 容量の計算手法

蓄電池容量には kWh 容量と kW 容量の二つが存在する。まず蓄電池 kWh 容量の算出法について述べる。

状態遷移確率を用いて，「蓄電池導入容量が E_{BESS} の時に余剰電力問題を解消出来る確率」を計算することを考える。さて，「蓄電池導入容量が E_{BESS} の時に余剰電力問題を解消出来る確率」とは，「初期時間から目的時間 t_{end} までに一度も蓄電電力量が E_{BESS} を超えることがない確率」と同義である。いま，時刻 t_0 において蓄電電力量が $E_1 \leq E \leq E_{BESS}$ だったものが，時刻 $t=t_0+\Delta t$ においても $E_1 \leq E \leq E_{BESS}$ に収まるためには，任意の経路のうち図 6.4-1 の枠内の経路のみを選ぶことと同義である。この部分の状態遷移確率行列は図 6.4-2 の枠内の状態遷移行列に相当する。あとは，初期確率 $Pr(E_{initial})$ を決めてやれば，「初期時間 $t_{initial}$ から目的時間 t_{end} までに一度も蓄電池の電力量が E_{BESS} を超えることがなく，最終的に $E_{end}(E_1 \leq E \leq E_{BESS})$ にたどり着く確率」を求めるこ

とが出来る。あとは $E_l \leq E \leq E_{BESS}$ において、そのような確率を足し合わせてやれば、蓄電池導入 kWh 容量が E_{BESS} の時に余剰電力問題を解消出来る確率が求められる。このことは状態遷移確率行列を用いて式(6.4)で表現できる。ただし、ただし、式(6.4)における $\mathbf{P}'(t)$ は、図 6.4-2 の状態遷移確率行列である。

$$Pr_{E_{BESS}} = \text{sum} \left(\mathbf{Pr}(E_{initial}) \times \prod_{t_{initial}}^{t_{end}} \mathbf{P}'(t) \right) \quad (6.4)$$

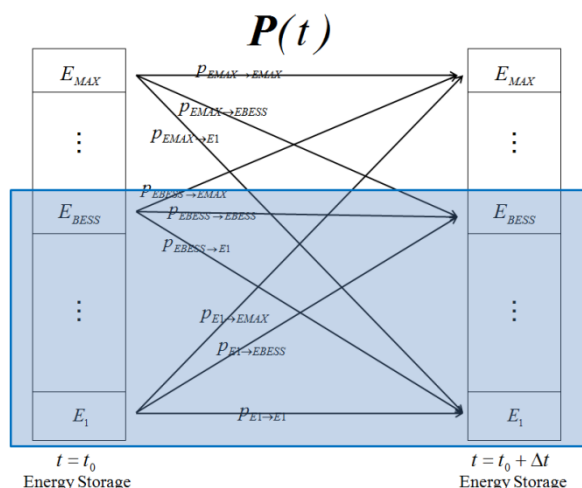


図 6.4-1. 蓄電池 kWh 容量の算出

$$\mathbf{P}'$$

$P_{E1 \rightarrow E1}$	$P_{E1 \rightarrow E2}$...	$P_{E1 \rightarrow E_{BESS}}$...	$P_{E1 \rightarrow E_n}$
$P_{E2 \rightarrow E1}$	$P_{E2 \rightarrow E2}$	$P_{E2 \rightarrow E_n}$
...
$P_{E_{BESS} \rightarrow E1}$	$P_{E_{BESS} \rightarrow E_{BESS}}$
...
$P_{E_n \rightarrow E1}$	$P_{E_n \rightarrow E2}$	$P_{E_n \rightarrow E_n}$

$$\mathbf{P}$$

図 6.4-2. 蓄電池 kWh 容量を満たす状態遷移確率行列

次いで蓄電池 kW 容量算出について述べる。kWh 容量の算出同様に、「蓄電池 kW 容量が W_{BESS} の時に余剰電力問題を解消出来る確率」を考える。kWh 容量の算出では状態遷移確率行列の一部分を正形状に抜きだして考えたが、今度は状態遷移確率行列を斜め方向に見て考える(図 6.4-3)。

状態遷移行列 $\mathbf{P}(t)$ の対角成分は、「蓄電池が充電も放電もしない」状態遷移である。つまり $W(t)=0$ である状態遷移である。次にもう一段上下に広げて考えてみる。このような状態変化は式(6.5)で表され、 $W(t)=\pm W_l$ の充放電を意味する。

$$W_1 = \frac{E_{k+1} - E_k}{\Delta t} \quad (k=1,2,\dots,n-1) \quad (6.5)$$

元々の行列 E が同じ刻み幅で値をとっているので、 k の値によらず W_1 の絶対値は同じ値となる。このように蓄電池 kW 容量の算出の際には状態遷移確率行列を斜め方向に捉え、 kWh 容量算出の時と同様に、「初期時間 $t_{initial}$ から目的時間 t_{end} までに一度も蓄電池の充放電電力が $\pm W_{BESS}$ を超えることがない確率」を計算することで、蓄電池導入 kW 容量が W_{BESS} の時に余剰電力問題を解消出来る確率が求められる。このことは状態遷移確率行列を用いて式(6.6)で表現できる。ただし、式(6.6)における $P''(t)$ は、図 6.4-3 の状態遷移確率行列である。

$$Pr_{W_{BESS}} = \text{sum} \left(Pr(E_{initial}) \times \prod_{t_{initial}}^{t_{end}} P''(t) \right) \quad (6.6)$$

P''

$p_{E1 \rightarrow E1}$	$p_{E1 \rightarrow E2}$	$p_{E1 \rightarrow En}$
$p_{E2 \rightarrow E1}$	$p_{E2 \rightarrow E2}$	$p_{E2 \rightarrow En}$
⋮	⋮	⋱			⋮
⋮	⋮		⋱		⋮
⋮	⋮			⋱	⋮
$p_{En \rightarrow E1}$	$p_{En \rightarrow E2}$	$p_{En \rightarrow En}$

P

図 6.4-3. 蓄電池 kW 容量を満たす状態遷移確率行列

6.5. 蓄電池 kWh 容量と kW 容量の独立評価

蓄電池導入量において度々問題となるのは、蓄電池の kW 容量と kWh 容量の独立な評価である。現状の蓄電池の多くは kW 容量と kWh 容量がある一定比率でパッケージ化されており、一方を決めればもう片方が概ね決まってしまう。しかし蓄電池の設計において、kW 容量と kWh 容量はある程度独立に設計可能であり、系統規模や電源構成などによって、その系統に最適な蓄電池 kW 容量と kWh 容量の比率は様々であると考えられる。

そこで「kW 容量が W_{BESS} でありかつ kWh 容量が E_{BESS} の蓄電池が導入された時に余剰電力問題を解消出来る確率」を考える。本提案手法においてこの問題は、図 6.4-2 と図 6.4-3 の状態遷移行列の共通部分を取り(図 6.5-1)、前項までと同様に計算すればよい。

$$P'''$$

$P_{E1 \rightarrow E1}$	$P_{E1 \rightarrow E2}$...	$P_{E1 \rightarrow EBESS}$...	$P_{E1 \rightarrow En}$
$P_{E2 \rightarrow E1}$	$P_{E2 \rightarrow E2}$	$P_{E2 \rightarrow En}$
⋮	⋮	⋱			⋮
$P_{EBESS \rightarrow E1}$	⋮		$P_{EBESS \rightarrow EBESS}$		⋮
⋮	⋮			⋱	⋮
$P_{En \rightarrow E1}$	$P_{En \rightarrow E2}$	$P_{En \rightarrow En}$

$$P$$

図 6.5-1. 蓄電池 kW 容量と kWh 容量の独立評価

6.6. 計算結果の一例

モデル系統を表 6.6-1 に示す。モデル系統が第 3 章と若干異なるので注意されたい。モデル系統は 4 基のディーゼル発電機、2 基の風力発電機、一般需要家から構成されている。系統規模としては需要負荷 500kW 前後の離島系統を想定している。またモデル系統内の風力発電機は個々の出力制御が出来ないものとし、風力発電機の台数制御のみ変更できる状況を仮定している。また発電機運転台数制約として、風力発電機は常に最低 1 台、ディーゼル発電機は最低 2 台は運転されているものとする。計算期間は 24 時間とし、1 時間を 1 ステップとして状態遷移確率行列を計算した。また初期状態において蓄電池に蓄えられている電力量は 0kWh とした。

変動の模擬について述べる。まず風速変動においては簡単のために時刻の影響を考慮せず、全ての時間ステップにおいて同じワイブル分布を用いて風速出現確率を計算した。風速出現確率密度を図 6.6-1. 風速確率密度分布に示す。この確率分布と風力発電機のパワーカーブ(図 6.6-2. 風力発電機のパワーカーブ)から風力発電機の出力を決定する。

次に電力需要について述べる。電力需要については、各時間断面で図 6.6-3. 電力需要に示す電力需要の値を基準とし、標準偏差 10kW の正規分布で、需要変動のばらつきを模擬する。例えば 0 時から 1 時の間の需要変動の出現確率は、平均 350kW、標準偏差 10kW の正規分布で模擬される。

計算結果を図 6.6-4 から図 6.6-6 に示す。図 6.6-4、図 6.6-5 はそれぞれ、kWh 容量制約と kW 容量制約のうち一方の制約のみを考慮した場合の結果であり、図 6.6-6 はその両方を考慮した場合の結果である。図 6.6-4、図 6.6-5 においては縦軸が、図 6.6-6. 蓄電池 kW 容量と kWh 容量の確率分布においては色の濃淡が、それぞれ余剰電力問題を解消出来る確率を示している。例えば、図 6.6-4. 蓄電池 kWh 容量確率分布において、蓄電池 kWh 容量が 200kWh 新規導入されれば、このモデル系統において約 90%の確率で余剰電力問題を解消することが出来るということがわかる。このような形で確率的に評価することで蓄電池導入の際の指標にすることが出来る。

表 6.6-1. 系統構成

	Minimum [kW]	Maximum [kW]
Generator 1	75	150
Generator 2	75	150
Generator 3	125	250
Generator 4	150	300
Wind Generation 1	0	275
Wind Generation 2	0	275

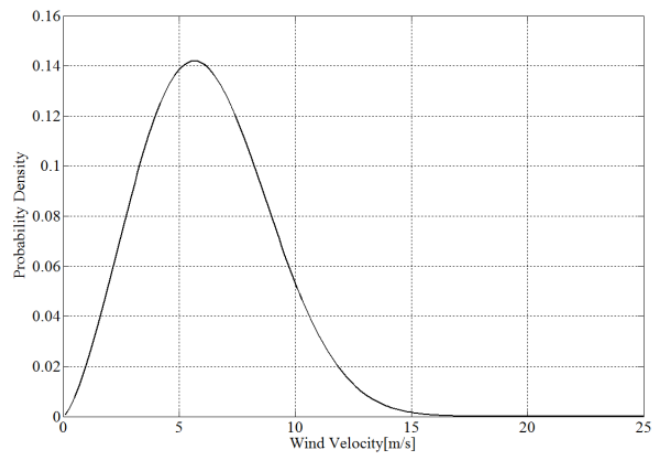


図 6.6-1. 風速確率密度分布

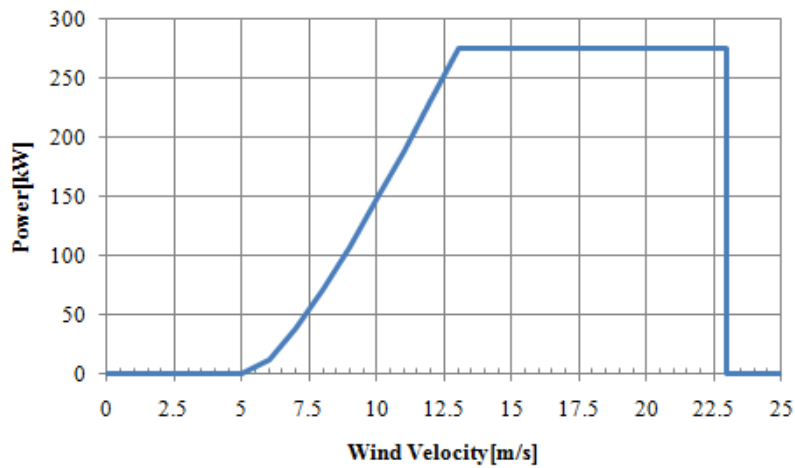


図 6.6-2. 風力発電機のパワーカーブ

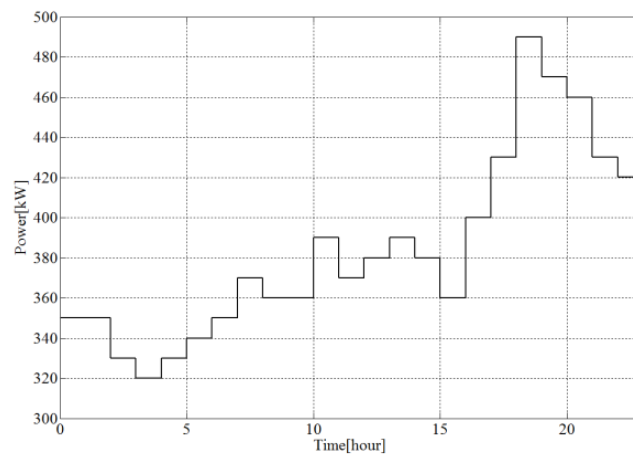


図 6.6-3. 電力需要

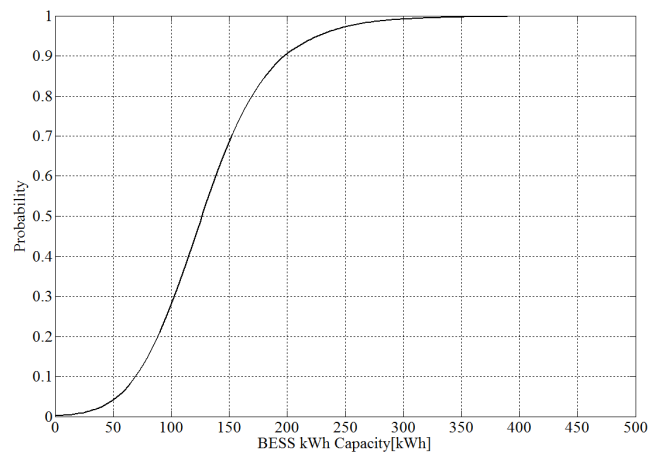


図 6.6-4. 蓄電池 kWh 容量確率分布

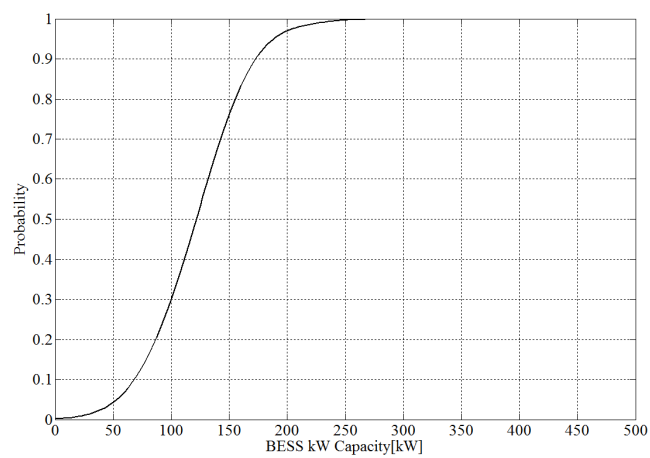


図 6.6-5. 蓄電池 kW 容量確率分布

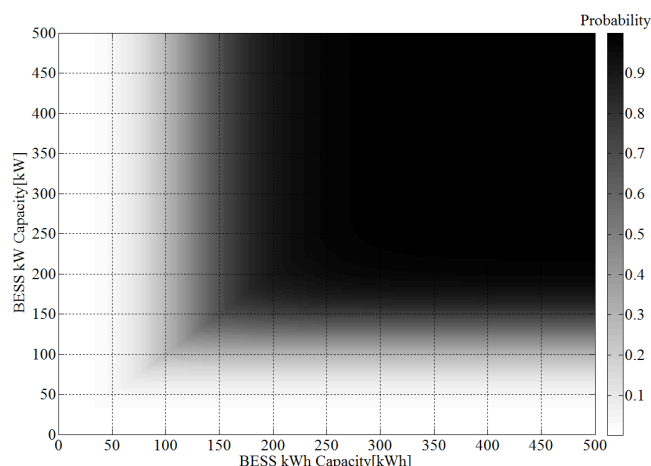


図 6.6-6. 蓄電池 kW 容量と kWh 容量の確率分布

6.7. 再生可能エネルギー電源の出力抑制

再生可能エネルギー電源の出力抑制が可能である，といった状況下においては，蓄電池による補償電力量を削減可能であり，最終的には導入蓄電池容量の削減が可能である。

このような動作が状態遷移確率行列においてどのように考慮可能かについて本節で述べる。なお，前節までと同様に蓄電池の貯蔵エネルギー量など過去の動作に依存するような問題については考慮しない。

状態遷移確率行列において，対角成分は蓄電池が充電も放電も行わない状態遷移，上三角行列が蓄電池の充電動作，下三角行列が蓄電池の放電動作を示している(図 6.7-1)。

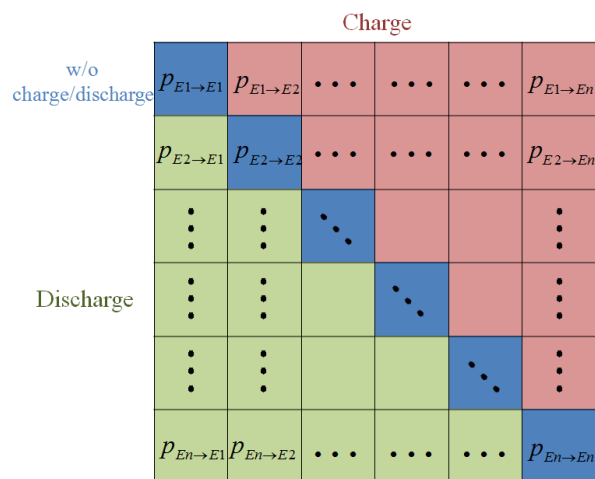


図 6.7-1. 蓄電池の充放電動作

各時間断面で可制御負荷が余剰電力吸収を行ったり，再生可能エネルギー電源の出力抑制を行うということは，蓄電池から見れば充電機会の損失と同義である。つまりこのような選択肢が加わることで，蓄電池の充電電力量が E_{BESS} から $E_{BESS} - E_{E_LOSS}$ に変化することになる(図 6.7-2)。

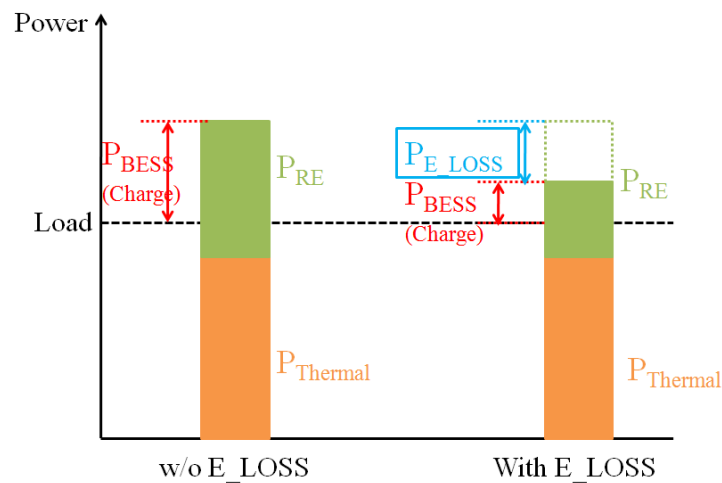


図 6.7-2. 蓄電池の充電機会の損失

これは状態遷移行列を図 6.7-3 のように変化させることと同義である。各時間断面の元々の状態遷移確率行列の充電部の各要素が $x\Delta[\text{kWh}]$ 分、左へとシフトするような形になる（ただし新規負荷を大量に入れて、わざわざ蓄電池を放電させるようなことをさせることはあり得ないので、左へのシフトは対角成分で止まる）。そうするとともに右側の部分の状態遷移配列要素が空くことになるが、今十分に大きな E_n を考えたときに、各時間断面において E_n になる確率（右端のほうに遷移する確率）は、ほぼ 0 と考えて問題ないはずである。そのため、右側の部分の状態遷移配列要素には 0 を入れる。

次にディーゼル発電機の発電電力量について考える。余った電気を捨てるということは「風力発電による余剰電力」のみを捨てているにすぎない。つまり蓄電池のみの場合に比べて直接的にディーゼル発電機の発電電力量が増加することはない(図 6.7-2)。ただし、蓄電池に蓄えられる電力量が減るのでその分蓄電池の放電電力量が減少する。その結果ディーゼル発電機の発電電力量が増加する(図 6.7-4)。つまり、ディーゼル発電機の発電電力量の期待値は、蓄電池のみの場合と比べて、「蓄電池放電電力量の期待値の差分」だけ増加することになる。

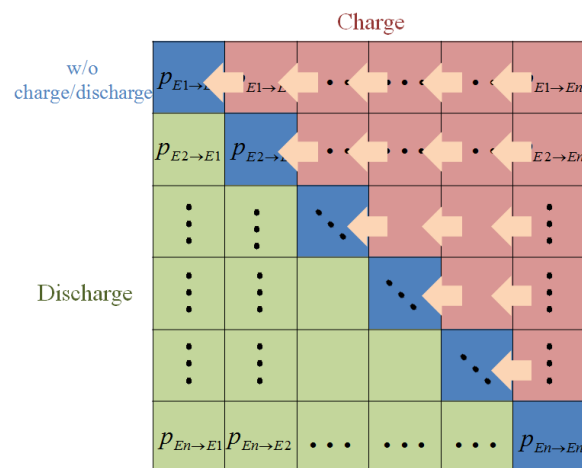


図 6.7-3. 状態遷移確率行列の変化

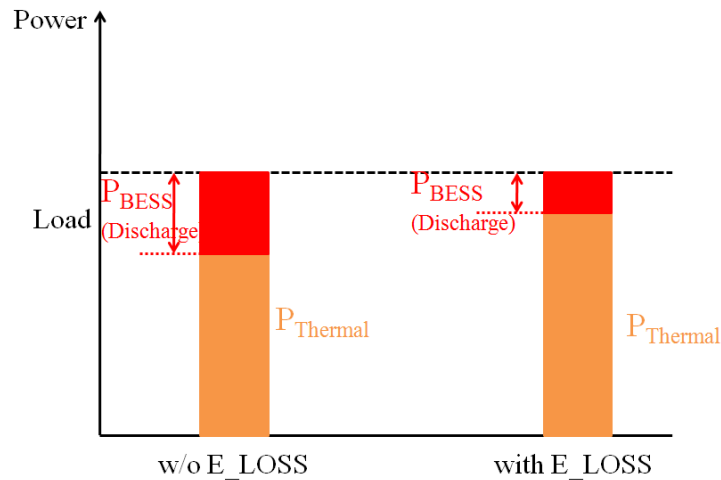


図 6.7-4. 蓄電池の充電機会の損失に伴う火力機出力の増加

この理論を用いて前節と同様の計算を行うと、図 6.7-5 のグラフが得られる。図 6.7-5 には状態遷移確率行列理論による結果とともに、同様の条件下でモンテカルロシミュレーションを行った場合の結果も合わせて記載している。図 6.7-5 は再生可能エネルギー電源の出力抑制量の最大値を変化させた場合の結果である。モンテカルロシミュレーションによる計算結果と非常に精度高く一致している。また出力抑制量が増えるにつれて必要となる蓄電池 kWh 容量が削減されていることが分かる。

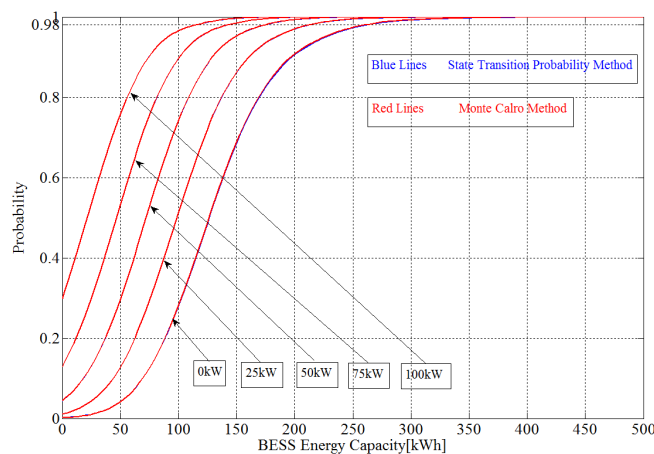


図 6.7-5. 充電機会の損失による蓄電池必要容量の変化

6.8. 三次元状態遷移行列を用いた状態遷移確率行列の計算手法

これまでの議論では二次元の状態遷移確率行列で計算していたが、実際には状態遷移確率行列自身の計算は非常に計算量が多く、面倒な計算である。特に再生可能エネルギー電源の追加導入によって系統構成が変化した場合には状態遷移確率行列を一から再計算する必要がある。

このような問題を解消するためにはこれまでの二次元行列に火力機出力を加えて三次元を予め作成し、必要に応じて前項までの二次元に戻す方法を取ればよい。一見すれば、状態遷移行列が二次元から三次元に拡張されたことで、非常に複雑になると思われるが、三次元にすること

で、系統が変化した場合にも、既存系統の状態遷移確率行列の拡張という形で状態遷移確率行列を再計算出来る。その手法について以下に述べる。

なお、以下の項目では三次元の状態遷移確率行列を数式で表現することは面倒なため、必要に応じて各要素だけを抜き出して下式(6.7)のような形で説明する。要素の一つ目はある時間 t における蓄電電力量、二つ目は次の時間 $t + \Delta t$ における蓄電電力量、三つ目は火力機の出力を示す。

$$\begin{aligned} & P((E_t \rightarrow E_{t+\Delta t}) \cap (E_t \rightarrow W_{Th})) \\ & = p(E_t, E_{t+\Delta t}, W_{Th}) \end{aligned} \quad (6.7)$$

蓄電池の状態遷移は時間 $t + \Delta t$ における蓄電電力量が 0 になるかどうかで場合分けされる。

① $E_{t+\Delta t} \neq 0$ の場合

② $E_{t+\Delta t} = 0$ の場合

① $E_{t+\Delta t} \neq 0$ の場合

①の場合というのは、時間 t から $t + \Delta t$ の状態遷移において、「蓄電池が放電しきれない」という状態遷移である。この時、火力機の出力は常に最低出力である（もし、火力機が最低出力でないのならば、火力機の出力を下げて、さらに放電可能である）。このような状況下で、再生可能エネルギー電源が導入され、発電されれば、その分の電力はそのまま蓄電池に充電されることになる。この時、再生可能エネルギー電源導入前後の状態遷移確率行列の関係式として式(6.8)が成立する。右辺が再生可能エネルギー電源導入後の状態遷移確率行列の要素である。

$$\begin{aligned} & p(E_t, E_{t+\Delta t}, W_{Th_min}) \times P(W_{RE}) \\ & = p'(E_t, E_{t+\Delta t} + W_{RE} \Delta t, W_{Th_min}) \end{aligned} \quad (6.8)$$

② $E_{t+\Delta t} = 0$ の場合

時間 t から $t + \Delta t$ の状態遷移において、「蓄電池の SOC が 0 になる」という状態遷移である。この時の火力機の出力は、その時の電力需要や再生可能エネルギー電源発電電力に依存する。このような状況下で再生可能エネルギー電源が発電したときの状態遷移確率行列の変化は以下のような手順で考えることが出来る。

(1)火力機の出力を下げる。

(2)火力機の出力を下げて余剰電力が発生する場合には、その分を蓄電池に上乗せする。

この時の再生可能エネルギー電源導入前後の関係式の変化は式(6.9)に表せる。

$$\begin{aligned} & p(E_t, 0, W_{Th}) \times P(W_{RE}) \\ & = \begin{cases} p'(E_t, 0, W_{Th} - W_{RE}) & (W_{Th,n} - W_{Th_min} \geq W_{RE}) \\ p'(E_t, (W_{RE} - (W_{Th} - W_{Th_min})) \Delta t, W_{Th_min}) & (W_{Th,n} - W_{Th_min} < W_{RE}) \end{cases} \end{aligned} \quad (6.9)$$

後は、再生可能エネルギー電源の出力確率分布を基に式(6.8)、式(6.9)を用いて新しい状態遷移行列を計算すればよい。

6.9. 蓄電池パッチワーク理論

上記の状態遷移確率を用いた蓄電池容量算出法は、「一台の大きな蓄電池で余剰電力問題の解消を行うにはどうしたらよいか」という理論である。以下では一台の大きな蓄電池と等価な変動抑制能力を得るために、複数の容量の異なる蓄電池を用いる場合について述べる。

以下では次のような問題を考える。

「ある系統の需給変動を、蓄電池 BESS0(x_0 [kW], y_0 [kWh])の1台のみで補償しようとするのを、蓄電池 BESS1(x_1 [kW], y_1 [kWh]), BESS2(x_2 [kW], y_2 [kWh])の2台で補償することを考える。いま BESS1 の容量が固定であるとき、BESS0 導入時と全く同じだけの信頼度を確保しようとしたときに、BESS2 の導入容量はどの程度か。」

ここで、「BESS0 導入時と全く同じだけの信頼度」の解釈について補足する。BESS0 導入時には、任意の需給変動に対して BESS0 で変動補償しきれる場合、kW 制約に抵触する場合、kWh 制約に抵触する場合が考えられるが、任意の時間、状況において BESS0 が変動補償出来るような変動は、BESS1 と BESS2 で必ず変動補償が出来、BESS0 が変動補償出来ないような変動には BESS1 と BESS2 が応える必要はない。

BESS1 は電気自動車のような充放電可能可制御負荷をイメージしている。このような機器を有効活用することで、BESS0 から BESS2 へと容量削減できる可能性が極めて高い。このような状況下で BESS2 がどうやって計算できるかを、図形上で考える。

図 6.9-1 は BESS0 の蓄電池容量を、縦軸を時間容量、横軸を kW として図示したものである。点線の四角形の面積は蓄電池の kWh 容量に相当する。BESS0 と同じだけの信頼度を BESS1, BESS2 で確保しようとすることは、BESS0 のこの四角形を、BESS1, BESS2 で如何に置き換えるかという問題になる。

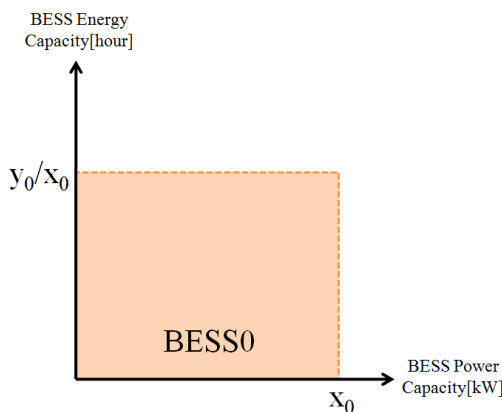


図 6.9-1. BESS0 の図示

次に、この図の中に BESS1 を配置する (図 6.9-2)。あとは、BESS2 が残りの部分を補うように容量設計されればよい。

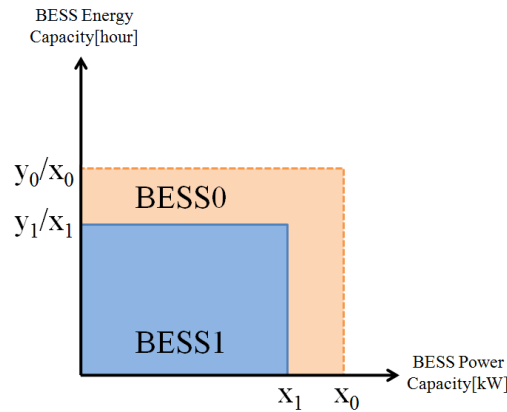


図 6.9-2. BESS1 の図示

ここで重要な点は、蓄電池の kW 容量と kWh 容量がこの図上では長方形上に図示されるものであり、図 2 のように L 字型の部分の一つの長方形で補わなければならないというのは極めて非効率である。そこで BESS1 の部分を等積変形する。

BESS1 は最大で x_1 [kW] 放電できるわけだが、何も x_1 [kW] 放電する必要はなく、それより小さい値で運用する分には何も問題がない（機器容量 100kW×2h の蓄電池を 50kW×4h として用いても問題はない。逆に機器容量 50kW×4h の蓄電池を 100kW×2h の蓄電池として使うことは、変換器の制約があるため出来ない）そこで図 6.9-3 のように等積変形する。

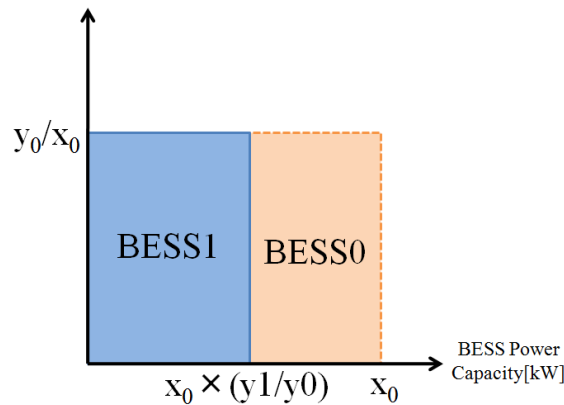


図 6.9-3. BESS1 の等積変形

BESS1 を変形することで、BESS0 のうち BESS1 で覆いきれない部分が長方形になっており、残りの部分を BESS2 で補えばよいということが分かる。この場合、

$$x_2 = x_0 - x_0 \times \frac{y_1}{y_0} \quad (6.10)$$

$$y_2 = x_2 \times \frac{y_0}{x_0}$$

となる。

このように、蓄電池の必要量は長方形の辺の長さとして図式的に考えられる。この手法は一つの蓄電池を N 台の蓄電池や可制御負荷で代替する場合においても、同様の手法で求められる。あとはコストなどを目的関数として、「如何にコストを小さく面積を変形し、効率よく BESS0 の面積部分を埋めていくか」を計算すれば、経済的な面も考慮できる。

具体的な計算例について述べる。ここでは次の2ケースを考える（表 6.9-1、表 6.9-2）。

表 6.9-1. ケース 1

	kW 容量	kWh 容量
BESS0	100	200
BESS1	120	120
BESS2	?	?

表 6.9-2. ケース 2

	kW 容量	kWh 容量
BESS0	100	200
BESS1	50	150
BESS2	?	?

まず、表 6.9-1 の場合は計算法の際に述べた等積変形を用いて、図 6.9-4 のようになる。つまり BESS2 は 40kW、80kWh であればよい。

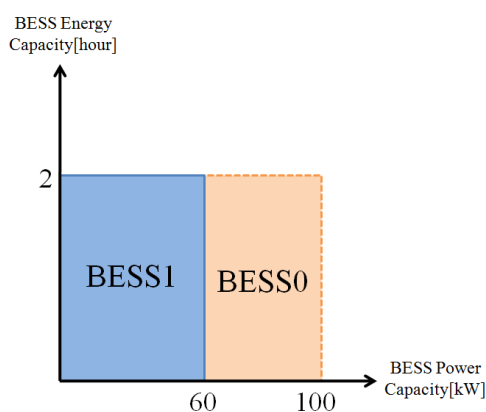


図 6.9-4. ケース 1 の計算結果

次にケース 2 の場合を考える。ケース 2 の場合は BESS1 の kWh 容量が大きく、BESS0 からはみ出す部分がある(図 6.9-5)。この部分は等積変形によって改善することが出来ない部分である。言い換えると BESS0 の代替を考える上では使われない部分である。結果 BESS2 は、50kW、100kWh 分必要であると言える。

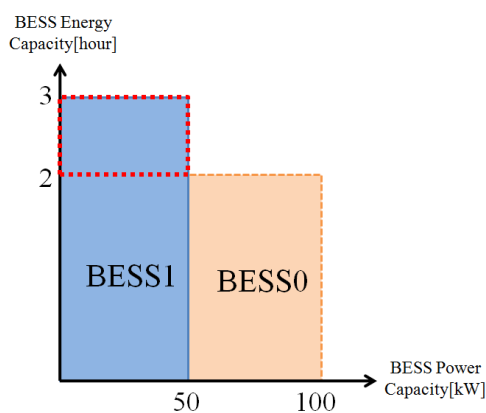


図 6.9-5. ケース 2 の計算結果

第7章 結論

本研究では小規模離島系統における再生可能エネルギー電源大量導入を目標に、再生可能エネルギー電源の導入時に生じるであろう周波数変動問題や余剰電力問題に対して、離島内への導入事例が多い海水淡水化装置に着目し、海水淡水化装置を用いた需給調整容量拡大手法について検討を行った。

第4章の制御手法として、経済性向上制御、調整容量確保制御、個別分散制御の3種類を提案し、シミュレーションによって評価を行った。その結果それぞれの制御の長所、短所が確認できた。そしてこれら3つの制御を組み合わせることで周波数変動抑制と燃料費の削減を同時に達成することが可能であることを示した。

第5章では海水淡水化装置の運用者利便性として貯水量制約を考慮し、その上で第4章で提案したコンバインド制御が有用であるかどうかについて検討を行った。その結果、予め貯水量を予測し、貯水量制約違反予防制御を加えてコンバインド制御を行うことで、貯水量制約を満たしつつ、海水淡水化装置が需給調整容量拡大に貢献可能であることがシミュレーション結果より確認できた。

第6章では更なる再生可能エネルギー電源導入を行う際の蓄電池容量算出法として、状態遷移確率行列を用いた蓄電池容量算出法を提案した。本手法では蓄電池のkW容量とkWh容量の独立な評価が可能であり、今後の蓄電池導入容量の議論の一つの手法として期待できると考えられる。

本論文では海水淡水化装置という需要家側の機器について様々な議論を進めてきたが、発電側での制御も重要である。特に本研究では風力発電機の出力制御に関してON-OFF制御のみしか考慮していなかったが、外部信号に合わせてピッチ角制御などによって風力発電機の連続的な出力制御が可能であれば、より安定した運用が可能となる。さらに本研究では風力発電の出力予測を行ってこなかったが、太陽光発電のようにある程度の出力予測が可能であれば、より高効率な系統運用が行えるようになる可能性は高い。

またディーゼル発電機についても、短時間であれば出力上下限値を逸脱した運転が可能である可能性が高い。このように発電側についても様々な制御を行い、需要家側の制御と組み合わせることで、再生可能エネルギー電源が大量導入されたとしても、安定した系統運用が可能となるであろう。

状態遷移確率行列理論においては、各時間断面が完全に独立であるという前提が成立して初めて用いることが可能な理論である。しかし現実には発電機の運転時間制約や海水淡水化装置の貯水量制約など、過去の挙動に依存する現象も多々ある。このような点をどのように考慮し、状態遷移確率行列理論に応用できるかは非常に重要な課題である。

附録

A. 日本の海水淡水化施設一覧

生活用

運転開始年	導入場所	淡水化方式	水生成能力 [m ³ /日]	原水
1992	沖縄県石垣市(石垣島)	RO	600	かん水
1992	静岡県伊東市	RO	40	かん水
1992	東京都小笠原村(南鳥島)	RO	30	海水
1992	長崎県小値賀町(六島)	RO	30	海水
1992	長崎県佐世保市	RO	1,000	海水
1993	茨城県常陸太田市	RO	300	かん水
1993	東京都大島町(大島)	ED	1,500	かん水
1993	東京都小笠原村(硫黄島)	RO	200	海水
1993	東京都小笠原村(南鳥島)	RO	16	海水
1993	福岡県北九州市(白島)	RO	120	海水
1994	沖縄県南大東村(南大東島)	RO	300	海水
1994	香川県高松市	RO	200	海水
1994	鹿児島県薩摩川内市(旧鹿島村・下飯島)	RO	200	海水
1994	長崎県平戸市(度島)	RO	200	海水
1994	兵庫県丹波市(旧春日町)	RO	2,700	かん水
1994	福井県若狭町(旧三方町)	RO	200	海水
1995	沖縄県竹富町(波照間島)	RO	230	海水
1995	島根県松江市(旧美保関町)	RO	50	海水
1995	東京都大島町(大島)	ED	500	かん水
1995	長崎県雲仙市(旧南串山町)	ED	125	かん水
1996	長崎県長崎市(旧高島町・高島)	RO	24	海水
1996	長崎県長崎市(旧野母崎町)	RO	300	海水
1996	長崎県平戸市(旧大島村・的山大島)	RO	400	海水
1997	愛媛県今治市(旧関前村・岡村島)	RO	226	海水
1997	愛媛県上島町(旧魚島村・魚島)	RO	55	海水
1997	愛媛県松山市(旧中島町・二神島)	RO	45	海水
1997	沖縄県多良間村(多良間島)	RO	320	かん水
1997	沖縄県北谷町(沖縄県企業局)	RO	40,000	海水
1997	東京都小笠原村(南鳥島)	RO	30	海水
1998	沖縄県多良間村(多良間島)	RO	730	かん水
1998	千葉県富津市	RO	110	海水
1998	東京都利島村(利島)	RO	100	かん水
1999	愛媛県今治市(旧関前村・大下島)	RO	62	海水
1999	鹿児島県十島村(諏訪之瀬島)	ED	30	かん水
1999	東京都三宅村(三宅島)	RO	50	海水
1999	長崎県五島市(旧福江市・黄島)	RO	40	海水
1999	山口県光市(牛島)	RO	20	かん水
2000	沖縄県伊江村(伊江島)	ED	600	かん水
2000	沖縄県宮古島市(旧伊良部町・伊良部島)	RO	3,600	かん水
2000	鹿児島県与論町(与論島)	ED	3,300	かん水
2001	石川県珠洲市	RO	130	かん水
2001	愛媛県松山市(旧中島町・中島)	RO	200	海水
2001	沖縄県名護市(東海岸)	RO	600	かん水
2001	沖縄県宮古島市(旧上野村・宮古島)	RO	800	かん水
2001	沖縄県宮古島市(旧上野村・宮古島)	RO	800	かん水
2002	沖縄県北大東村(北大東島)	RO	320	海水
2002	鹿児島県十島村(小宝島)	RO	60	海水
2002	京都府京丹後市(旧網野町)	RO	1,270	かん水
2002	長崎県長崎市宿町	RO	15	海水
2002	沖縄県南大東村(南大東島)	RO	430	海水
2003	石川県輪島市(舳倉島)	RO	122	海水
2003	沖縄県伊平屋村(伊平屋島)	ED	826	かん水
2003	香川県多度津町	RO	8,415	かん水
2003	滋賀県米原市(旧山東町)	RO	4,000	かん水
2003	福岡市(小呂島)	RO	50	海水
2004	沖縄県粟国村(粟国島)	RO	600	海水
2004	山梨県御代町	ED	1,800	かん水
2004	沖縄県竹富町(波照間島)	RO	210	海水
2005	沖縄県渡名喜村(渡名喜島)	RO	300	海水
2005	福岡県福岡市(福岡地区水道事業団)	RO	50,000	海水
2007	山口県柳井市	RO	200	かん水
2010	愛媛県松山市(旧中島町・中島)	ED	504	かん水

*国土交通省「日本の水資源」白書より抜粋

**RO…逆浸透法 ED…電気透析法

産業用

運転開始年	設置者	設置場所	淡水化方式	造水能力 [m ³ /day]	単機容量 [m ³ /day]	基数	原水
1971	住友金属工業	茨城県鹿嶋市	RO	13,600	1,360	10	かん水
1974	鹿島石油	茨城県神栖市	RO	5,300	2,650	2	かん水
1976	関西電力(株)・火力	大阪府岬町多奈川地区	MSF	4,000	2,000	2	海水
1976	四国電力(株)・原子力	愛媛県伊方町	MSF	2,000	1,000	2	海水
1976	関西電力(株)・原子力	福井県おおい町	MED	1,300	1,300	1	海水
1979	九州電力(株)・火力	福岡県豊前市	MED	2,000	2,000	1	海水
1980	中部電力(株)・火力	愛知県田原市渥美地区	MED	1,700	1,700	1	海水
1980	関西電力(株)・火力	兵庫県姫路市	RO	1,200	1,200	1	かん水
1983	関西電力(株)・原子力	福井県高浜町	MED	2,000	1,000	2	海水
1986	東レ	愛媛県松前町	RO	2,000	2,000	1	かん水
1988	関西電力(株)・火力	京都府宮津市	RO	3,200	1,600	2	海水
1988	九州電力(株)・原子力	佐賀県玄海町	RO	1,000	1,000	1	海水
1989	関西電力(株)・原子力	福井県おおい町	MED	1,300	1,300	1	海水
1989	関西電力(株)・原子力	福井県おおい町	RO	2,600	1,300	2	海水
1990	関西電力(株)・原子力	福井県おおい町	MED	1,300	1,300	1	海水
1991	住友金属工業	茨城県鹿嶋市	RO	3,840	1,920	2	かん水
1991	東レ	愛媛県松前町	RO	2,400	2,400	1	かん水
1992	九州電力(株)・火力	佐賀県玄海町	MED	1,000	1,000	1	海水
1992	四国電力(株)・原子力	愛媛県伊方町	RO	2,000	1,000	2	海水
1994	伊万里市工業用水道開発室	佐賀県伊万里市	RO	1,490	1,490	1	かん水
1995	東北電力(株)・火力	福島県南相馬市	RO	3,600	1,200	3	かん水
1996	東大宇宙線研究所	岐阜県神岡市	RO	1,056	1,056	1	かん水
1997	関西電力(株)・火力	兵庫県姫路市	MED	1,500	1,500	1	海水
1997	ニッポン高度紙工業	高知県高知市	RO	2,000	1,000	2	地下水
1998	ニッポン高度紙工業	高知県高知市	RO	2,000	2,000	1	地下水
1999	東洋紡績	福井県敦賀市	RO	1,920	1,920	1	かん水
2000	非公開	佐賀県	RO	1,200	1,200	1	河川水
2003	関西電力(株)・原子力	福井県高浜町	MED	2,000	1,000	2	海水
2003	関西電力(株)・火力	京都府舞鶴市	RO	4,800	2,400	2	海水
2003	日本液化石油ガス備蓄(株)	愛媛県今治市波方地区	RO	1,600	800	2	海水
2006	住友金属工業	茨城県鹿嶋市	RO	1,800	300	6	河川水
2007	北海道電力(株)・原子力	北海道泊村	RO	3,000	1,500	2	海水

***RO…逆浸透法 MED…多重効用法 MSF…多段フラッシュ法

参考文献

- [1] NEDO：“離島等独立系統における新エネルギー活用型電力供給システム安定化対策実用化可能性調査報告書”，平成 18 年 7 月
- [2] 電気学会技術報告 第 1100 号
- [3] 電気学会：「電力系統工学」
- [4] 瀬間 徹：「火力発電総論」，電気学会，2002 年
- [5] 由本 勝久，七原 俊也，興水 源太郎：“風力発電出力平滑化用蓄電池の充電レベルの制御法”，*電学論 B*, Vol. 129, No. 5, pp.605-613 (2009) .
- [6] 村上 明子，横山 明彦，多田 泰之：“大容量風力発電が導入された電力系統における周波数制御のための蓄電池容量評価に関する基礎的検討”，*電学論 B*, Vol. 126, No. 2, pp.236-242 (2006) .
- [7] 菊池 卓郎，馬場 旬平，河内 駿介，下田 英介，沼田 茂生，山根 俊博，正田 英介，仁田 旦三：“回転機を含む複数種類の分散型電源を用いたマイクログリッドの高電力品質自立運転手法の提案と実証”，*電学論 B*, Vol. 129, No. 12, pp.1561-1566 (2009) .
- [8] 西崎 康，入江 寛，横山 明彦，多田 泰之：“風力発電連系系統の周波数制御のための風車ピッチ角制御とその蓄電池容量削減効果”，*電学論 B*, Vol. 129, No. 1, pp.50-56 (2009) .
- [9] 入江 寛，横山 明彦，多田 泰之：“大容量風力発電導入時における需要家ヒートポンプ給湯器と蓄電池の協調による系統周波数制御”，*電学論 B*, Vol. 130, No. 3, pp.338-346 (2010) .
- [10] 益田 泰輔，郡司掛 安俊，横山 明彦，多田 泰之：“大量の再生可能エネルギー電源が導入された電力系統における需要家の利便性と不確実性を考慮した多数台の可制御ヒートポンプ給湯機の統計的モデリングとその周波数制御への適用”，*電学論 B*, Vol. 131, No. 1, pp.9-19 (2011) .
- [11] 高木 雅昭，山本 博巳，山地 憲治，岡野 邦彦，日渡 良爾，池谷 知彦：“LFC信号を用いたプラグインハイブリッド車の充電制御による負荷周波数制御手法”，*電学論 B*, Vol. 129, No. 11, pp.1342-1348 (2009) .
- [12] Willett Kempton, Victor Udo, Ken Huber, Kevin Komara, Steve Letendre, Scott Baker, Doug Brunner, Nat Pearre：“A Test of Vehicle-to-Grid (V2G) for Energy Storage and Frequency Regulation in the PJM System”，Results from an Industry-University Research Partnership, MAGICC (Mid-Atlantic Grid Interface Cars Consortium), 2008-12
- [13] 沖縄電力プレスリリース ”平成 21 年度離島独立型系統新エネルギー導入実証事業の採択について”，平成 21 年 7 月
- [14] 上原 明恵，安里 文吾，與那 篤史，浦崎 直光，千住 智信，舟橋 俊久：“離島電力系統における負荷電力推定を用いた蓄電池併設型風力発電システムによる周波数制御法”，*電学論 B*, Vol. 130, No. 12, pp.1039-1048 (2010) .
- [15] 有田 征史，横山 明彦，多田 泰之：“FFC-TBC 系統連系での蓄電池による連系線潮流変動抑制に関する基礎検討”，*電学論 B*, Vol. 128, No. 7, pp.953-960 (2008) .

- [16] 桑江 登, 高原 正憲, 一瀬 雅哉, 二見 基生, 上田 茂太, 清藤 康弘, 今家 和宏, 後藤 益雄, 鈴木 和夫, 前川 聡: “風力・電池ハイブリッドシステム”, *電学論B*, Vol. 121, No. 6, pp.715-721 (2001) .
- [17] 松坂知行, 土屋敬一: “風力発電機の出力変動安定化制御に関する研究”, *電学論B*, Vol.117, No.5, pp.625-633 (1997).
- [18] NEDO : “蓄電池併設風力発電導入可能性調査報告書”, 平成 14 年 2 月
- [19] 国土交通省 : “日本の水資源白書 平成 21 年度版”, 平成 21 年 8 月

発表文献

➤ 本論文に関する発表文献

- [1] 吉原 徹, 横山 明彦, 馬場 旬平 : 「離島系統における海水淡水化装置の制御による需給調整能力確保手法」, 平成 22 年電気学会全国大会, 6-066, 2010
- [2] T. Yoshihara, A. Yokoyama, M. Imanaka, Y. Onda, J. Baba : "Contribution to Frequency Regulating Capacity by Input Power Control of Seawater Desalination Plant in Island Power System", ICEE2010, RE-12, 2010.
- [3] 吉原 徹, 横山 明彦, 今中 政輝, 恩田 祐輔, 馬場 旬平 : 「風力発電導入時の離島系統における海水淡水化装置を用いた需給調整容量拡大手法」, 平成 22 年電力エネルギー部門大会, No.2, 2010
- [4] 吉原 徹, 横山 明彦, 今中 政輝, 恩田 祐輔, 馬場 旬平, 國場 裕介, 比嘉 直人, 安里 貞夫 : 「再生可能エネルギー電源大量導入時の余剰電力解消のための蓄電池容量算出手法」, 平成 22 年電力系統・電力系統技術合同研究会, 2010
- [5] T. Yoshihara, A. Yokoyama, M. Imanaka, Y. Onda, J. Baba, Y. Kuniba, N. Higa, S. Asato, : A New Method for Securing Regulating Capacity for Load Frequency Control Using Seawater Desalination Plant in Small Island Power System “, POWERCON2010, DG-05, 2010.
- [6] 吉原 徹, 横山 明彦, 今中 政輝, 恩田 祐輔, 馬場 旬平, 國場 裕介, 比嘉 直人, 安里 貞夫 : 「小規模離島系統における貯水量制約を考慮した海水淡水化装置制御による需給調整容量拡大手法」, 平成 23 年電力系統・電力系統技術・半導体電力変換合同研究会, 2011(発表予定)
- [7] 吉原 徹, 横山 明彦, 今中 政輝, 恩田 祐輔, 馬場 旬平, 國場 裕介, 比嘉 直人, 安里 貞夫 : 「貯水量制約を考慮した離島系統における海水淡水化装置を用いた需給調整容量拡大手法」, 平成 23 年電気学会全国大会, 2011(発表予定)

➤ 本論文に関する発表文献(共著)

- [8] M. Imanaka, Y. Onda, T. Yoshihara, J. Baba, A. Yokoyama : "Feasibility Study on Compensation of Power Fluctuation Caused by Renewable Energy Source Using Desalination System in Island Power System", ICEE2010, RE-06, 2010.
- [9] 馬場 旬平, 横山 明彦, 國場 裕介, 比嘉 直人, 安里 貞夫, 吉原 徹, 今中 政輝, 恩田 祐輔 : 「小規模離島系統における海水淡水化装置を利用した系統安定化の検討」, 平成 23 年電力系統・電力系統技術・半導体電力変換合同研究会, 特別セッション, 2011(発表予定)
- [10] 今中 政輝, 恩田 祐輔, 吉原 徹, 馬場 旬平, 國場 裕介, 比嘉 直人, 安里 貞夫 : 「海水淡水化装置動作点変化時の生成水導電率の測定とモデリング」, 平成 23 年電力系統・電力系統技術・半導体電力変換合同研究会, 2011(発表予定)
- [11] 恩田 祐輔, 今中 政輝, 吉原 徹, 馬場 旬平, 横山 明彦, 國場 裕介, 比嘉 直人, 安里 貞夫 : 「可制御負荷としての海水淡水化装置の消費電力制御に関する応答速度の検討」, 平成 23 年電気学会全国大会, 2011(発表予定)

➤ **本論文以外の研究に関する発表文献**

- [12] 吉原 徹, 横山 明彦, 進士 誉夫, 辻田 伸介 : 「複数発電機モデルによる需要変動を考慮したマイクログリッドの周波数制御に関する検討」, 平成 21 年電気学会全国大会,, 6-147, 2009
- [13] T. Yoshihara, A. Yokoyama, T. Shinji, S. Tsujita : "Contribution of Distributed Generations in Microgrid to Reduction of LFC Capacity in Utility Grid", ICEE2009, I9FP0087, 2009.
- [14] 吉原 徹, 横山 明彦, 進士 誉夫, 辻田 伸介 : 「需要変動を考慮した複数発電機モデルによるマイクログリッドの系統周波数制御への貢献に関する研究」, 平成 21 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No. 18, 2009

➤ **本論文以外の研究に関する発表文献（共著）**

- [15] 江川 光, 今中 政輝, 吉原 徹, 恩田 祐輔, 馬場 旬平, 進士 誉夫, 辻田 伸介 : 「発電用内燃機関の運転特性を考慮した運用手法に関する基礎検討」, 平成 23 年電気学会全国大会, 2011(発表予定)