

修士論文

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

System Frequency Control by Coordination of Batteries and Heat Pump  
Based Water Heaters on Customer Side in Power System with  
a Large Penetration of Wind Power Generation

平成21年2月4日提出

指導教員

横山 明彦 教授

東京大学大学院

工学系研究科 電気工学専攻

37-076406

入江 寛

## 内容梗概

風力発電は脱炭素社会の実現、及び化石燃料枯渇などのエネルギーセキュリティ問題の解決に資することから、近年導入が進められている再生可能エネルギーの一つである。現在、風力発電の有効利用において議論されているのは、出力が風速、風向など制御不能な天候要因によって決まり、また風速の 3 乗に比例するので、非常に変動の大きいものになってしまうという事実である。従って、将来大容量の風力発電を電力系統に連系したシナリオを想定すると、この出力変動に起因する系統全体の需給アンバランスによる周波数変動が問題となることが予想される。この問題への対策として、二次電池（蓄電池）などの電力貯蔵装置を併設し、変動を補償するといった手法が提案されている。しかし蓄電池は非常に高コストであることを鑑みれば、容量はできるだけ小さいことが望ましい。

そこで本論文では蓄電池の代替として、系統側からの制御が機器性能に支障をきたさないように需要家の「可制御負荷」を積極的に利用し、蓄電池との協調を図ることを考える。筆者はこの可制御負荷として、近年省エネルギー技術として注目を浴びている「ヒートポンプ給湯器（HP 給湯器）」を取り上げた。HP 給湯器の構成要素の中で、作った湯を蓄えておく「貯湯ユニット」に着目すれば、ある程度の時間の範囲内であれば、湯はいつ炊きあがってもよいこととなり、即ち消費電力をフレキシブルに変化させることができる。この特性から、将に HP 給湯器は可制御負荷の一つであるということができ、系統状態に合わせて HP 給湯器の消費電力を制御することによって、周波数変動抑制機能を持つ蓄電池の負担が軽減され、系統周波数安定化のために要求される蓄電池容量を削減するのが本論文の目的である。

本論文は、HP 給湯器のモデル化を行い、蓄電池と HP 給湯器の協調制御によって抑制するための運用方法、制御手法を提案している。制御方法として、中央給電指令所で計算される地域要求量を基に作成された LFC 信号を、負荷周波数制御用発電機のみならず、蓄電池、HP 給湯器に分担するという「集中統合型制御」を 2 手法、及び風力発電出力をローカルに計測し、蓄電池、HP 給湯器の指令を作成する「分散型制御」の計 3 手法について考え、それぞれに最適な制御手法の確立を試みている。

周波数解析モデルを用いたシミュレーションの結果から、本論文で提案するこれらの協調制御手法により、大容量の風力発電が系統に連系されたときに生じる周波数変動の抑制に HP 給湯器が大きく貢献できることが示された。またこの結果に伴い、周波数変動抑制に必要な蓄電池容量の削減可能となることが示唆される。このことから、蓄電池のコストを抑え、経済性に富んだ系統周波数制御システムが構築でき、今後益々の風力発電導入量拡大が可能となる。

# 目次

第 1 章	序論.....	1
1.1	本論文の背景.....	1
1.2	本論文の目的.....	1
1.3	本論文の構成.....	3
第 2 章	電力系統における周波数制御.....	4
2.1	周波数制御システム.....	4
2.2	大容量風力発電導入による周波数への影響.....	13
2.3	蓄電池導入方策.....	15
第 3 章	シミュレーションモデル.....	16
3.1	周波数解析モデル.....	16
3.2	外乱の取扱い.....	21
3.3	想定する電力系統モデル.....	22
3.4	既存周波数制御システムの評価.....	24
第 4 章	蓄電池, HP 給湯器の協調制御.....	26
4.1	可制御負荷としての HP 給湯器.....	26
4.2	HP 給湯器群の簡易モデル.....	27
4.3	集中型 LFC 分担協調制御.....	31
4.4	諸制約を考慮した HP 給湯器群モデル.....	42
4.5	集中型 LFC 分担協調制御の検討, 考察.....	49
第 5 章	分散型出力仮想平滑化制御.....	53
5.1	制御のコンセプト.....	53
5.2	蓄電池の制御手法—平滑化制御.....	54
5.3	分散型出力仮想平滑化制御.....	58
5.4	改良型分散型出力仮想平滑化制御.....	67
5.5	分散型出力仮想平滑化制御の検討, 考察.....	75
第 6 章	改良集中型 LFC 分担協調制御.....	78
6.1	制御のコンセプト.....	78
6.2	蓄電池制御手法.....	79
6.3	改良集中型 LFC 分担協調制御.....	85

6.4	本論文で提案した制御手法の比較, 検討.....	90
第7章	結論.....	93
7.1	本論文の成果.....	93
7.2	今後の課題.....	94
謝辞	.....	95
参考文献	.....	96
発表文献	.....	98
附録A	想定エリアの系統パラメータ.....	99
附録B	一次遅れ系で模擬されたHP給湯器特性.....	100

# 第1章 序論

## 1.1 本論文の背景

21 世紀を迎えた我々が直面している問題の中でも、グローバルな取り組みによって早急に解決すべき課題として次の 2 つが挙げられるだろう。即ち、化石エネルギー資源枯渇や、資源ナショナリズムの台頭といったエネルギーセキュリティ問題、そして温室効果ガス排出などと言った地球環境問題である。

再生可能エネルギーの中でも、風力発電はクリーンエネルギーであり、無尽蔵かつ国産資源である風を利用している、そして再生可能エネルギーの中でも比較的発電単価が低いことや、大容量連系が期待できるなどの理由から、上記問題の解決、つまり脱炭素社会、オイルフリー社会の実現に資するとされ、近年世界的に導入量が急速に伸びている発電方式の一つである<sup>[1][2]</sup>。

しかし、この風力発電の有効利用にあたって、最も懸念されているのは、出力が風速、風向など制御不能な要因によって決まり、また風速の 3 乗に比例するので、非常に変動の大きいものとなると言われていることである。現在のところ、まだ顕在化はしていないが、将来大容量の風力発電を既存系統に連系したシナリオを想定すると、この出力変動に起因する系統全体の需給アンバランスによる周波数変動が生じることが予想される<sup>[3][4]</sup>。我が国の独特な電力系統においては、特にこの影響を受けやすいと言われており、早急な対応が必要である。

この問題への対策として、二次電池（蓄電池）などの電力貯蔵装置を風力発電機、ないしウィンド・ファームに併設し、変動を補償するといった手法が、様々な調査、研究によって提案されている<sup>[5][6][7][8]</sup>。しかし蓄電池は非常に高コストであり、その容量はなるべく小さくすることが望ましい。

## 1.2 本論文の目的

ではこの蓄電池の容量を削減し、経済性に富んだ周波数システムをどのように構築していけばよいのか。この問いに対し、筆者は蓄電池の代替効果を得るために、電力系統側から制御をしても機器性能に支障をきたさないような負荷（これを「可制御負荷」と呼ぶことにする）の積極利用を考えている。

現在の電力系統の運用は、機器性能の向上、情報技術の応用など、時代とともにその技術は進歩してきたが、電力の需要（負荷）の変動に合わせて電力の供給（発電量）を制御、操作するという、いわゆる一方向の制御の流れを踏襲してきた。つまり、電力系統に内包する不確定要素に対応するための「調整力」は、全て供給サイドに備えられてきた。前節で示した周波数変動について言えば、系統周波数調整機能を有するのは LFC（負荷周波数

制御) 用発電機であり, 供給量をコントロールすることで電力系統全体の需給をバランスさせることができる。蓄電池導入についても, 供給サイドの調整力確保方策と言える。

しかし, 電力系統全体の需給バランスを維持する方法は, 何も供給量を調節するという方法に限ったことではない。需要量を調節することも一つの方法である。換言すれば, この「周波数調整機能」を供給サイドのみならず, 需要サイドにも備えておけば, その調整マージンは拡大され, 不確定要素が大きくなったとしても十分対応可能なシステムとなると考えられる。

ところが一般的に, 供給サイドの都合により, 需要家機器の使用を制限し, 需要家に不便さを感じさせることは, 電力系統の運用上好ましくない。そこで, ここでは視点を変え, 供給サイドの都合により, 電力消費を変化させたとしても, 機器本来の使用目的に支障がなく, 需要家に迷惑をかけることがないような機器を考え, 可制御負荷と定義する。このような需要家機器が存在すれば, 積極的に周波数制御に貢献させることで, 周波数調整システムとなりうるのである。

そしてこの可制御負荷として, 本論文では近年省エネルギー技術として注目を集めている「ヒートポンプ給湯器 (以後, **HP 給湯器**)<sup>[9]</sup>」に着目している。**HP 給湯器**とは, ヒートポンプサイクルを利用して, 大気から熱を取り込むことで湯を沸かすという需要家機器である。後述するように, **HP 給湯器**はお湯の沸上と使用が同時刻でなくてもよいという特徴を持ち, 通電時間中の電力消費はどのような変化を示したとしても, 最終的に湯が炊き上がればよいような機器であるので, 将に可制御負荷の1つとすることができる。

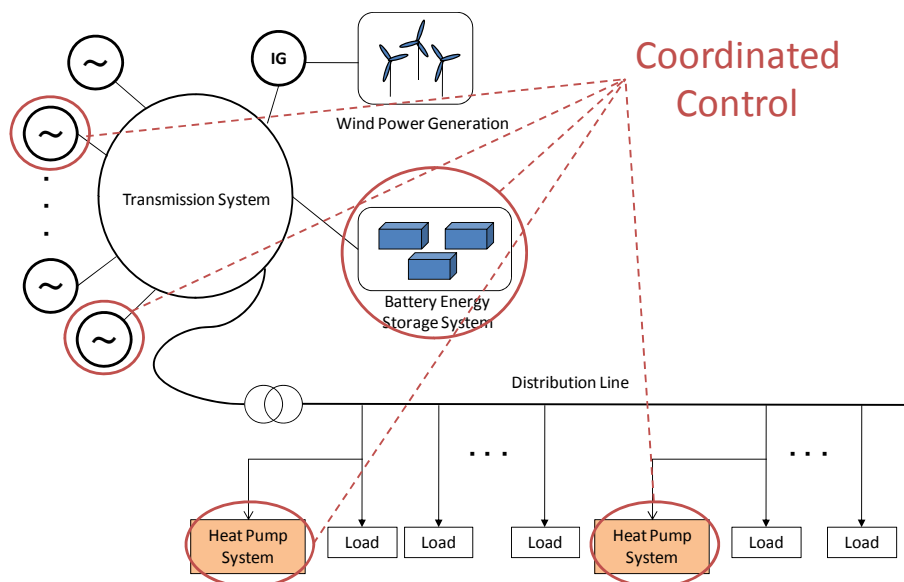


図 1.1 本論文で提案する電力システム像

Fig.1.1 Proposed Power System Image

本論文で提案する今後の電力システム像を図 1.1 に示す。この図に示されるように、今後更なる大規模な風力発電が連系された時に対応するために、既存の周波数調整用発電機と蓄電池のみならず、可制御負荷としての HP 給湯器も電力システムの周波数制御に貢献させることを考える。本論文はこれら 3 つのシステム、つまり LFC（負荷周波数制御）用発電機と蓄電池、そして HP 給湯器の協調制御手法を確立することを第一の目的としている。更に、可制御負荷としての HP 給湯器を周波数制御に貢献することで、系統周波数の変動がどの程度抑制されるのか、または蓄電池が担うべき制御領域を一部 HP 給湯器が肩代わりすることで、本来必要であるとされていた蓄電池の容量がどの程度削減されるのか、これら HP 給湯器の導入効果を評価するのが第二の目的である。

### 1.3 本論文の構成

本論文は全 7 章で構成される。第 2 章で既存の電力システムにおける系統周波数の制御システムの概要、及び風力発電導入がもたらす周波数への影響について記述している。第 3 章では、本論文で扱う電力システムの周波数解析手法について、そのモデリング方法に触れる。第 4 章では、まずは HP 給湯器に関する詳細を述べ、周波数解析モデルにおける HP 給湯器群のモデル化について述べる。その後、本論文で提案する蓄電池、HP 給湯器の協調制御手法の 1 つ目として、LFC 信号を蓄電池、HP 給湯器にも分配するという「集中型 LFC 分担協調制御」を示す。この手法は、HP 給湯器の様々な制約を考慮すれば、最適な制御とは言い難い。そこで第 5 章では、蓄電池、HP 給湯器の応答性に着目した「分散型出力仮想平滑化制御」を示す。そして第 6 章で、各システムの応答性に着目し、LFC 信号を最適に配分した「改良集中型 LFC 分担協調制御」示すと同時に、本論文で提案した 3 つの制御手法を評価する。最後に、第 7 章が結論である。以上の本論文の構成を図 1.2 に示す。

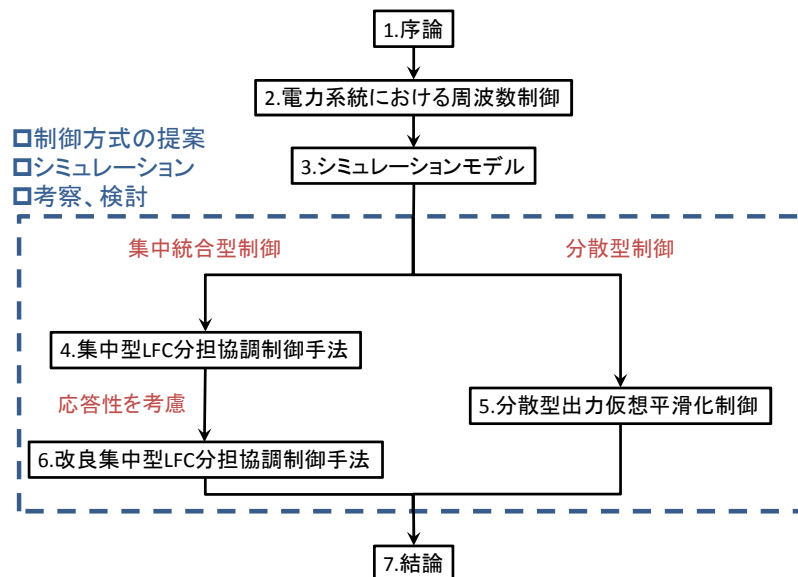


図 1.2 本論文の構成

Fig.1.2 Structure of This Paper

## 第2章 電力系統における周波数制御

本論文で対象としている電力系統現象は、系統内の電力需給アンバランスによって生じる周波数変動である。この周波数変動に対し、既存のシステムは発電機出力を調節することで対応している。本章では、まず周波数の特性に触れ、時々刻々と変化していく周波数に対して現在どのような制御を施しているのか、具体的にはガバナフリー運転、負荷周波数制御、経済負荷配分の3つの制御方式の分担について記述する<sup>[10]~[14]</sup>。その後、風力発電の大容量導入がもたらす周波数への影響、更にはその解決策としての蓄電池導入方策を取り巻く議論についてまとめている。

### 2.1 周波数制御システム

#### 2.1.1 周波数の特性

電力系統の周波数は、電力系統に連系している発電機の回転速度によって決まる。従って、周波数変動とは、発電機の回転速度の変動ということができる。発電機の回転速度が変化するのは、発電機や原動機の回転体に加えられる入力エネルギーと出力エネルギー間の均衡が破られるからで、これは発電機に接続された負荷が増減、あるいは、電力系統に並列されている発電機の一部が遮断して発電力に変化を生じるような場合に起きる。ここで、機械的入力エネルギー（蒸気タービンや水車の回転力） $P_m[W]$ と発電機の電氣的出力 $P_e[W]$ には、一般に次式で表わされるような関係がある。

$$P_m = P_e + M \frac{df}{dt} \quad (2.1)$$

ここで、 $M$ は慣性定数、 $f$ は周波数である。

(2.1)式は、電力系統の機械的入力と電氣的出力が常に釣り合っている状態でなければ、系統周波数は変動してしまうことを表す。つまり、発電機への入力が出力に勝れば、余分なエネルギーが発電機の回転エネルギーとして蓄えられ、回転速度は上昇して周波数が増加する。逆に、入力エネルギーよりも出力エネルギーの方が大きければ、不足分を発電機の回転エネルギーから奪い去るので、回転速度は減少して、周波数は低下してしまう。

この場合、入出力間の間にいつまでも不均衡があれば、発電機回転速度、つまり周波数はどんどん変化してしまい、ついには安定な運転を続けることができない。

以上に見たような、電力の需給アンバランスによって生じる周波数変動は、電力品質に大きな影響をもたらす。負荷機器の多くは、定格周波数付近で使用することを前提に設計されており、周波数異常が継続すると、機器の異常動作などの影響が発生する可能性がある。例えば誘導電動機などは、電源周波数によって、速度・トルク特性が変化する。繊維



業界では、 $\pm 0.4 \sim \pm 0.5$  の周波数変動で糸切れや糸の太さなどの品質以上が発生する。このように、製品の品質や工程に大きく影響を及ぼす可能性があり、需要家からの周波数維持に対する要請は多い。

また、周波数変動は、需要サイドのみならず、供給サイドにも多大な影響を及ぼす。同期発電機は定格速度で運転するように設計されているので、定格速度から大きく外れた状態では運転が困難となる。特に高速で回転する火力機、原子力機は周波数に敏感であると言われている。

これらの理由から、電力各社は自系統内の周波数を基準周波数（東日本では 50Hz、西日本では 60Hz）に維持するために、毎時の系統周波数が基準周波数と一致するように制御を施している。そして、周波数変動について、表 2.1 に示すような管理目標値を定めている。特に日本では、他国と連系していない上に、周波数が東日本と西日本で異なるために、系統容量が小さい。一般に、系統容量が小さい電力系統では、周波数は変動しやすいということが言われている。つまり、日本は米国や欧州に比べ、周波数が変動しやすく、対策が必要である。

表 2.1 我が国における周波数変動管理目標値

Table.2.1 Regulation Target of Frequency Fluctuation in Japan

Area	Frequency Maximum Deviation [Hz]
Hokkaido (50Hz)	$\pm 0.3$
East Japan (50Hz)	$\pm 0.2$
West Japan (60Hz)	$\pm 0.1$ (existing probability: 95%)
Okinawa (60Hz)	$\pm 0.3$

### 2.1.2 周波数制御の概要

電力系統では、需要と供給のバランス、即ち周波数の維持を以下の二つの方法を組み合わせて実現している。

- i). 需要予測に基づき、予め各発電機の出力（回転数）を決めておく。
- ii). 周波数を検知することで、回転力と電氣的出力の差を求め、その差がなくなるように制御する。

i)の需要予測に基づいた方法は、需要が月間、週間、日間などの周期で変化する特性を持っていることから、過去のデータから、需要をある程度予測した上で、発電機の出力を予め計画しておくという方法である。人々のライフスタイルや、自然現象、気候変動などから日負荷曲線が描けるが、これに供給予備力や経済性などを考慮に入れることで作られ

るのが需給計画である。この需給計画の段階で、ある程度需要と供給のバランスをとることは可能であると考えられる。

しかし、i)で予測された需要と実際の需要は完全に一致することはない。また、不測の事態も起こりうる。そこでii)の方法のような、リアルタイムな需給調整が必要となってくる。

電力系統の負荷変動は、様々な振幅と周期をもった成分が重畳したものと考えられ、一般には、周期によって、図 2.1 に示すような 3 つの成分に分けることができる。それぞれ、数分までの微小変動分をサイクリック成分、数分から十数分程度までの短周期変動分をフリンジ成分、及び十数分以上の長周期変動分をサステンド成分と呼ぶ。

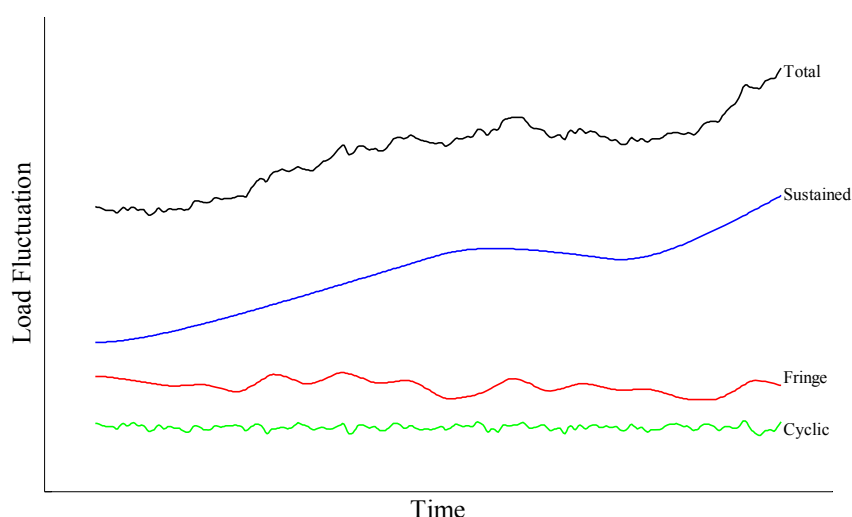


図 2.1 負荷変動の周期成分

Fig.2.1 Periodical Components of Load Fluctuation

これらの負荷変動成分に対して、電力系統はそれぞれ異なった制御で需給アンバランスを調整している。サイクリック成分の内、20 秒程度までのごく短周期のものは、系統の持つ負荷一周波数特性に吸収され、それ以上から数分程度のものは発電機のガバナフリー運転（回転数の基準値からの偏差を検出し、発電機の入力を制御することで、発電機の回転数を基準値に維持する運転）で制御される。また、フリンジ成分はサイクリック成分よりも変動が大きく、負荷一周波数特性、ガバナフリー運転のみでは対応できない。そこで、負荷周波数制御（LFC: Load Frequency Control）によって、周波数偏差などを検知して、制御対象発電機の出力を変化させることで、負荷の変動に対応している。

最後にサステンド成分については、変動もかなり大きく、日負荷曲線レベルの変化の一部と考えられる。この領域では、変動が起きてから追従させるのでは対応できないため、

事前の予測の下、つまり本項の最初に述べた i)の方法で対応する。従ってこの領域では、事前にある程度の予測を行う際に、経済性を考慮し、発電機間の最適な組み合わせが問題となってくる。このような制御を経済負荷配分 (ELD: Economic Load Dispatch) と呼ぶ。以上の制御分担を概念的に示したものが図 2.2 である。

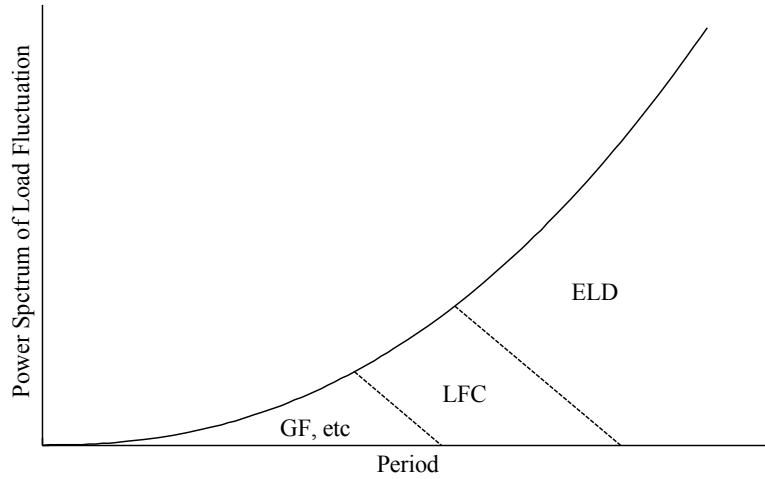


図 2.2 制御分担概略図

Fig.2.2 Conceptual Image of Control Dispatching

以下の項で、具体的にこれらの制御の詳細について記述する。

### 2.1.3 ガバナフリー運転

ガバナフリー (GF) 運転とは、図 2.3 に示すように、系統周波数の変動に応じ、発電機ガバナ (スピードガバナ、調速機) の働きにより、発電機出力を自動的に増減する運転のことである。発電機の回転数 (周波数) が上昇した場合には出力を減らすように、回転数が低下した場合には出力を増やすように制御される。ガバナフリー運転を行う発電機の特性 (周波数  $f$  と発電機出力  $P_m$  の関係) は次式のようになる。

$$\Delta P_m = -\frac{1}{r} \Delta f \quad (2.2)$$

但し、(2.2)中の  $r$  は、速度調定率呼ばれ、調速機特性を表すパラメータである。 $N$  を無負荷時の回転数、 $N_0$  を定格回転数として、次式のように表される。

$$r = \frac{N - N_0}{N_0} \quad (2.3)$$

ガバナフリー運転は、調速機を用いた、発電が自律的に行う制御であるので、発電機ご

とに個別に制御がなされる、また後述する LFC や ELD に比べて応動が速いことが特徴として挙げられる。大幅な出力変化は、発電機の運転上好ましくないので、ガバナフリー運転による出漁変動幅は発電機出力の数%程度に制限されている。なお、基本的に全ての発電機がこの機能を備えているが、周波数変動を抑制するために、負荷追従性のよい一部の発電機をガバナフリー運転としている。一方、周波数が変動しても出力が変動しないようなモードで運転している（これをロード・リミット運転と呼ぶ）発電機も存在する。

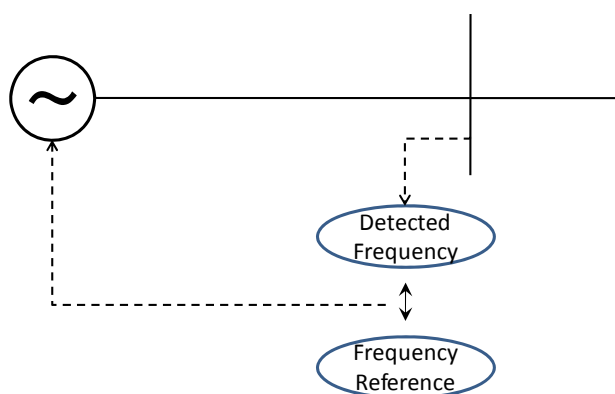


図 2.3 ガバナフリー運転

Fig.2.3 Governor Free

#### 2.1.4 負荷周波数制御(LFC)

前項で述べたとおり、各発電の調速機によるガバナフリー運転によって、需給バランスを維持することが可能となる。しかし、系統周波数に生じる基準周波数からの定常偏差が避けられない。つまり、変化した周波数を元の基準周波数に戻すことができないのである。これは、図 2.1 のフリンジ成分を補償できていないことと等価である。従って、この成分を対象として、自動制御である負荷周波数制御（Load Frequency Control, LFC）が行われる。負荷周波数制御では、まず中央給電指令所で需給のアンバランスの大きさである地域要求量(Area Requirement, AR)を計算し、その結果を基に各発電機への制御量を求め、LFC 対象発電機である水力発電機、火力発電機に制御信号を送る。各 LFC 発電機は、この信号に応じて発電機出力を制御する。ガバナフリー運転は発電機ごとに設けられた制御系であるのに対し、負荷周波数制御は集中的に制御が行われている点が根本的に異なる。以上の LFC の制御の流れを図 2.4 に示す。

LFC の制御方式としては、系統の連系状態や制御目標に応じて次のような 4 つの方式がある。この中で、(i)は単独系統または連系系統の中でも中心となる系統の制御方式であり、(ii)～(iv)は連系系統における制御方式である。我が国では、(i)の FFC および(iii)の TBC を採用している。

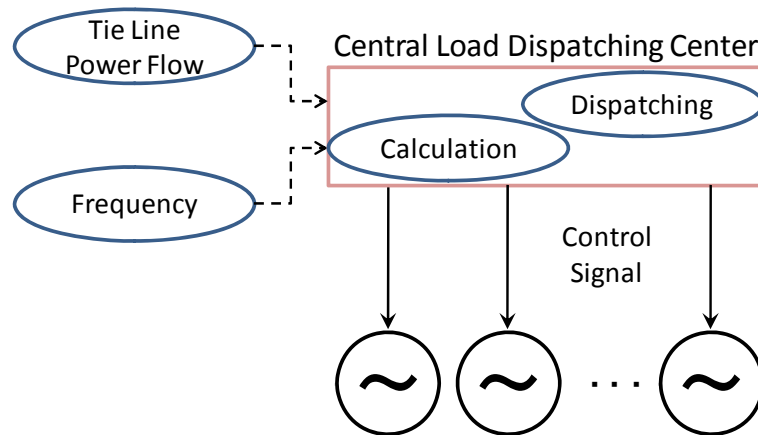


図 2.4 負荷周波数制御(LFC)

Fig.2.4 Load Frequency Control

(i) 定周波数制御 (Flat Frequency Control, FFC)

周波数が基準値からどのくらいずれているかを検出し、周波数が基準値より高い場合は発電機の出力を減らし、周波数が基準値より低い場合は出力を増加させて周波数を維持する方法である。連系線潮流とは無関係に周波数だけを制御するために、連系線潮流が大幅に変動することもある。従って、連系する他の系統においては、(iii)の TBC を採用することにより、連系線潮流を制御する必要がある。

(ii) 定連系線潮流制御 (Flat Tie Line Control, FTC)

連系線潮流の基準値からの偏差のみに着目し、連系線潮流を一定とするように系統内の発電機出力を制御する方式である。この方式は、比較的小容量の系統において、主要系統との連系線潮流を制御するために採用されるもので、連系系統内のいずれかの系統で周波数を一定に保つ制御が必要となる。

(iii) 周波数バイアス連系線潮流制御 (Tie Line Bias Control, TBC)

いくつかの系統が連系されている場合の方式であり、連系線潮流の変化と周波数の変化を同時に検出して、各々の系統が、自系統内に発生した負荷変動は自系統内で処理することを基本とした制御方式である。連系線潮流と周波数を同時に見て制御を行っているので、FFC と FTC の中間的な性格を持った制御方式であると言える。

2 つの系統が連系している場合、系統内の負荷変化量である地域要求量 AR (Area Requirement) は、自系統向きの連系線潮流偏差を正とすると、次式を用いて求めることができる。

$$AR = -KP\Delta f + \Delta P_T \quad (2.4)$$

但し,

$K$  : 系統定数 [%MW/Hz]

$P$  : 系統容量 [MW]

$\Delta f$  : 周波数偏差 [Hz]

$\Delta P_T$  : 連系線潮流偏差 [MW]

負荷変動の実測は困難であることから、TBC 方式では、自系統内の負荷変動を(2.4)式を用いて、周波数偏差および連系線潮流偏差より算出している。

#### (iv) 選択周波数制御 (Selective Frequency Control, SFC)

選択周波数制御は、選択阻止制御 (Selective Blocking Control) とも呼ばれ、定周波数制御に連系線潮流の状態によって動作する制御信号の阻止回路を設けたものである。つまり、定周波数制御装置からの偏差をさらに増加するような場合はその制御を阻止し、偏差を是正するような場合はそのまま制御を行う。

我が国においては、FFC と TBC が採用されていると述べたが、これらの方式の協調を図ることは重要である。図 2.5 に日本における LFC 方式を示す。50[Hz]系統では、直流連系により単独交流系統となっている北海道電力と系統規模の大きい東京電力が FFC 方式を、東北電力が TBC 方式を採用している。そして 60[Hz]系統では全社が TBC 方式を採用している。沖縄電力は単独系統であるので、FFC 方式を採用している。

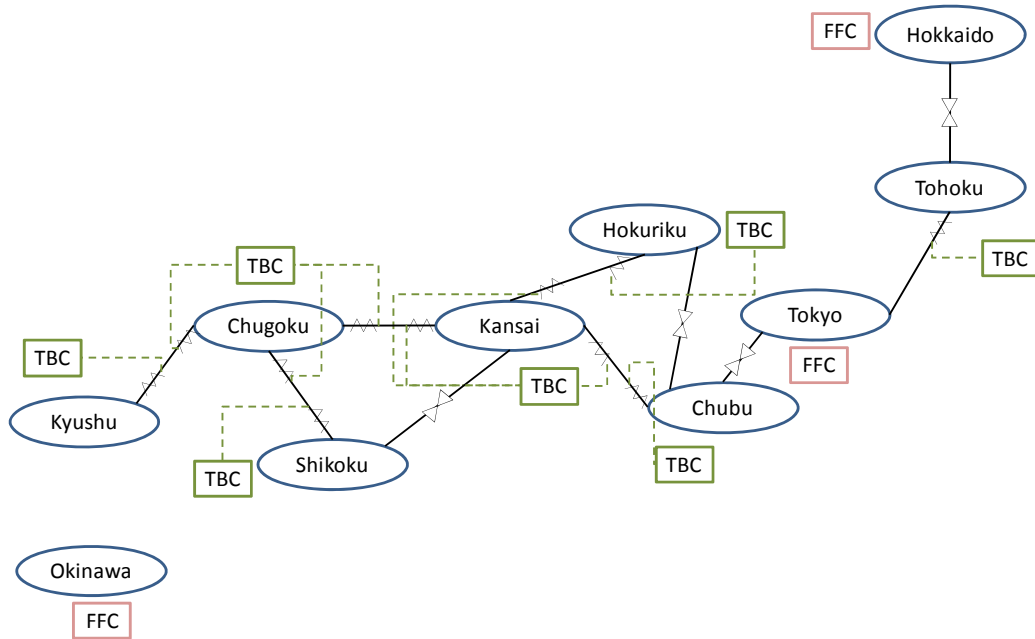


図 2.5 我が国の LFC 方式

Fig.2.5 LFC System in Japan

### 2.1.5 経済負荷配分 (ELD)

負荷変動は、長周期の成分ほど変動幅が大きい傾向にあり、長周期の成分は負荷変動の傾向として捉えることもできる。また、需要に見合った発電を行う際に、各発電機への出力配分によって、総発電コストが異なってくる。従って、長周期負荷変動については、全体的な経済性の向上のため、各発電機の経済性（火力発電機の燃料費など）等を考慮して発電機への負荷配分を行う必要がある。またこのような負荷変動については、その変化の傾向を考慮して制御することが効率的である。

経済負荷配分（Economic Load Dispatching, ELD）は、負荷周波数制御と組み合わせて中央給電指令所から行う制御であり、各種の制約を満たしながら総発電コストが最小となるように、つまり経済性等を配慮して各発電機への出力を制御するものである。ELD の対象は図 2.1 における負荷変動のサステンド成分であり、図 2.6 に示すような、負荷変動の傾向に基づいた予測から、中央給電指令所の給電自動システムで周期的に計算された信号を各発電機に送ることで、発電機出力を制御している。以上の作業は自動的に計算されるが、対象発電機が少ない場合には、手動で行われる場合もある。

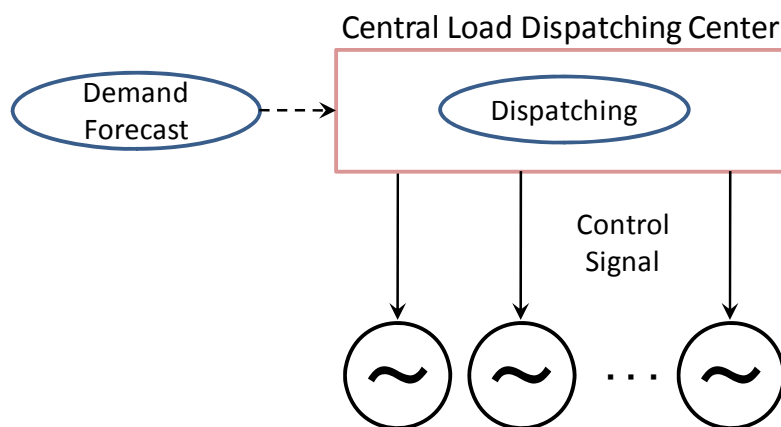


図 2.6 経済負荷配分(ELD)

Fig.2.6 Economic Load Dispatching

負荷周波数制御（LFC）と経済負荷配分（ELD）は、密接な関係を持って実現されている。LFC と ELD の結合については、装置や制御回路の構成から種々の組み合わせが考えられるが、基本的には表 2.2 に示す 5 方式に区分される。

表 2.2 LFC と ELD の結合方式  
Table.2.2 Combination of LFC and ELD

LFC と EDC の 制御信号出力	方式	
共有 (一括出力)	直列配分方式	<pre> graph TD     System[系統] -.-&gt; 情報  LFC[LFC]     LFC --&gt; EDC[EDC]     EDC -- 制御信号 --&gt; Gen[発電機群]     Gen -- 出力 --&gt; System </pre>
	直列再配分方式	<pre> graph TD     System[系統] -.-&gt; 情報  LFC[LFC]     LFC --&gt; EDC[EDC]     EDC -- 制御信号 --&gt; Gen[発電機群]     Gen -- 出力 --&gt; System     EDC -.-&gt; LFC </pre>
個別 (別出力)	並列配分方式	<pre> graph TD     System[系統] -.-&gt; 情報  LFC[LFC]     System -.-&gt; 情報  EDC[EDC]     LFC -- 制御信号 --&gt; Gen[発電機群]     EDC -- 制御信号 --&gt; Gen     Gen -- 出力 --&gt; System </pre>
	再配分方式	<pre> graph TD     System[系統] -.-&gt; 情報  LFC[LFC]     System -.-&gt; 情報  EDC[EDC]     LFC -- 制御信号 --&gt; Gen[発電機群]     EDC -- 制御信号 --&gt; Gen     Gen -- 出力 --&gt; System     EDC -.-&gt; LFC </pre>
	並列再配分方式	<pre> graph TD     System[系統] -.-&gt; 情報  LFC[LFC]     System -.-&gt; 情報  EDC[EDC]     LFC -- 制御信号 --&gt; Gen[発電機群]     EDC -- 制御信号 --&gt; Gen     Gen -- 出力 --&gt; System     EDC -.-&gt; LFC </pre>



## 2.2 大容量風力発電導入による周波数への影響

### 2.2.1 風力発電

風力発電は、風の力で風車を回し、その回転運動を発電機に伝えて電気を起こす発電方式であり、エネルギー源が風であるので、純国産且つ豊富なエネルギー資源である。資源を持たざる我が国においては、従来その供給を海外からの輸出に頼ってきた。従って、エネルギー供給の安定性は常に国際情勢に左右されてきたと言える。1973年に発生したオイル・ショック、または近年の石油価格の高騰において、エネルギーセキュリティに関する問題がクローズアップされてきたのは、格好の例である。風力発電は、太陽光発電など、他の再生可能エネルギーと共に、このようなオイル依存型社会からの脱却を可能にするエネルギー源として期待されている。また、発電過程の中で、有害ガスはおろか、二酸化炭素もほとんど発生しないことから、「クリーンエネルギー」として、現在問題となっている地球環境問題の早期解決に資する発電方式である。

日本における風力発電の設備導入量の推移を図 2.7 に示す<sup>[15]</sup>。以上のような理由から、我が国において、風力発電の設備容量は、これまで目覚ましい伸びを呈してきたが、現在その伸び率は縮小していると言わざるを得ない。それは、現状では、風力発電機は丘の上など、陸上に設置されるのみであり、陸上で風力発電に適した、風況が安定しているエリアというのが限られているためである。しかし現在、海上に風力発電機を設置する方式である「洋上風力発電（オフショア風力）」の建設も検討されている。今後、オフショア風力発電の導入が盛んになれば、トータルの風力発電導入量は爆発的に伸びると予想されている。そのために、「長期エネルギー需給見通し」の中で、政府は 2020 年における導入目標を 4,910MW、2030 年の目標を 6,610MW と定めている<sup>[16]</sup>。

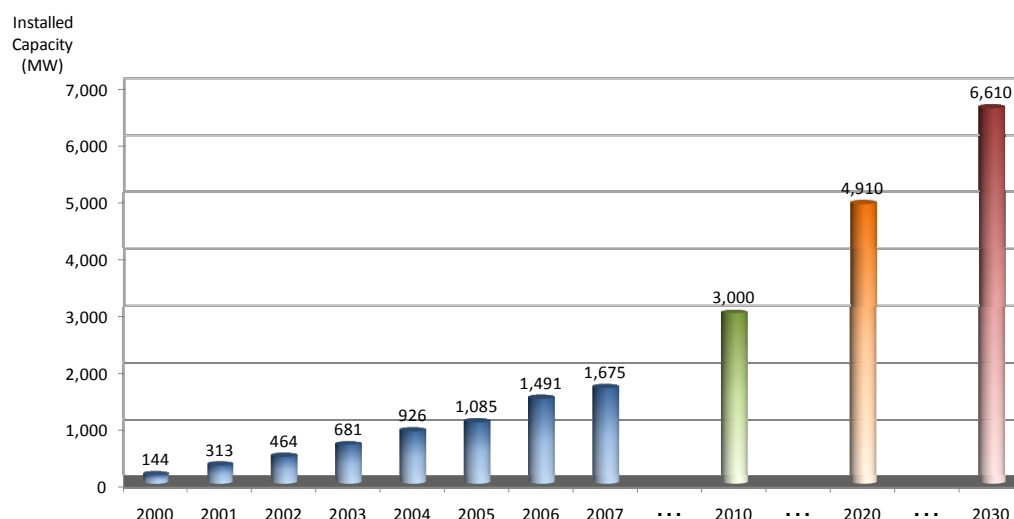


図 2.7 風力発電の設備導入容量

Fig.2.7 Installed Capacity of Wind Power Generation

### 2.2.2 風力発電導入による周波数への影響

一般に風力発電は、太陽光発電に比べて出力変動が大きいとされている。それは、風力発電の出力  $P_w$ [W]が、風速を  $V_w$ [m/s]、空気密度を  $\rho$ [kg/m<sup>3</sup>]、受風面積を  $A$ [m<sup>2</sup>]として、

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A V_w^3 \quad (2.6)$$

と表すことができ、風速の変動に対して、三乗のオーダーで出力が変動してしまうからである。また風力発電は、太陽光発電とは異なり、夜間にも発電し、出力変動が生じる。一般に夜間は軽負荷となるために、電力系統の調整力が弱まっている。これらの理由から、風力発電の連系量が増加した際、電力系統による電力の需要と供給のバランス調整機能が不足し、周波数に影響を与えるとされている。このために、風力発電の連系量は、周波数などの電力品質に影響を及ぼさない範囲に留める必要がある。

以上の理由から、各電力会社は、既に何らかの風力発電の系統連系量に制限を加えている。表 2.1 に平成 18 年における制限をまとめたものを示す<sup>[17]~[23]</sup>。これらの制約が存在することは、今後益々の風力発電連系拡大という流れにストップをかけることとなる。更に注意が必要なのは、これらの値は風力発電のみを考慮して得られた値である。今後風力発電の他に、太陽光発電など、不安定な電源の導入を考慮したとき、風力の制約としてはより縮小してしまう可能性がある。

以上の理由から、既存の負荷周波数制御による電力系統全体の需給調整のみではなく、他のシステムの積極的な利用が必要となってくる。このような方策により、表 2.3 に示した風力発電の連系可能量は拡大できると考えられる。

表 2.3 各電力会社における風力連系制約の現状

Table.2.3 Integration Limit of Wind Power in Each Power Electric Company

電力会社	風力連系可能量	公表日
北海道	310MW	H20.3 月
東北	850MW	H20.11 月
北陸	250MW	H20.11 月
中国	620MW	H20.11 月
四国	200MW	H17.2 月
九州	700MW	H18.8 月
沖縄	25MW	H18.2 月

※東京、中部、関西は未公表

## 2.3 蓄電池導入方策

前節で、大容量の風力発電が導入される際、風力発電の出力変動によって、電力系統全体の需給アンバランスに起因する周波数変動が問題となってくることを見てきた。この風力発電の電力系統への影響を緩和する手段の一つとして、蓄電池システムを用いた風力発電の出力安定化が現在注目されている[5]~[8]。

蓄電池とは、充電を行うことで電気を蓄えることが可能である電池のことで、繰り返し充放電が可能である。蓄電池を用いることで、例えば風力発電出力が大きすぎた場合などは蓄電池に充電することで過剰分を吸収し、風力発電出力が小さすぎた時は蓄電池が放電することで不足分を補うと言った、風力発電出力の安定化が可能となる。同様に、周波数が上がって来ている（電力の供給過剰）場合に、蓄電池が充電することで過剰分を吸収し、周波数が下がって来ている（電力の供給不足）の場合には、蓄電池が放電することで不足分を補うという周波数安定化も可能である。

ここで重要なのは、現在論じられている蓄電池導入の目的の大多数は、「風力発電出力安定化」であり、周波数変動抑制対策ではないということである。即ち、周波数変動抑制のための蓄電池導入という本論文のコンセプトは少々議論がそれているように感じられるかもしれない。しかし、風力発電出力を安定化するとは、風力発電の出力変動を小さくすることによって、電力系統への影響を緩和することであり、電力系統から見れば、ローカルに需給バランス維持につとめていることに他ならない。つまり、「風力発電出力安定化」は、「電力系統の周波数安定化」と間接的に結びついていると言える。

なお、他の代表的な再生可能エネルギーである太陽光発電も、出力が天候に左右される不安定な電源であるために、急激な出力変動が周波数に影響を与えるのではないかと懸念されている。従って、風力発電同様、太陽光発電においても蓄電池による変動緩和方策が論じられている[24]~[26]。

## 第3章 シミュレーションモデル

本章では、本論文で用いるシミュレーションモデル、及び各シミュレーション条件について述べる。シミュレーションモデルは、周波数計算に特化した「周波数解析モデル」を採用し、以下その詳細について示す。また、次節以降のシミュレーションの基準ケースとして、大容量の風力発電が導入された時、蓄電池、HP 給湯器の制御を行わなかった場合、つまり既存系統の負荷周波数制御のみで対応するとしたときのシミュレーション結果を示す。この結果から、既存の負荷周波数制御のみでは、風力発電大容量導入時の周波数変動対策としては不十分であり、何らかの対策を講じる必要があることが示唆される。

### 3.1 周波数解析モデル

#### 3.1.1 周波数解析モデルの概要

本論文は、図 3.1 に示す周波数解析モデル<sup>[14]</sup>を用いて周波数計算を行うことで、提案制御系の評価を行う。本モデルは発電機モデル、火力プラントモデル、LFC システムモデル、蓄電池モデル、風力発電出力、負荷、そして HP 給湯器群モデルから構成される。本モデルは需給バランス点からの偏差を扱うモデルであり、出力は偏差のみが出てくるものであるが、ここではこの出力結果を供給、需要の絶対値とするために、火力プラントモデルに初期出力のバイアスを加えている。なお、原子力発電については、一定出力運転を考えている。数値積分手法を 4 次 Runge-Kutta 法とし、サンプル時間 0.01[s]の固定ステップとした。次項以降、本周波数解析モデルの詳細について記述する。

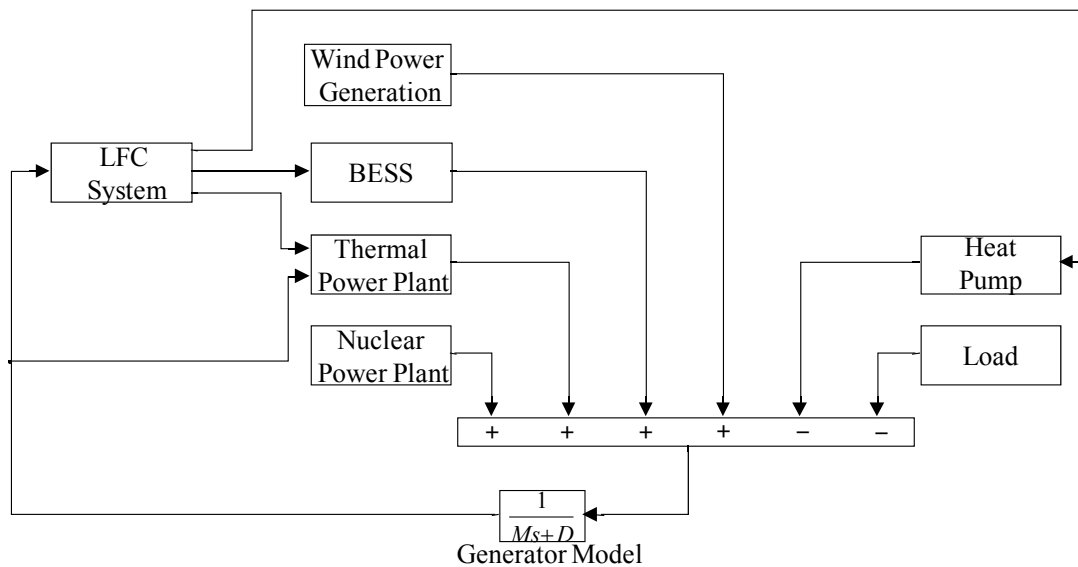


図 3.1 周波数解析モデル

Fig.3.1 Frequency Analysis Model

### 3.1.2 発電機モデル

上記の周波数解析モデルによる周波数計算は、図 3.2 に示す等価発電機モデルにより可能となる。以下、この等価発電機モデルの導出方法について述べる。

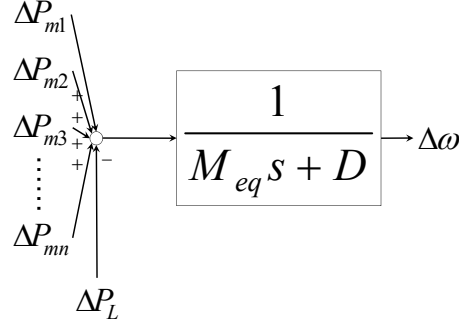


図 3.2 等価発電機モデル

Fig.3.2 Equivalent Generator Model

一般に電力系統の需要と供給の関係式は(3.1)式によって表現することができる。また、電力系統の周波数が変化すると、回転機負荷の回転数が変化し、消費電力が変化する。これを負荷の周波数特性と言い、(3.2)式で表わすことができる。

$$M \frac{d\omega}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (3.1)$$

$$\Delta P_e = \Delta P_L + \Delta \omega \quad (3.2)$$

但し、

$M$  : 発電機慣性定数

$\Delta \omega$  : 回転角速度偏差

$\Delta P_m$  : 発電機機械的入力

$\Delta P_e$  : 発電機電氣的出力

$\Delta P_L$  : 負荷変動

$D$  : ダンピング係数

(3.1)式、及び(3.2)式をブロック図で示したのが図 3.3 の発電機モデルである。ここで、電力系統内にある全ての発電機が完全な動機運転をおこなっていると仮定する。そうすれば、図 3.3 の発電機モデルは図 3.2 に示すような一台で模擬された等価発電機モデルとして表現することができる<sup>[27]</sup>。図 3.2 中の  $M_{eq}$  は等価慣性定数である。これは系統内全ての発電機の慣性定数の和として計算される。

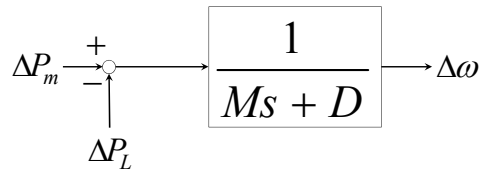


図 3.3 発電機モデル

Fig.3.3 Generator Model

### 3.1.3 火力プラントモデル

図 3.4 に本論文で用いる火力プラントモデルを示す。本モデルは主蒸気系，プラント制御系，給水・燃料制御系の模擬はしておらず，タービン・ガバナ系を模擬したガバナ制御系のみから構成される。そして，電力系統内の全ての火力発電機をこの一台の火力プラントモデルで模擬する。

ガバナフリーは周波数，LFC は LFC 信号として火力発電機に入力される。そしてガバナフリー，LFC とともにそれぞれの調整可能（GF 容量及び LFC 容量）で信号を制限し，火力プラントモデルはこれら二つの信号の和を入力とする。本来，各 LFC 発電機はその LFC 運転可能範囲の中で出力を変化させることができるため，全ての LFC 発電機の出力調整可能範囲の和を系統の LFC 容量として定義することができる。しかし，本論文では全ての火力発電機（LFC 発電機とそれ以外の発電機を含む）を 1 台のガバナ制御系モデルで表現しているため，図 3.4 に示すように LFC 容量としてのリミッタを設けた。また，LFC システムからの信号に対しては， $\pm 5$  [%MW/min] の変化率制約（ランプレート）を設けている。

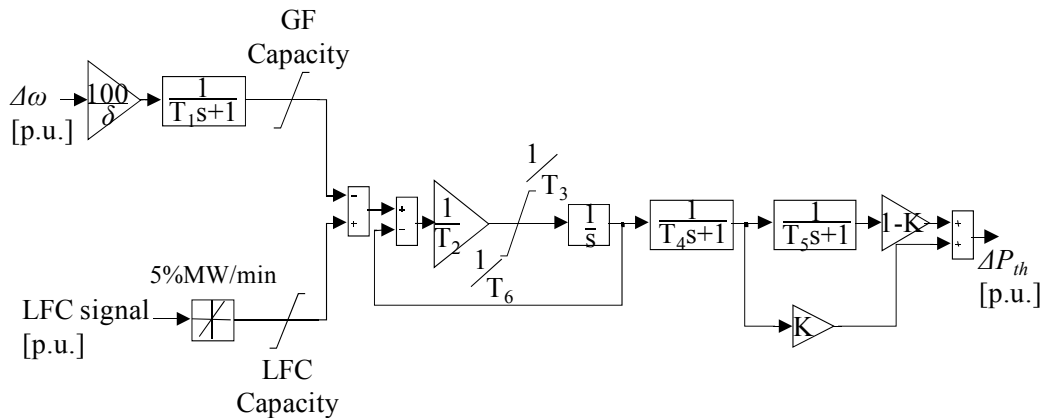


図 3.4 火力プラントモデル

Fig.3.4 Thermal Power Plant Model

表 3.1 火力プラントモデルのパラメータ

Table.3.1 Parameter of Thermal Power Plant Model

$\delta$	Permanent Speed Variation [%]	5
$T_1$	Speed Relay Time Constant [s]	0.2
$T_2$	CV Servo Time Constant [s]	0.2
$T_3$	CV Servo Open Time [s]	5
$T_4$	High Pressure Turbine Time Constant [s]	0.25
$T_5$	Low Pressure Turbine Time Constant [s]	9.0
$T_6$	CV Servo Close Time [s]	-0.001
K	High Pressure Output Dispatching Rate [p.u.]	0.3

### 3.1.4 LFC システムモデル

電力系統における負荷周波数制御(Load Frequency Control : LFC)は、中央給電指令所で電力の需要と供給のアンバランスを地域要求量(Area Requirement : AR)として算出し、この量を基に LFC 発電機への制御指令 (LFC 信号と呼ぶ) を作成、火力機を制御することで行われる。本論文ではこの LFC 機能を図 3.5 のようにモデル化している。周波数がシステムに入力され、それに系統定数を乗じることで地域要求量が求まる。 $T_{AR}$  なる一時遅れ系を介した後、計算された地域要求量を PI 制御によって発電機へ送る出力指令値としている。 $T_{AR}$  とは地域要求量の計算周期を模擬した算出時定数である。周波数からの地域要求量の算出は、単純な計算のため、現在のコンピュータ技術を用いればほとんど時間のかからないものである。しかし、ここではあえてこのような遅れを介している。火力発電機の指令が、応答性の速いガバナフリーと LFC からの信号となるために、両者間で制御のバッティングを防ぐ必要がある。地域要求量からガバナフリー領域を外すために、このような計算周期を考えている。

また PI 制御として、ここでは自動整合 PI 制御というものを用いている。自動整合 PI 制御とは、制御則の一部に飽和特性を組み込んでおり、操作信号と実際の操作量との差をフィードバックすることにより、積分器による過度の調整を防止するものである。本論文では、大容量風力発電の出力変動によって生じる大きな変動を制御対象としているため、PI 制御系の操作量が、LFC によって出力可能な範囲を超えるような大きな値になることが予測されたために、PI 制御におけるリセットワインドアップ対策として、この PI 制御系を用いた。この飽和特性の上下限値は、通常 LFC 容量と設定されている。集中統合制御系では、このモデルで作成される LFC 信号を基に蓄電池、HP 給湯器を制御することも考えているために、後に示すように、この上下現地を様々な値に設定している。それについては次章以降で触れることとする。以上が周波数から火力機への LFC 指令を作成する LFC システムのモデル化である。モデル内に含まれる諸パラメータの値を表 3.2 に示す。

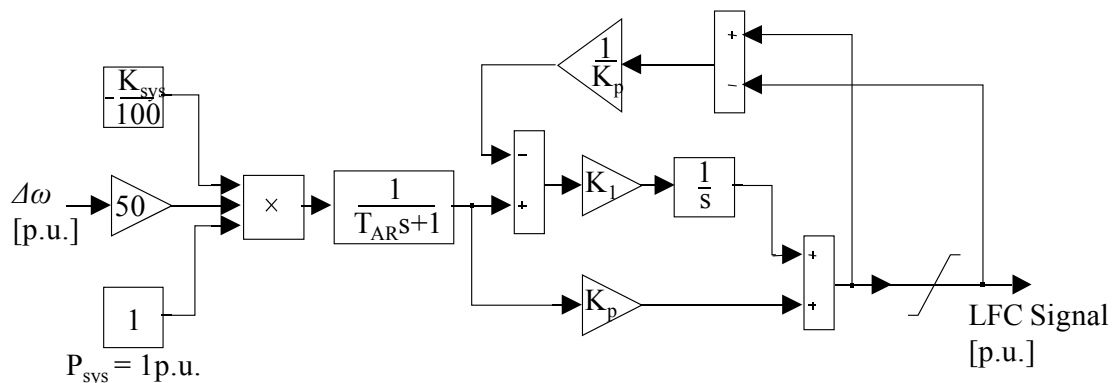


図 3.5 LFC システムモデル

Fig.3.5 LFC System Model

表 3.2 LFC システムモデルのパラメータ

Table.3.2 Parameter of LFC System Model

$T_{AR}$	Calculation Cycle Time of Area Requirement [s]	10
$K_p$	PI Controller Proportional Gain [p.u.]	5
$K_i$	PI Controller Integral Gain [p.u.]	0.1

### 3.1.5 蓄電池モデル

蓄電池システムモデルを図 3.6 に示す。想定している電力系統内に設置される全ての蓄電池をこの一台のモデルで模擬している。変換器容量（MW 容量）およびエネルギー貯蔵容量（MWh 容量）に上下制限約を設けており、その範囲内では、蓄電池は与えられた信号に対して、理想的に充放電を行うことができるものとしている。なお、蓄電池の制御時定数  $T_b$  (制御通信システムの時間遅れと蓄電池動作の時間遅れを考慮) を 1[s] としている。蓄電池の応答速度の速さ、また蓄電池の集中制御、分散制御どちらにおいても、制御対象から近い場所に設置されることと考慮したために、このような非常に短い値で模擬している。

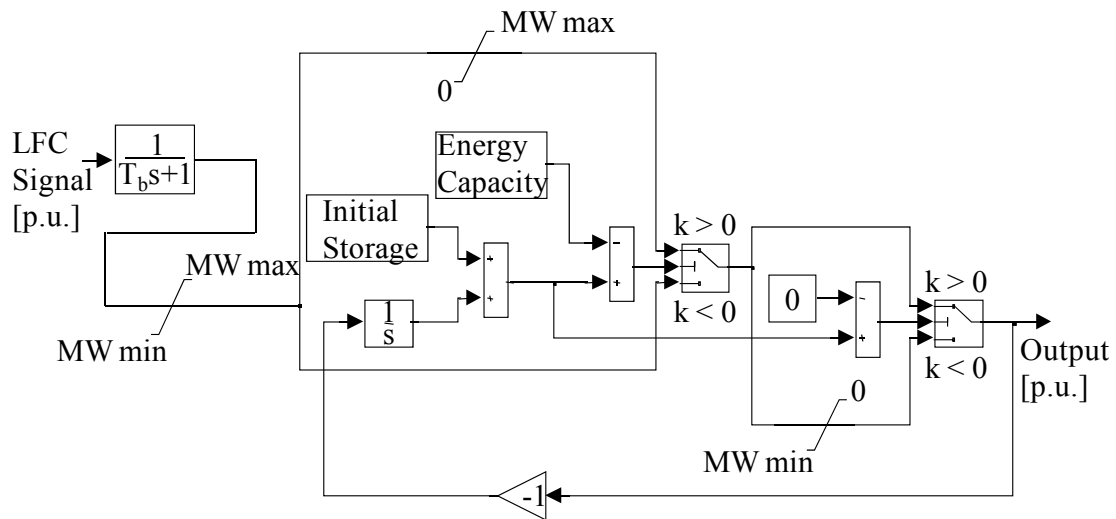


図 3.6 蓄電池システムモデル

Fig.3.6 Battery Energy Storage System (BESS) Model



## 3.2 外乱の取扱い

### 3.2.1 風力発電変動の模擬

本論文では、風力発電、負荷については、3.1 節で見てきたようなモデル化は行っておらず、外乱変動として扱っている。本節ではこれら外乱変動の本論文内での取扱い方について言及する。風力発電は、3.3 節で示すように、想定エリア内に 2,000MW 程度の導入を考えている。このような導入量を考慮した上で、ランダム関数を用いて作成した風力発電出力を図 3.7 に示す。本論文では、経済負荷配分領域を考慮しないために、短周期成分（具体的には 30 分周期以下）の風力発電出力を扱う。そこで、30 分周期以上の風力発電出力については、ローパスフィルタを介してカットしている。基本的な設定は先行研究[14]と同様である。以降、本論文で扱う風力発電出力は全てこのデータを用いる。

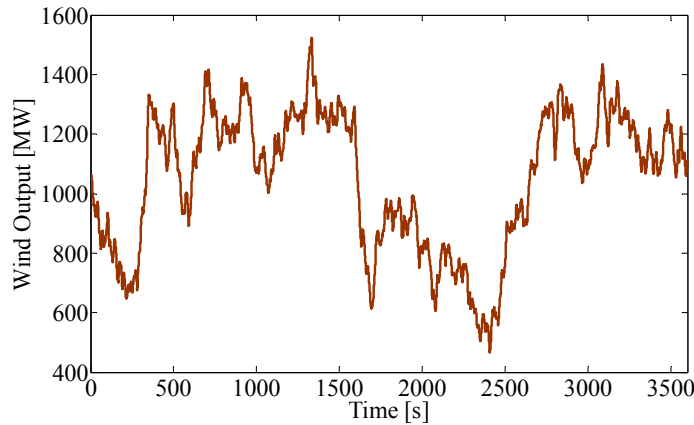


図 3.7 本論文で用いる風力発電出力

Fig.3.7 Wind Power Output

### 3.2.2 短周期負荷変動の模擬

負荷変動に関しても、風力発電の出力変動同様、経済負荷配分領域の成分はカットし、ランダム関数を合成することで変動を作るという方法で模擬している。一般に短周期成分の負荷変動は(3.3)式に示すように、総需要（負荷合計）の平方根に比例するとされている[13]。

$$\sigma_D = \gamma \sqrt{P_{demand}} \quad (3.3)$$

但し、

$\sigma_D$  : 負荷変動の標準偏差 [MW]       $P_{demand}$  : 総需要 [MW]  
 $\gamma$  : 比例定数

ここで、比例定数は電力系統ごとに異なる数字であるが、本論文で想定しているエリアにおいては、0.6 という値になる[13]。本論文では、3.3 節に示すように、負荷合計を 8000[MW]

としているので、負荷変動の標準偏差は

$$\sigma_D = 0.6 \times \sqrt{8000} = 53.7[\text{MW}] \quad (3.4)$$

と求めることができる。これらのデータを基に作成した負荷変動を図 3.8 に示す。風力発電出力同様、本論文で扱う負荷は全てこのデータを用いている。

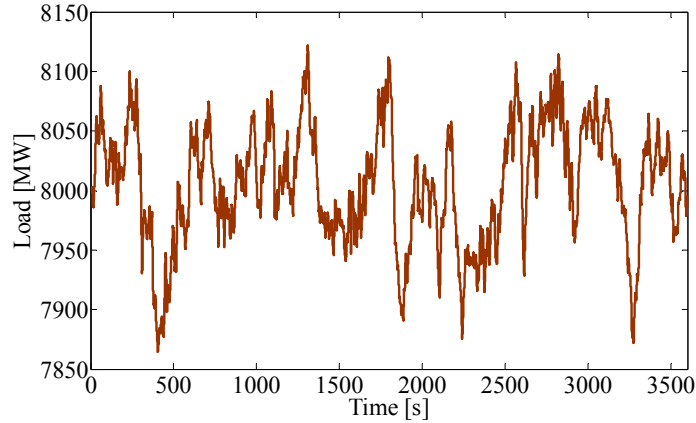


図 3.8 本論文で用いる負荷変動

Fig.3.8 Load Fluctuation

### 3.3 想定する電力系統モデル

#### 3.3.1 8 機系統モデル

本論文では、モデル系統として、図 3.9 に示す 8 機電力系統モデルを採用する。この電力系統モデルは、電気学会東 30 機系統モデル<sup>[28]</sup>の連系線で結ばれた 2 エリアのうち、小規模系統（定格容量 11560MW）であり、火力発電機 6 基、原子力発電機 2 基を含む。系統状態としては、系統による調整能力が最も弱まり、風力発電の出力変動による影響が大きいとされている夜間断面を想定している。本来、この系統は連系線で他系統と結ばれているのだが、本論文では簡単のために、単独系統として扱っている。

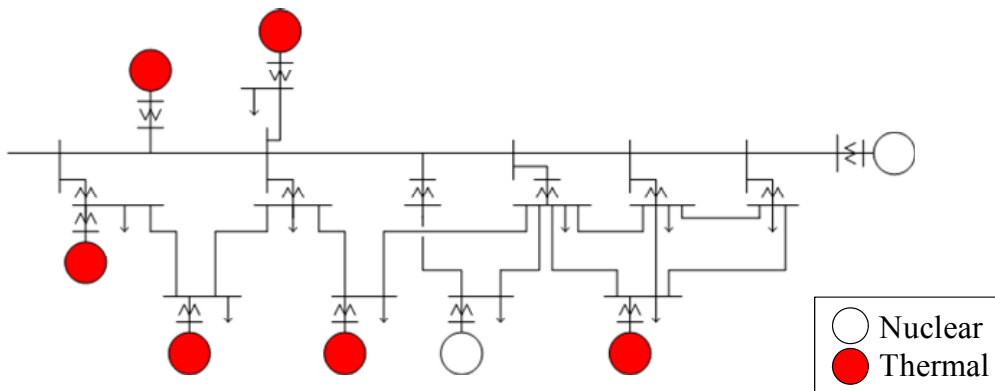


図 3.9 8 機系統モデル

Fig.3.9 8-generator Model

### 3.3.2 発電機データ，及びシミュレーション条件

表 3.3 に，本論文で扱う上記の 8 機系統モデルの発電機データを示す。文献[28]に記載されている発電機データを基に，大容量の風力発電が導入された状態を想定し，若干の変更を加えている。また，HP 給湯器については負荷とみなし，表 3.3 中の負荷に足し合わせている。さらに初期状態では蓄電池の出力はゼロ，HP 給湯器も制御されていないとしている。つまり，初期状態では，電力系統の需給バランスがとれていると仮定し，解析を行う。

表 3.3 発電機データ

Table.3.3 Generator Data

	Rated Capacity[MW]	Initial Output [MW]	Load [MW]
Nuclear	3000	2800	
Thermal	5560	4150	8000
Wind	2000	1050	

また，本論文で設定した各シミュレーション条件を表 3.4 に示す。シミュレーション時間を 1 時間 (3600[s]) とし，経済負荷配分領域については考慮しない。

ガバナフリーによって調整可能な出力の範囲である GF 容量は，ガバナフリー運転を行う発電機（火力発電機群）の定格出力の  $\pm 5$  [%] とし，以下のように算出した。

$$5560 \times (\pm 0.05) = \pm 278 \text{ [MW]} \quad (3.5)$$

また，LFC 容量については，系統内の総需要（負荷合計）の  $\pm 1.5$  [%] としている。つまり，

$$8000 \times (\pm 0.015) = \pm 125 \text{ [MW]} \quad (3.6)$$

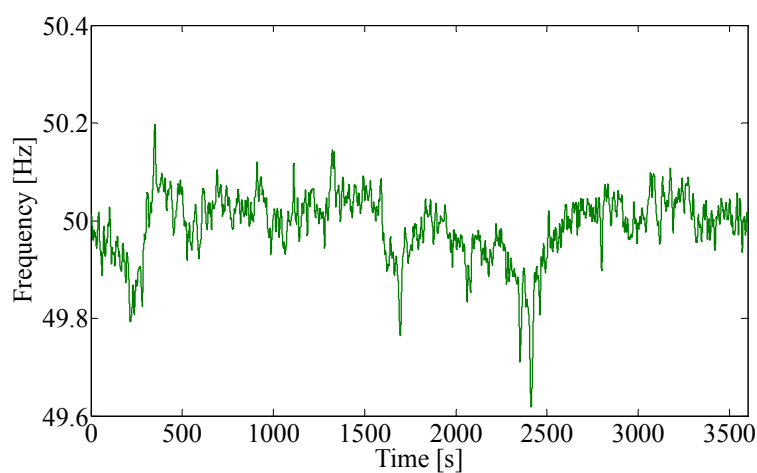
表 3.4 シミュレーション条件

Table.3.4 Simulation Condition

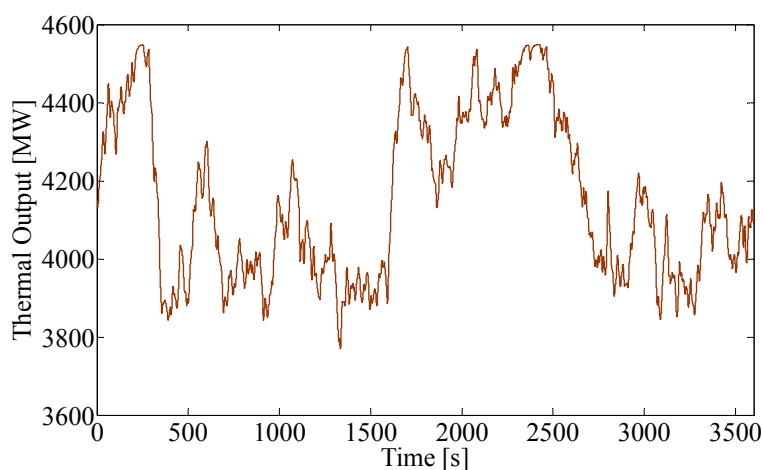
Reference Frequency [Hz]	50
Power System Constant [%MW/Hz]	9
Load-Dumping Constant D [p.u.]	2
LFC Operation Mode	FFC
GF Capacity [%]	$\pm 5$
GF Capacity [MW]	$\pm 278$
LFC Capacity [%]	$\pm 1.5$
LFC Capacity [MW]	$\pm 125$
Simulation Time [s]	3,600

### 3.4 既存周波数制御システムの評価

次章以降、蓄電池、HP 給湯器の制御方法について論じるわけだが、ここではそれらのシミュレーションのベースケースとして、蓄電池、HP 給湯器の導入を行わない場合、つまり負荷周波数制御機能が既存のシステム同様、LFC のみによって行われたと仮定した時のシミュレーション結果を示す。図 3.7 の風力発電出力変動、図 3.8 の負荷変動が生じた場合の周波数、火力プラント出力の様子は図 3.10 のようになった。周波数の最大偏差という点では、特に 400[s]、1700[s]、2400[s]付近で大きい変動が見られることがわかる。また絶えず大きな変動を繰り返し、周波数の仕上がり自体も非常に悪いことが見て取れる。



(a) Frequency



(b) Thermal Power Plant

図 3.10 LFC のみの時のシミュレーション結果

Fig.3.10 Simulation Result in the Case Only LFC

これらの結果を定量的に評価するために、周波数の最大偏差、RMS 値を計測し、ヒストグラムを作成した。その結果を表 3.4、図 3.11 に示す。ここで、周波数の RMS 値  $x_{rms}$  とは、基準周波数（ここでは 50Hz としている）からの偏差を表す値であり、次式で定義される。

$$x_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \Delta f_i^2} \quad (3.7)$$

但し、

$N$  : 評価時間内のサンプル数       $\Delta f$  : 周波数偏差[Hz]

これら周波数変動の指標から言えることは、既存の火力発電機による負荷周波数制御のみでは、LFC 調整容量不足によって、風力発電が大容量導入された場合においては周波数を制御しきれていないということである。そこで大量の風力発電が導入された場合においても、周波数を現在の水準に維持するためには、何らかの対策を講じる必要があることが示唆される。

表 3.4 周波数変動評価指標の値

Table.3.4 Indices of Frequency Fluctuation

Max Deviation [Hz]	RMS [Hz]
0.381	0.675

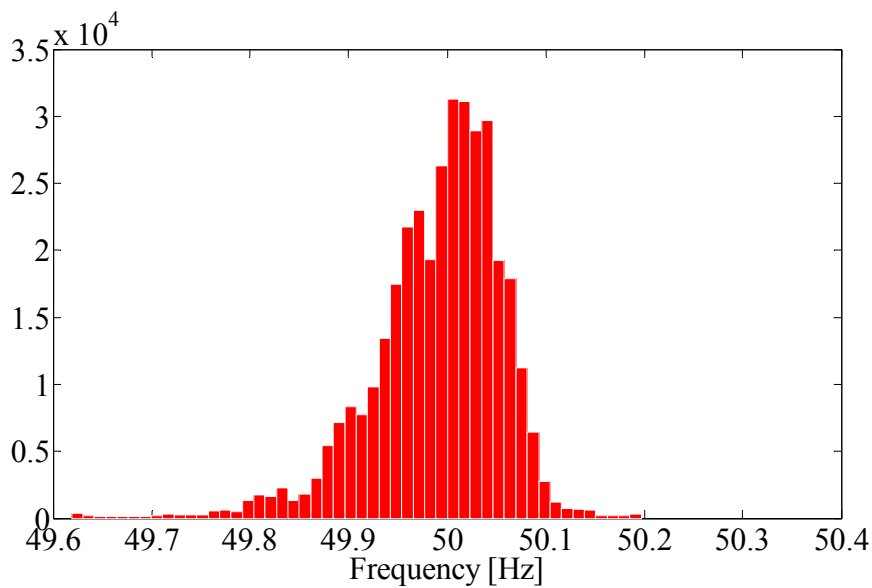


図 3.11 周波数のヒストグラム

Fig.3.11 Histogram of Frequency

## 第4章 蓄電池，HP 給湯器の協調制御

風力発電が大容量導入された場合，LFC 発電機のみが需給バランス調整機能を有するという現在の周波数対策だけでは，現在の周波数変動水準を維持することができない。そこで本論文では，蓄電池の導入の他に，需要家 HP 給湯器の制御を考えることは序論で示した通りである。本章ではまず HP 給湯器とは何かについて記述し，HP 給湯器の運転方法の設定，モデリング法について述べる。また，先行研究[14]で提案された蓄電池制御手法の拡張としての協調制御手法について，シミュレーション結果，そこで得られた結果の検討，考察を併せて論ずる。

### 4.1 可制御負荷としての HP 給湯器

#### 4.1.1 HP 給湯器とは

近年日本では「自然（CO<sub>2</sub>）冷媒ヒートポンプ給湯機（通称エコキュート）」に代表される，ヒートポンプを活用した技術が話題を呼んでいる<sup>[9]</sup>。以下，給湯機の場合をとって，ヒートポンプシステムとはどのようなものであるかについて説明する。ヒートポンプの運転原理（冷凍サイクル）を図 4.1 に示す。HP 給湯器はヒートポンプユニットと貯湯タンクユニットから構成される。ヒートポンプユニットでは，室外機に取り込んだ空気の温度の低い大気熱を，冷凍サイクルの蒸発器で吸収する。その結果，室外機からはより温度の低い空気が放出される。この得られた熱利用して，貯湯タンクユニットに蓄えておいた水を温め，お湯を作るというものである。COP（coefficient of performance：成績係数）は約 3~4 となり，省エネルギーで経済的ある<sup>[29]</sup>。また，火を使わず，冷媒として自然触媒である CO<sub>2</sub> を使用しているので安全であり，且つ政府からの導入に対する助成金が交付されるので，このシステムを導入する家庭は着々と増えている。なお「エコキュート」の他に，「氷蓄熱空調システム（通称エコ・アイス）」など，ヒートポンプシステムは多種あり，どれも需要を増やしており，今後も市場への浸透が期待される。

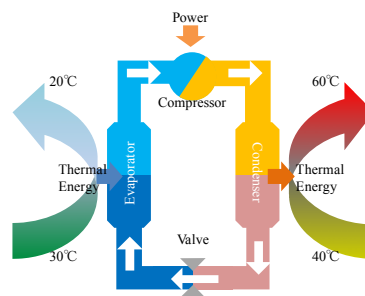


図 4.1 HP 給湯器の運転原理 - 冷凍サイクル

Fig.4.1 Refrigeration Cycle

#### 4.1.2 可制御負荷としての HP 給湯器

現在、HP 給湯器の運転方法は、深夜時間帯に定格消費電力で一定運転される。これは、深夜電力を消費することで、電気料金が安く抑えられるからである。本論文では、図 4.2 に示すように、この従来の運転方法から、通電時間中に部分負荷運転をさせることを考える。そして、その部分負荷運転の指令を外部から与えることで、電力系統の周波数安定化に貢献させる。この運転方法を可能にするのは、HP 給湯器の貯湯槽の存在である。最終的に湯が炊き上がるのであれば、その電力消費はどのようなトレースを辿ってもよいこととなる。換言すれば、HP 給湯器はお湯の沸上と使用が必ずしも同時刻でなくてもよく、電力消費は運転時間内であれば、フレキシブルに変化させることができる。これは正に「外部信号によって消費電力を変化させても、機器性能に支障をきたさない」可制御負荷の 1 つと言える。このような HP 給湯器の特性を利用し、HP 給湯器に何らかの信号を与えて、外乱変動に応じて能動的に制御する。これが本論文のコンセプトである。

ここで、家庭などに設置されている HP 給湯器を一台一台制御していたのでは、通信コストが莫大になるであろうという指摘があるかもしれない。しかし、将来浸透するであろう FTTH (Fiber To The Home) のような技術を用いれば、コストをかなり抑えることが可能となる。更に、HP 給湯器は電力会社でも風力事業者でもなく、需要家が設置する機器である。よって HP 給湯器の積極的な制御を用いることができれば、電力系統全体の運用コストを下げるだけでなく、今後更なる新エネルギー、省エネルギー技術の導入促進に大きく寄与する。

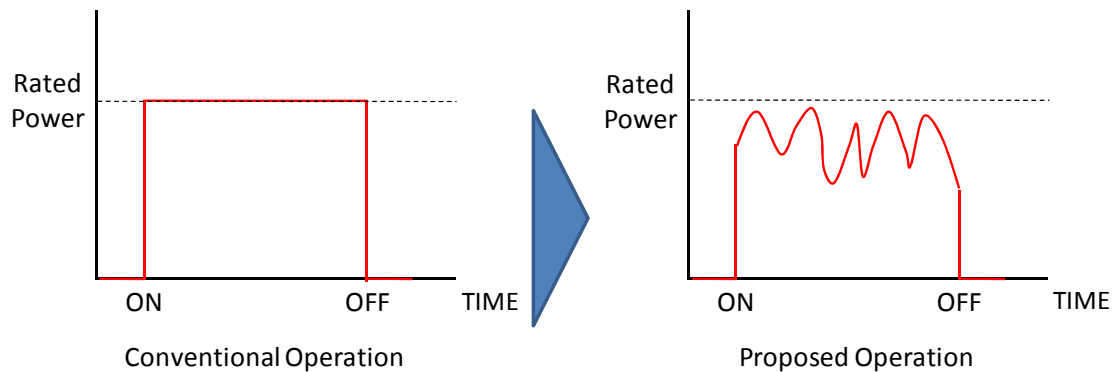


図 4.2 本論文で考える HP 給湯器の部分負荷運転

Fig.4.2 Partial Load Operation of HPWH

## 4.2 HP 給湯器群の簡易モデル

### 4.2.1 HP 給湯器の運転方法

消費電力ゼロから定格まで制御に用いることができるのであれば、HP 給湯器の消費電力がそのまま制御可能量となる。しかし、HP 給湯器の特性上、そうはいかないことがわかっている。なぜなら、HP 給湯器は図 4.1 に示す通り、冷凍サイクルを利用しており、冷凍サイクルの担い手は冷媒である CO<sub>2</sub> である。冷媒は、圧縮される際に圧縮機内の潤

滑オイルのオイルに溶け込んだり、オイルから発泡したりする。この化学現象が落ち着くまでには 10 分程度要するのである。つまり、自由に通電をオン、オフできるものではなく、一度オフにしたのであれば、冷媒系が安定するまでは、ある程度の時間動かしてはならない、もしくは、オン状態を維持するのであれば、運転時間中は冷媒の流れが安定した定常状態で運転させなくてはならないというのが HP 給湯器の運転上の制約である。この HP 給湯器の定常状態は、消費電力がおおよそ 70%~80%程度から定格消費電力までであるというのが、専門家の意見である。

そこで本論文では、上記の制約を鑑み、HP 給湯器の 80%から定格までの部分負荷運転は機器性能に支障をきたさないと仮定し、この範囲内で制御運転させることを考える。つまり、HP 給湯器の制御可能量は定格消費電力の 20%ということになる。この 20%をどのように運用していくか。その HP 給湯器の運転方法として、図 4.3 に示す 3 通りが考えられるだろう。図 4.3 に示すタイプ(a)は、制御しない状態では定格電力を消費し、制御信号が来た場合にその消費電力を最大 80%まで下げるというものであり、タイプ(b)は、制御信号がない場合には 90%の部分負荷運転を行い、制御信号が来た場合にその消費電力を上げ下げするというものである。そしてタイプ(c)はタイプ(a)と丁度逆の挙動であり、制御信号がない時には 80%の部分負荷運転を行い、制御信号が来た場合にその消費電力を定格まで上げるという運転方法である。

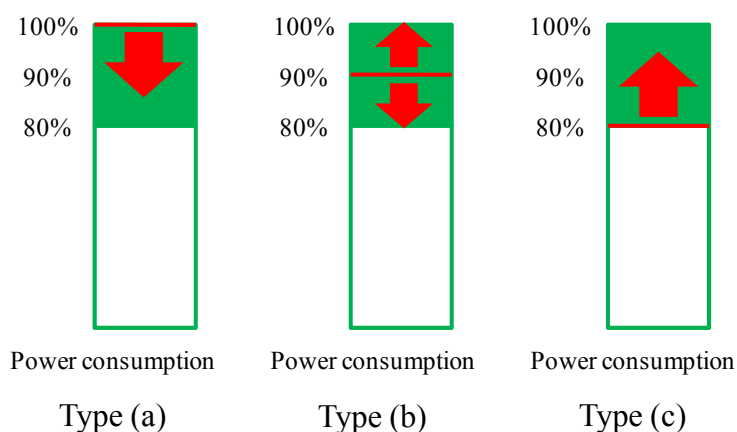


図 4.3 3 タイプの部分負荷運転方法

Fig.4.3 Three Types of Partial Load Operation

#### 4.2.2 簡易 HP 給湯器群モデル

4.2.1 で見た 3 タイプの HP 給湯器運転方法を考慮して、本論文では HP 給湯器群のモデリングを図 4.4 に示すように行った。与えられた信号の内、正の値のみを返し、これを HP 給湯器の消費電力の制御可能分(20%)とする。この値に消費電力の残りの 80%を足し合わせ、HP 給湯器の消費電力とする。更に COP をかけ、電気から熱への変換の遅れを考





#### 4.2.3 定格消費電力、導入量及び諸設定

HP 給湯器の 1 台当たりの定格消費電力は表 4.2 に示す通り、季節によって定格（春、秋）、夏、冬で消費電力が異なる<sup>[30]</sup>。また、貯湯槽の容量によっても異なってくる。そこで本論文では、季節については定格の状態を考慮している。また、タンク容量としては、全てのサイズが同程度の導入量であると仮定すると、その消費電力はおおよそ中サイズの 460L のもので代表できるために、全ての HP 給湯器のタンク容量は 460L であると仮定する。即ち、温度設定値として、初期温度（水温）を 17℃、焚上温度を 65℃という設定を施しており、消費電力はタンク容量 460L のときの 1.22kW としている。

表 4.2 HP 給湯器の定格消費電力

Fig.4.2 Rated Power Consumption of HPWH

Tank Volume [L]	Rated [kW]	Summer [kW]	Winter [kW]
550	1.6	0.89	2.5
460	1.22	0.89	1.78
370	0.915	0.89	1.5
300	0.915	0.89	1.5

続いて、HP 給湯器の導入台数については、想定しているエリアの世帯数から導出した。統計局調べの世帯数<sup>[31]</sup>から、想定エリア内の世帯数は約 420 万世帯としている。この内 3 割の家庭がヒートポンプ給湯器を導入したと仮定すると、その導入量は 126 万台となり、一台の消費電力を 1.22kW とすると、全体の消費電力は、1,512MW である。本論文では 80%から 100%（定格）までの部分負荷運転を考えるため、この内で制御分となるのは結局、

$$1,260,000 \times 1.22 \times 10^{-3} \times 0.2 = 302.4 \text{ [MW]} \quad (4.1)$$

と求めることができる。

また、HP 給湯器の運転時間は 5 時間と設定しているが、本論文は 1 時間シミュレーションでの検討なので、簡単のため想定時間内には全ての HP 給湯器が通電状態であり、貯湯槽の熱容量は十分に余裕があると仮定している。

### 4.3 集中型 LFC 分担協調制御

本章で提案する蓄電池，HP 給湯器の協調制御手法は，先行研究[14]で提案された蓄電池の制御方法を応用したものである。これらの協調制御手法は，4.2.1 に示した 3 タイプの部分負荷運転方法によって若干異なる。本節では，この協調制御法について記述し，シミュレーション結果も併せて示す。なお，ここで提案される蓄電池，HP 給湯器の制御方法を「集中型 LFC 分担協調制御」と呼ぶこととする。

#### 4.3.1 蓄電池制御法—LFC 分担制御

先行研究[14]で提案された蓄電池制御法を図 4.5 に示す<sup>[32]</sup>。蓄電池の入力には LFC 信号を用いる。ある閾値までの信号を LFC 火力発電機に分配し，閾値を超えた分は蓄電池に分配する方法である。ここで，閾値の値は LFC 火力発電機の LFC 容量に設定している。つまり，LFC 信号の内，容量制約のために LFC 発電機によって補償しきれない制御量を蓄電池に補償させるという方法である。このように LFC 容量を最大限に活用することで，蓄電池出力が必要最小限に抑えられるために，蓄電池容量の低減が可能になると考えられる。また，この制御を可能とするために，図 3.5 の LFC システムモデル内の自動整合 PI 制御ブロックにおいて，通常は飽和特性を LFC 容量としていたが，ここでは LFC 容量と蓄電池容量の和と設定する。

LFC 信号によって LFC 発電機，蓄電池への配分を決定しているのので，この制御は集中統合制御と言える。

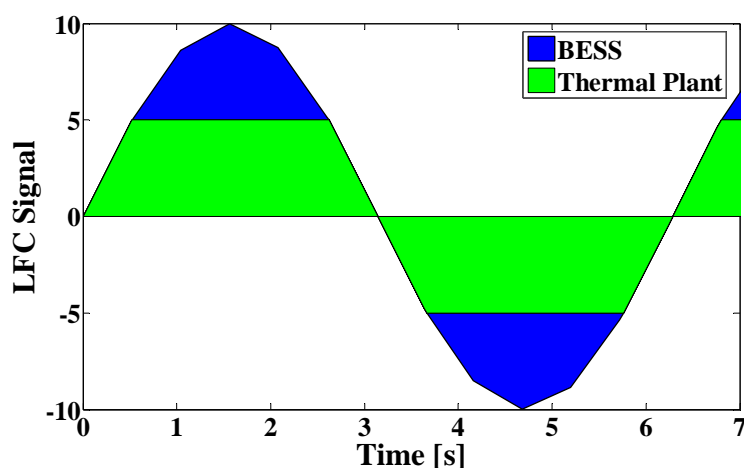


図 4.5 蓄電池の LFC 分担制御手法

Fig.4.5 LFC Dispatching Control Method

#### 4.3.2 運転方法タイプ(a)に対する協調制御方法

図 4.3 中の運転方法タイプ(a)は、制御時に HP 給湯器の消費電力を最大 20%まで下げるというものであった。HP 給湯器の消費電力を下げる（つまり、需要を下げる）ということは、電力系統の需給バランスの観点から、供給過剰になっていることと等価である。つまり、運転方法タイプ(a)は供給を増加させることに等しい。この事実から、図 4.6 に示すような、運転方法タイプ(a)に対する制御手法を考案した。与えられた地域要求量はまずベース分として LFC 発電機に入力される。LFC 発電機の容量リミットを越えた分の内、正の部分（負の部分）を HP 給湯器への入力（蓄電池への入力）として、更にこれらの外側を蓄電池への入力とするという制御を考える。以上の制御のイメージ図を図 4.7 に示す。この制御系に対するシミュレーション結果で、蓄電池容量に制限をかけていないものを図 4.8 に、蓄電池容量を 100MW とした時の結果を図 4.9 に示す。

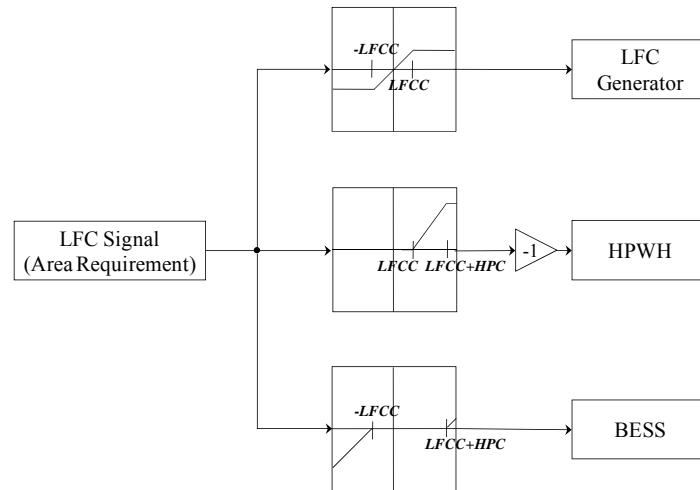


図 4.6 運転方法タイプ(a)に対する集中型 LFC 分担協調制御

Fig.4.6 LFC Dispatching Coordinated Control for Operation Mode Type (a)

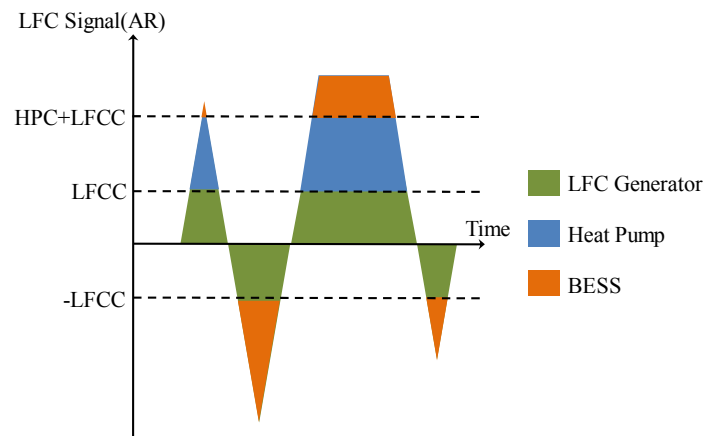
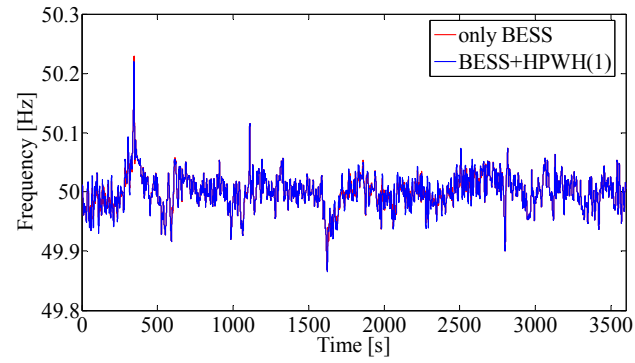
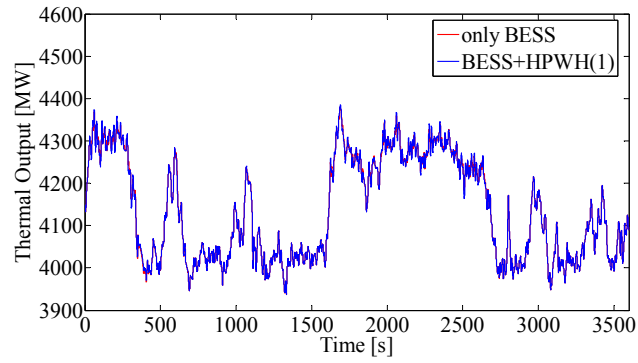


図 4.7 運転方法タイプ(a)に対する制御のイメージ図

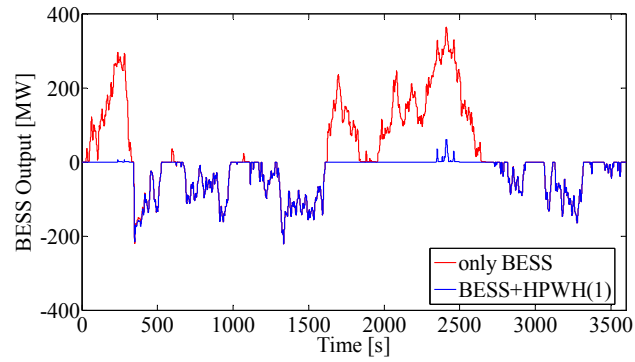
Fig.4.7 Conceptual Image of Control for Operation Mode Type (a)



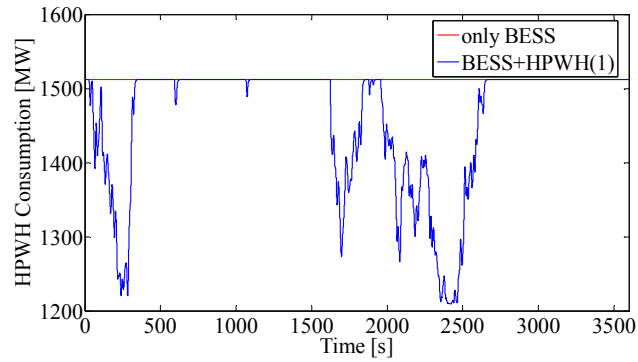
(a) Frequency



(b) Thermal Power Plant



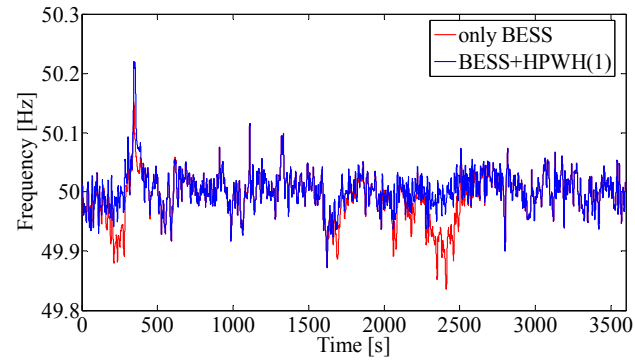
(c) Battery Energy Storage System (BESS)



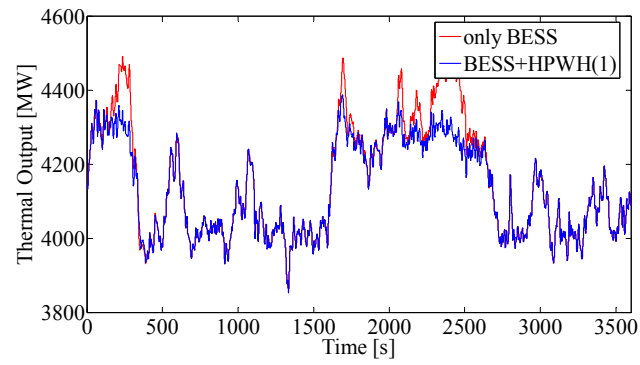
(d) Heat Pump Based Water Heater (HPWH)

図 4.8 シミュレーション結果 (タイプ(a), 蓄電池容量: 制限なし)

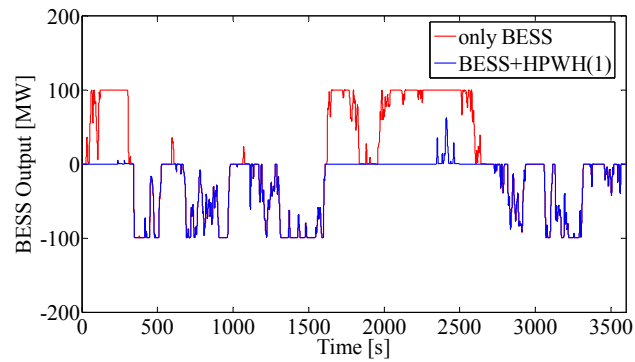
Fig.4.8 Simulation Result (Type (a), BESS Capacity: No Limit)



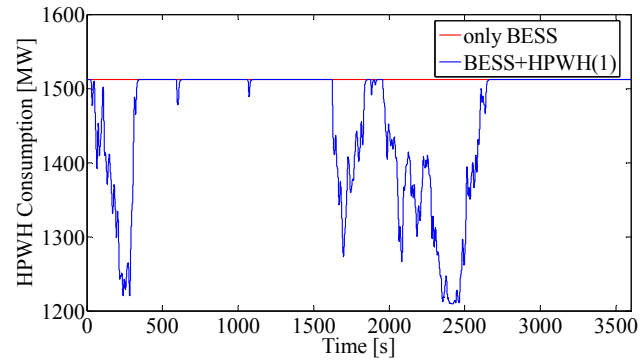
(a) Frequency



(b) Thermal Power Plant



(c) Battery Energy Storage System (BESS)



(d) Heat Pump Based Water Heater (HPWH)

図 4.9 シミュレーション結果 (タイプ(a), 蓄電池容量: 100MW)

Fig.4.9 Simulation Result (Type (a), BESS Capacity: 100MW)

### 4.3.3 運転方法タイプ(b)に対する協調制御方法

図 4.3 中の運転方法タイプ(b)は、通常 90%の部分負荷運転を行い、信号に合わせて消費電力を上げ下げするものであった。これは丁度蓄電池と同じ作用を示すシステムとなる。よって、運転方法タイプ(b)に対する制御手法を図 4.10 に示すように考えた。与えられた地域要求量はまずベース分として LFC 発電機に入力される。LFC 発電機の容量リミットを越えた分の内、正の部分を HP 給湯器への入力として、更にこれらの外側を蓄電池への入力とするという制御である。以上の制御のイメージ図を図 4.11 に示す。この制御系に対するシミュレーション結果で、蓄電池容量に制限をかけていないものを図 4.12 に、蓄電池容量を 100MW とした時の結果を図 4.13 に示す。

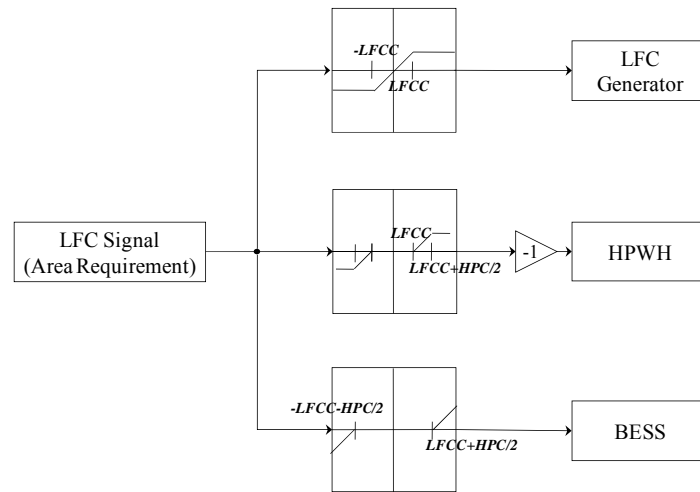


図 4.10 運転方法タイプ(b)に対する集中型 LFC 分担協調制御

Fig.4.10 LFC Dispatching Coordinated Control for Operation Mode Type (b)

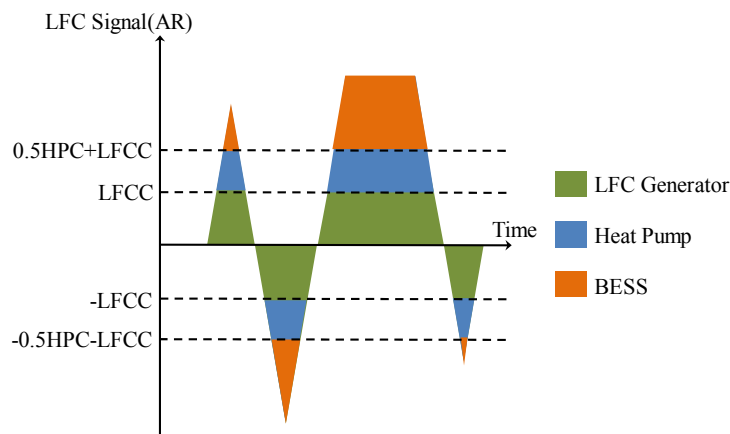
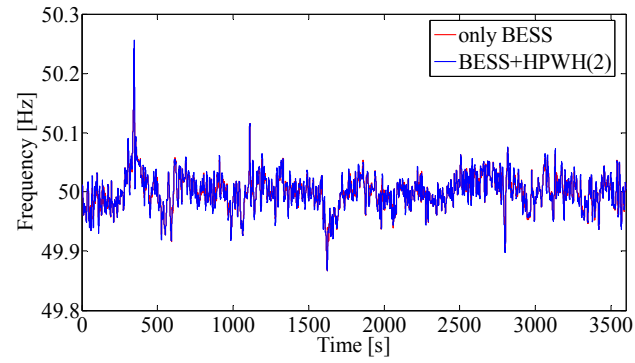
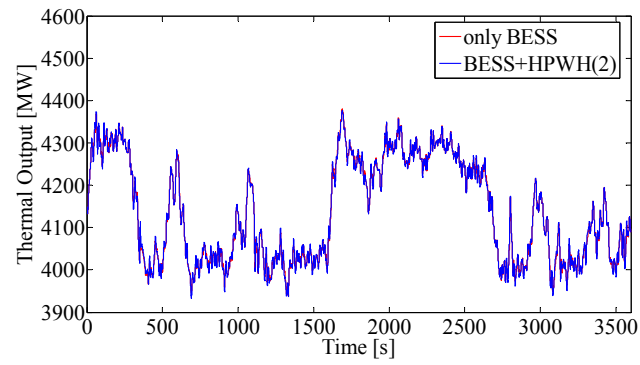


図 4.11 運転方法タイプ(b)に対する制御のイメージ図

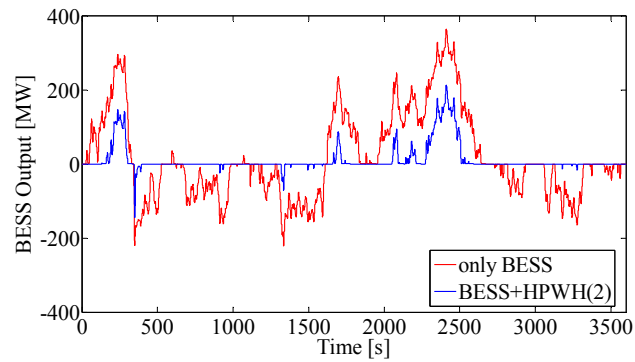
Fig.4.11 Conceptual Image of Control for Operation Mode Type (b)



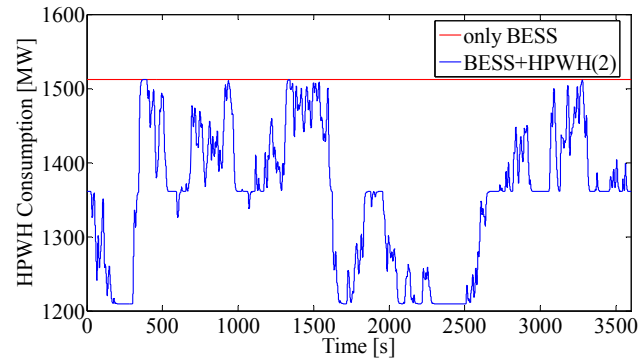
(a) Frequency



(b) Thermal Power Plant



(c) Battery Energy Storage System (BESS)

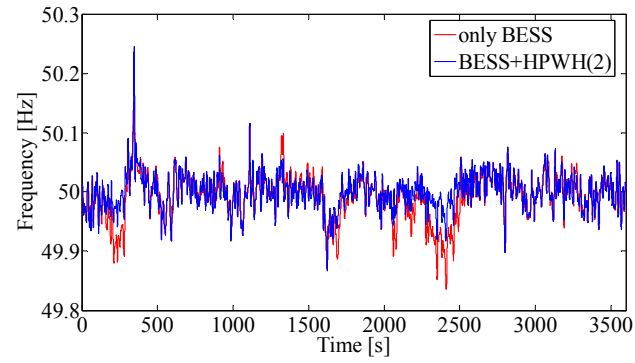


(d) Heat Pump Based Water Heater (HPWH)

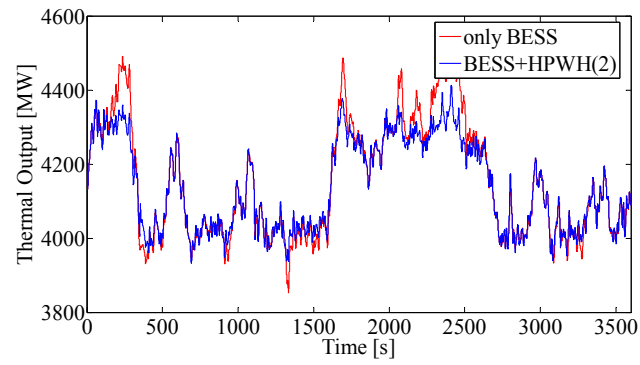
図 4.12 シミュレーション結果 (タイプ(b), 蓄電池容量: 制限なし)

Fig.4.12 Simulation Result (Type (b), BESS Capacity: No Limit)

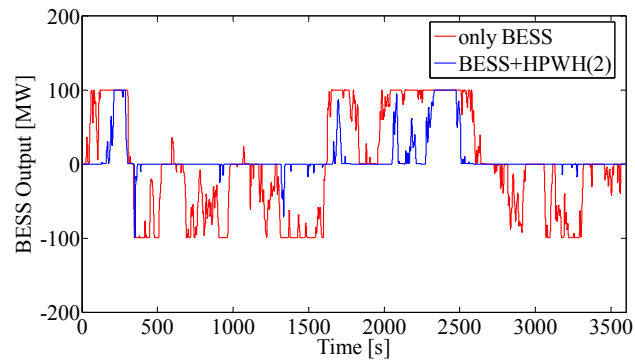




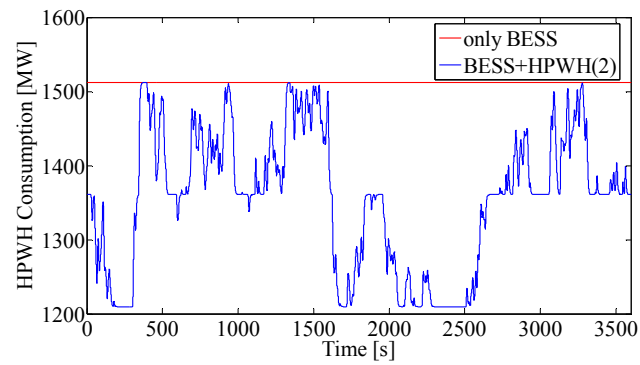
(a) Frequency



(b) Thermal Power Plant



(c) Battery Energy Storage System (BESS)



(d) Heat Pump Based Water Heater (HPWH)

図 4.13 シミュレーション結果 (タイプ(b), 蓄電池容量 : 100MW)

Fig.4.13 Simulation Result (Type (b), BESS Capacity: 100MW)

#### 4.3.4 運転方法タイプ(c)に対する協調制御方法

図 4.3 中の運転方法タイプ(c)は、制御時に 80%の部分負荷運転から定格まで消費電力を上げる能力を有する方法である。これは丁度運転方法タイプ(a)と逆の作用であることから、電力系統において供給不足になっていることと等価である。つまり、運転方法タイプ(c)は供給を減少させることに等しい。この事実から、図 4.14 に示すような、運転方法タイプ(c)に対する制御手法を考案した。与えられた地域要求量はまずベース分として LFC 発電機に入力される。LFC 発電機の容量リミットを越えた分の内、負の部分を HP 給湯器への入力として、更にこれらの外側を蓄電池への入力とするという制御を考える。以上の制御のイメージ図を図 4.15 に示す。この制御系に対するシミュレーション結果で、蓄電池容量に制限をかけていないものを図 4.16 に、蓄電池容量を 100MW とした時の結果を図 4.17 に示す。

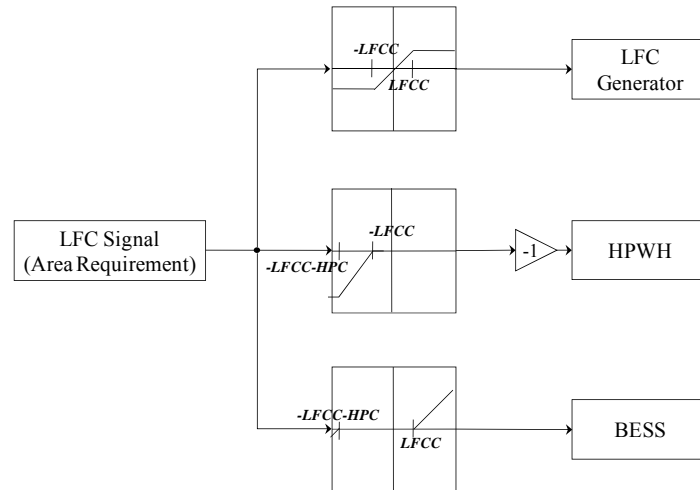


図 4.14 運転方法タイプ(c)に対する集中型 LFC 分担協調制御

Fig.4.14 LFC Dispatching Coordinated Control for Operation Mode Type (iii)

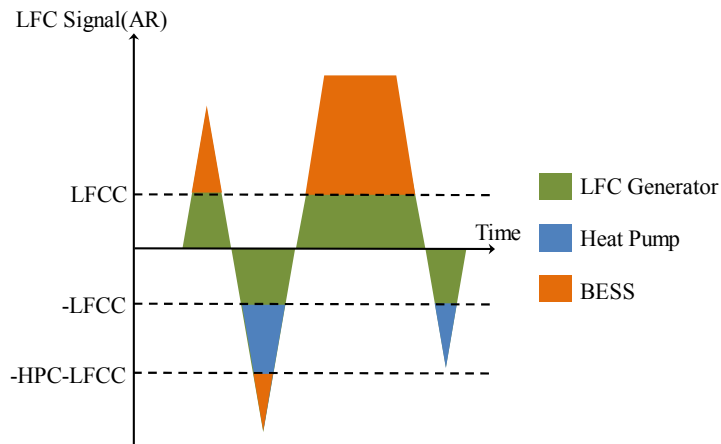
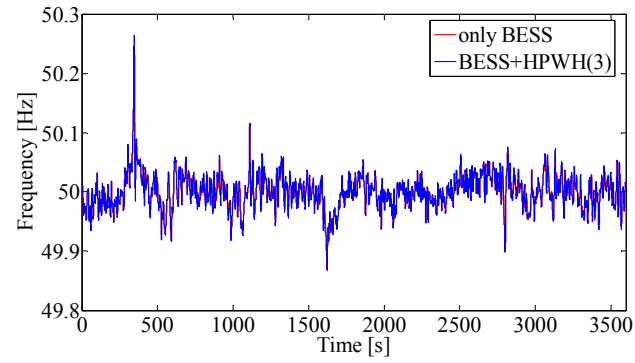
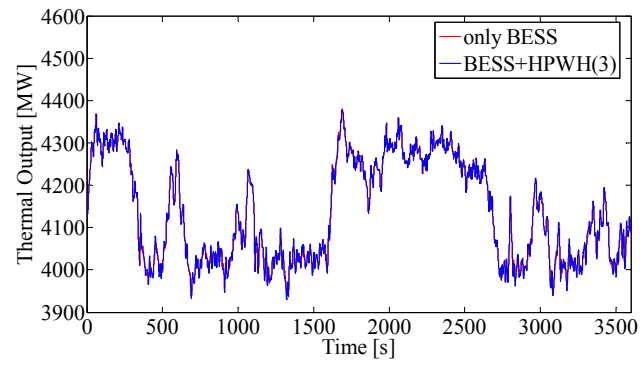


図 4.15 運転方法タイプ(c)に対する制御のイメージ図

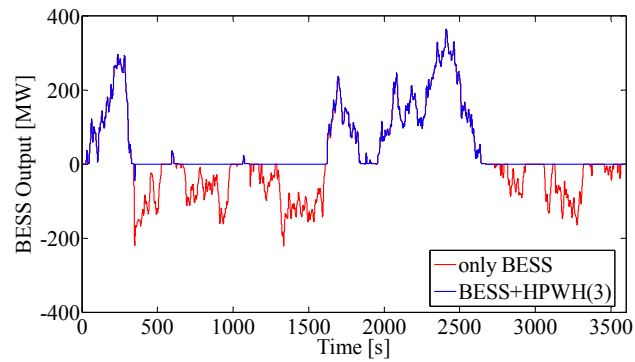
Fig.4.15 Conceptual Image of Control for Operation Mode Type (c)



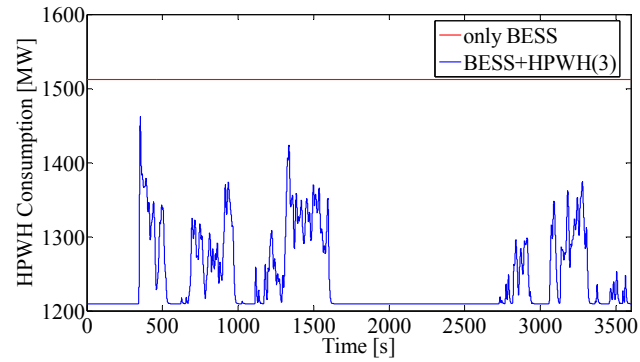
(a) Frequency



(b) Thermal Power Plant



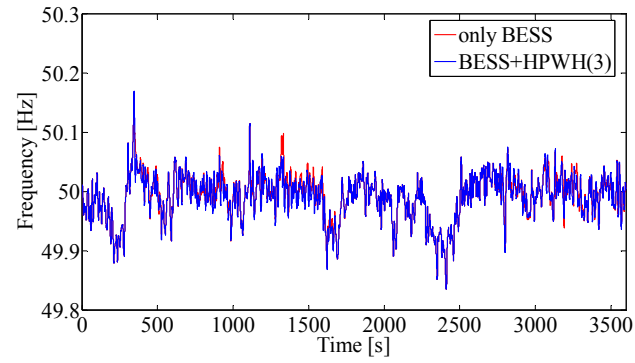
(c) Battery Energy Storage System (BESS)



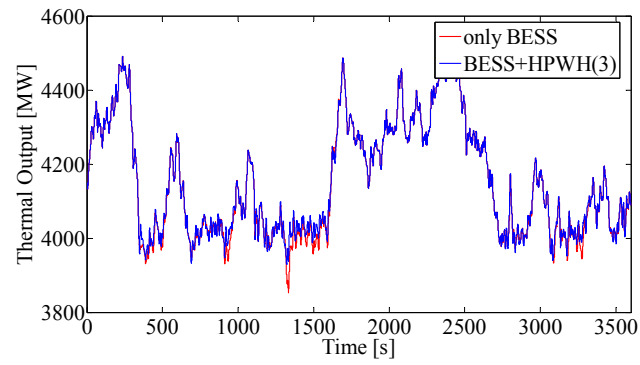
(d) Heat Pump Based Water Heater (HPWH)

図 4.16 シミュレーション結果 (タイプ(c), 蓄電池容量: 制限なし)

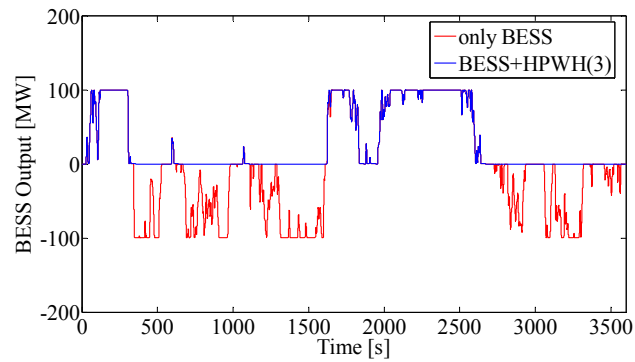
Fig.4.16 Simulation Result (Type (c), BESS Capacity: No Limit)



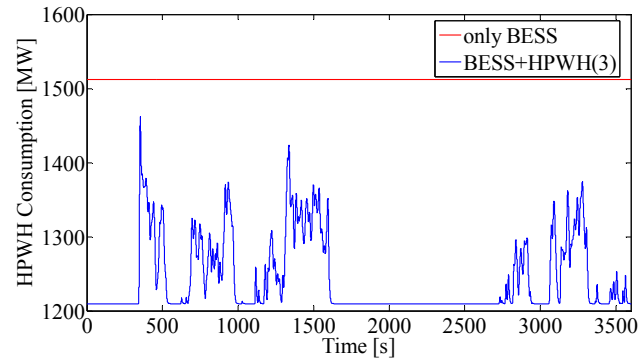
(a) Frequency



(b) Thermal Power Plant



(c) Battery Energy Storage System (BESS)



(d) Heat Pump Based Water Heater (HPWH)

図 4.17 シミュレーション結果 (タイプ(c), 蓄電池容量: 100MW)

Fig.4.17 Simulation Result (Type (c), BESS Capacity: 100MW)

#### 4.3.5 シミュレーション結果の定量的評価

4.3 節で提案した制御手法のシミュレーション結果を定量的に評価するために、蓄電池の容量と周波数の RMS 値、並びに最大偏差の関係をプロットした。その結果を、RMS 値を図 4.18 に、最大偏差を図 4.19 に示す。図の見方としては、蓄電池容量をある一定の導入量と決めた場合 (x 軸の値を決定することを意味する)、曲線が下にあればあるほど周波数変動指標の値が低く抑えられているということになる。また、周波数変動指標について、ある一定の許容ラインを設けた時に (y 軸の値を決定することを意味する)、曲線が左にあればあるほど必要な蓄電池容量が少なくて済むということになる。これらの結果の検討は、4.5 節で行う。

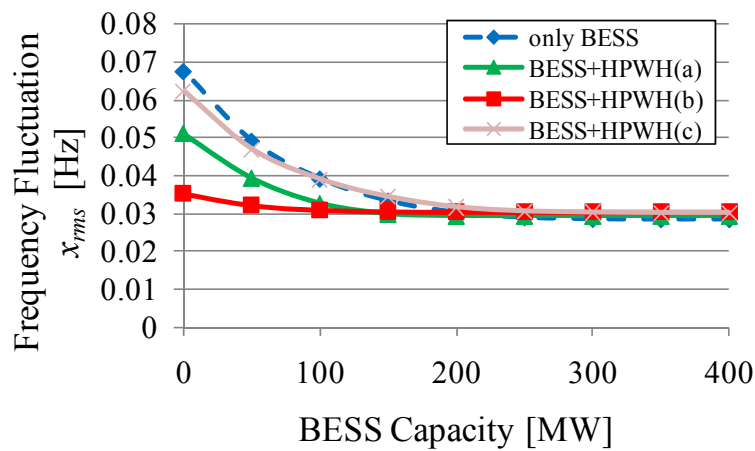


図 4.18 蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係

Fig.4.18 Relationship between Frequency RMS and BESS Capacity

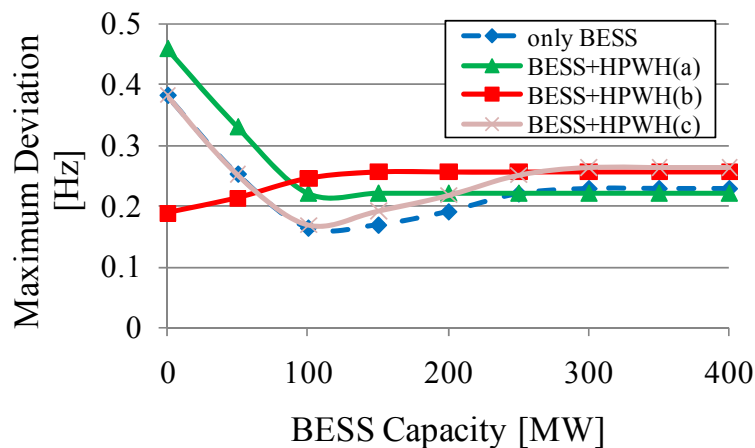


図 4.19 蓄電池容量と周波数最大変動の関係

Fig.4.19 Relationship between Frequency Maximum Deviation and BESS Capacity

## 4.4 諸制約を考慮した HP 給湯器群モデル

### 4.4.1 諸制約の考慮の必要性

4.2 節で示した HP 給湯器の簡易モデルは、考慮しているのは制御遅延と、圧縮機によって電気エネルギーから熱エネルギーへ変換する際の遅れのみである。つまり、HP 給湯器は与えられた信号に対して、消費電力は理想的に変化させることができるという仮定を置いている。また、制御遅延も 4 秒と高速であるとしていた。

以上のような仮定で、HP 給湯器のモデリングとして妥当であろうか。つまり、ヒートポンプシステムならではの制約をより深く取り込む必要があると考えられる。そこで、ヒートポンプシステムに詳しい技術者へのヒアリングを実施したところ、次のような回答が得られた。

#### i). 誘導機特性の考慮

圧縮機は誘導機であるので、指令への追従に 1 秒程度の遅れが存在する。

#### ii). 変化率制約の必要性

HP 給湯器の圧縮機の回転周波数に関して、周波数上げ方向では、電気トルクが負荷トルクをつねに上回るので問題ないが、周波数下げ方向では、負荷トルクがすぐには下がらないので、周波数を急減すると電気トルクが不足して、モータが失速停止（ストール）してしまう。これを防ぐため、インバータは、周波数下げ方向では、変化率を  $2[\text{Hz/s}]$  に抑制しているのが現状である。

このことを考慮すると、HP 給湯器の消費電力変化には、変化率制約が存在することがわかる。圧縮機の回転周波数の範囲が  $30\text{Hz}\sim 120\text{Hz}$  なので、先に示した変化率は、

$$100[\% \text{MW}] \div (120[\text{Hz}] \div 2[\text{Hz/s}]) = 1.33[\% \text{MW/s}] \quad (4.2)$$

となるが、ここではより条件を厳しく設定して、 $1[\% \text{MW/s}]$  とした。

#### iii). 長い通信遅延の考慮

HP 給湯器に中央給電指令所から信号を送る場合、下位電圧階級に複数存在する各制御所、ないし通信中継所を経由して行う必要がある。中央給電指令所で「現在このぐらい電力系統に過不足が起こっている」という情報を各配電系統に分配するためである。この信号を受けた制御所は、更に下位の制御所へ信号を配分するために、受信した制御量をさらに細かく配分する。このように、信号を配分していくことで、電圧階級の末端（ $100\text{V}$ 、ないし  $200\text{V}$ ）に接続されている HP 給湯器 1 台 1 台への信号が作成されていく。

以上のようなフローによって、中央給電指令所から HP 給湯器全体への指令から、1 台 1 台への指令へと配分していくわけだが、この計算は非常に膨大な計算量で、1 台 1 台への指令値を作成するのにはかなりの時間を要することが考えられる。

更に注意しなければならないのは、中央給電指令所は、HP 給湯器のオン、オフ状態も考慮しなければならないということである。HP 給湯器は、貯湯槽内の水が設定した温度に炊き上がると同時に、その役割を終え、スイッチが切れる機器である。つまり、電力系統内には、無数の HP 給湯器が存在し、それぞれオン状態、オフ状態が混在している。そしてこれらの内、オン状態の HP 給湯器の消費電力の総和の 20%が、HP 給湯器による制御可能量となる。この制御可能量は時間とともに変化するために、運用していくためには、常に、現在どの HP 給湯器がオン状態なのか、そして、一つの配電系統でどのくらいの制御容量が現在とれるのかを常にモニタリングしていなければならない。そして、これらの情報を統合して、中央給電指令所に渡すことで、HP 給湯器群全体としての制御容量が求められ、それに基づいて HP 給湯器群への配分が決定される。

以上のような、HP 給湯器を電力系統運用に参加させた場合の通信の流れを図 4.20 に示す。この図に示されるように、制御の指令者（中央給電指令所）と実施者（HP 給湯器）は、お互いの情報を把握しなければならない。このような通信システムを考慮した場合に、その計算量、通信量は膨大となると考えられ、簡易 HP 給湯器群モデルで模擬した 4[s]という時間では、とうてい対応できるものではないであろう。従って、通信、指令計算にかかる制御遅延はより長く設定する必要があると考えられる。

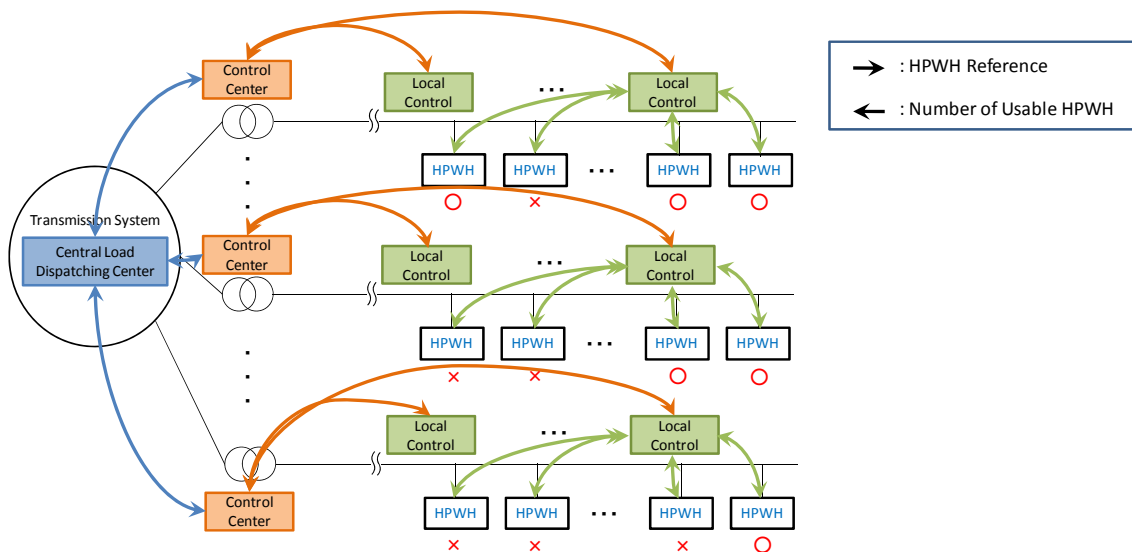


図 4.20 本論文で考える各機器間の通信の流れ

Fig.4.20 Communication Flow Considered in This Paper

#### 4.4.2 諸制約を考慮した HP 給湯器群モデル

4.4.1 に示した HP 給湯器ならではの諸制約を考慮し、図 4.21 に示すように HP 給湯器群モデルを変更した。通信遅延、飽和特性の後に、変化率制約、誘導機による遅れを考慮

している。また、表 4.7 に示すようにパラメータを設定した。誘導機の応動遅れの時定数を 1[s]，変化率制約を 1[%MW/s]としている。また、通信遅れに関しても，簡易モデルでは 4[s]であったのに対し，このモデルでは 30[s]としている。

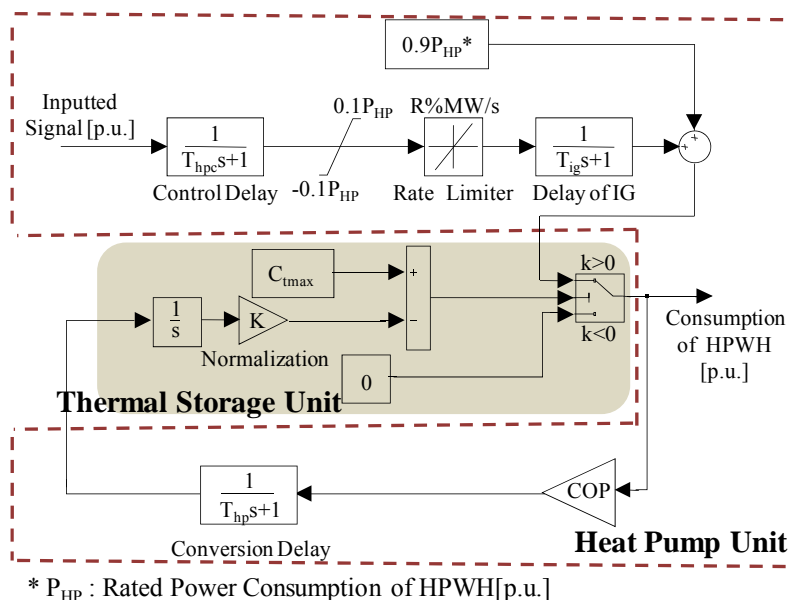


図 4.21 HP 給湯器群モデル

Fig.4.21 HPWH Model

表 4.3 HP 給湯器群モデルのパラメータ

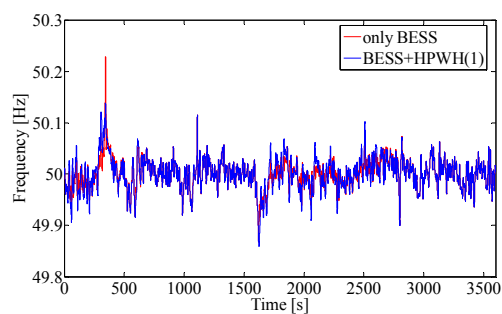
Table.4.3 Parameter of HPWH Model

$T_{hpc}$	Control Delay[s]	30
R	Rate Limiter Characteristic [%MW/s]	1
$T_{ig}$	Delay of Induction Motor [s]	1
COP	Coefficient of Performance	4
$T_{hp}$	Conversion Delay [s]	300
$C_{tmax}$	Capacity of Thermal Storage Unit [MWh]	7,560

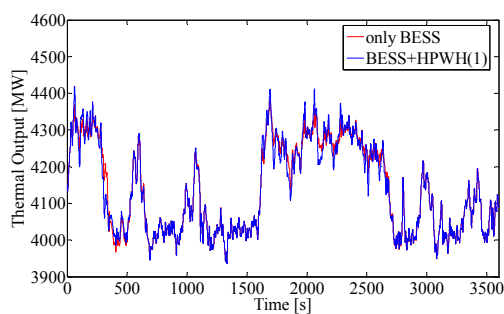
#### 4.4.3 集中型 LFC 分担協調制御のシミュレーション結果

4.3 節に示した LFC 分担協調制御手法を，図 4.21 の HP 給湯器の特性を考慮した HP 給湯器群モデルに適用したシミュレーション結果を，運転方法タイプ(a)のものを図 4.22 に，運転方法タイプ(b)のものを図 4.23 に，運転方法タイプ(c)のものを図 4.24 に示す。また，蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係を図 4.25 に，蓄電池容量と周波数最大偏差の関係を図 4.26 に示す。

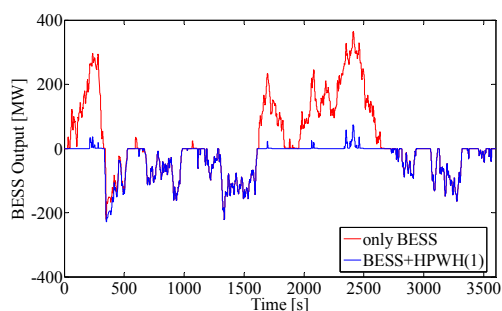




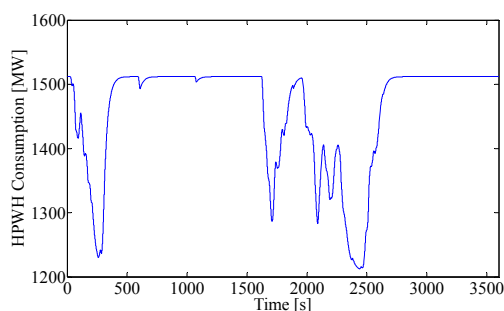
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

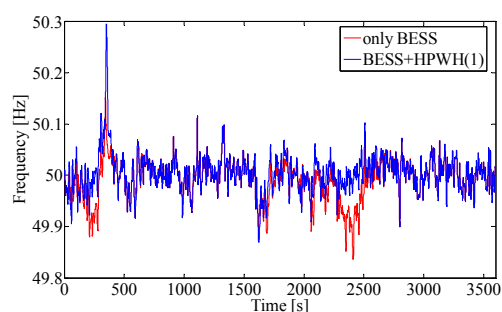


(a-iii) Battery Energy Storage System

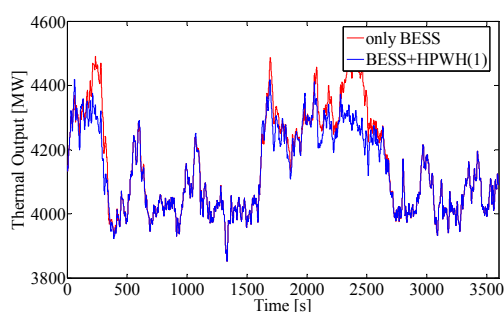


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

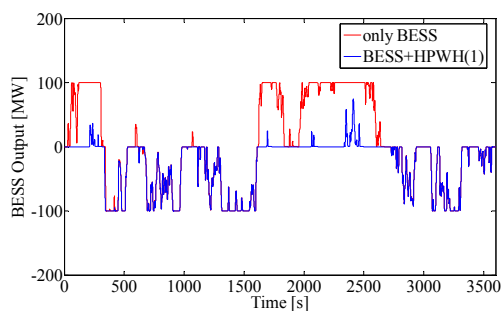
(a) BESS Capacity: No Limit



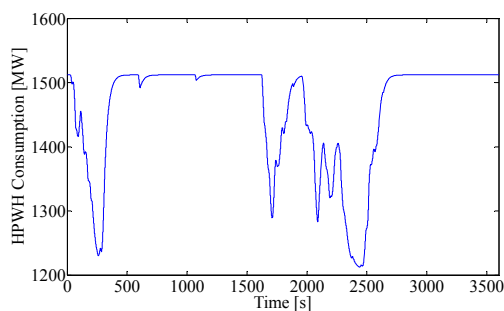
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System

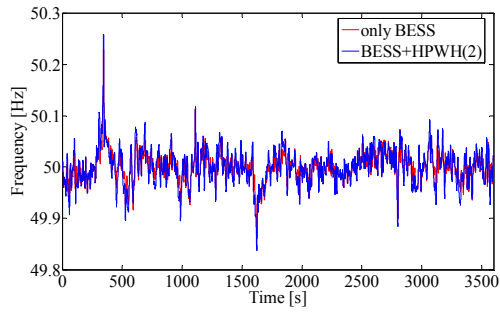


(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

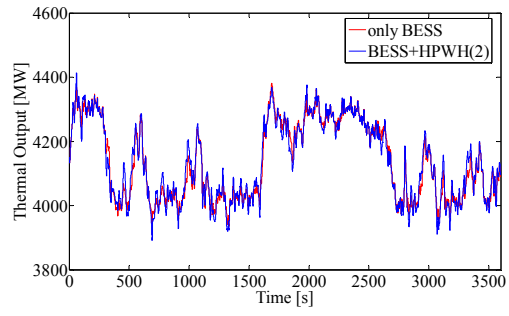
(b) BESS Capacity: 100MW

図 4.22 シミュレーション結果 (タイプ(a))

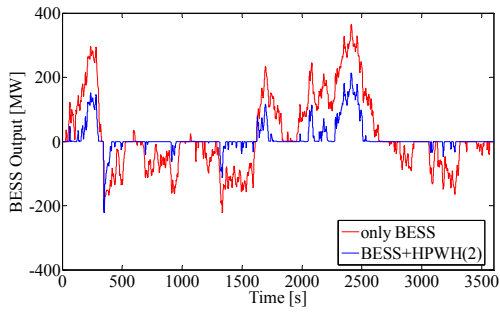
Fig.4.22 Simulation Result (Type (a))



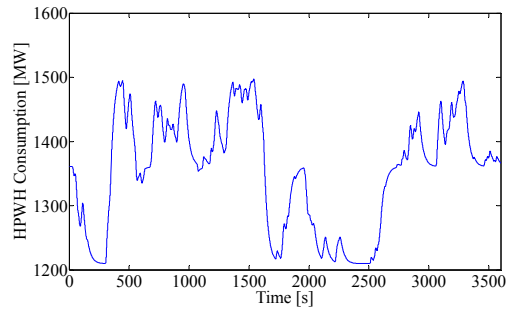
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

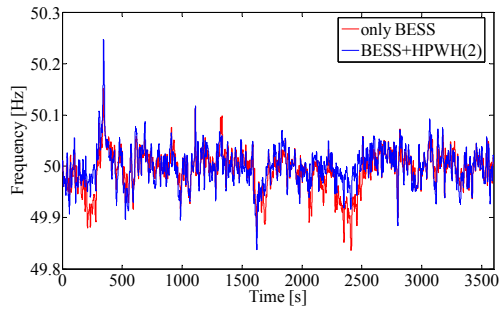


(a-iii) Battery Energy Storage System

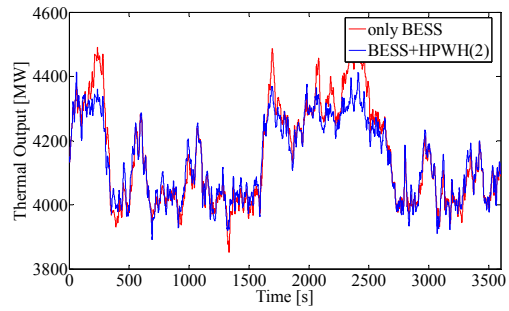


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

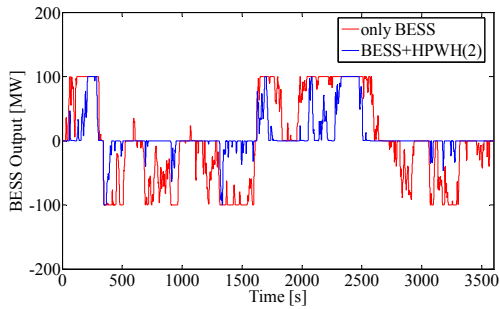
(a) BESS Capacity: No Limit



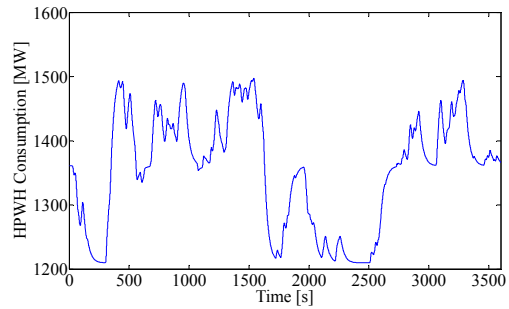
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System

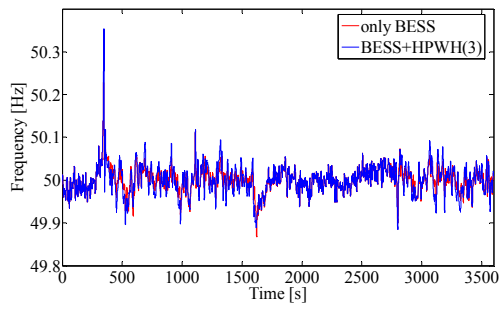


(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

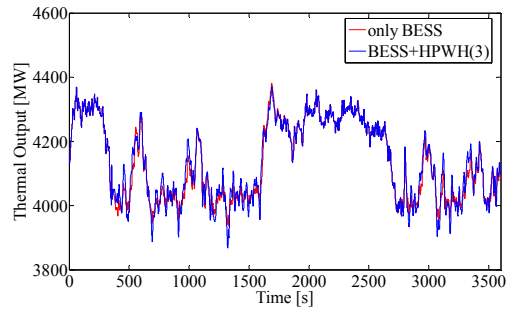
(b) BESS Capacity: 100MW

図 4.23 シミュレーション結果 (タイプ(b))

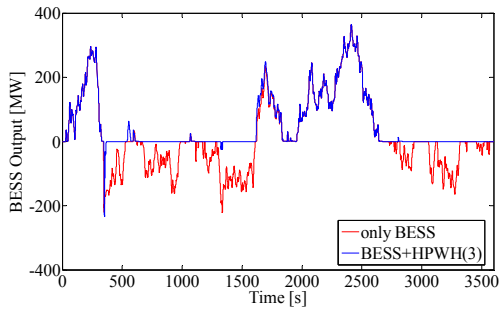
Fig.4.23 Simulation Result (Type (b))



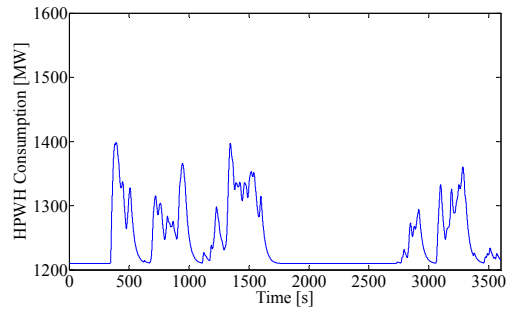
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

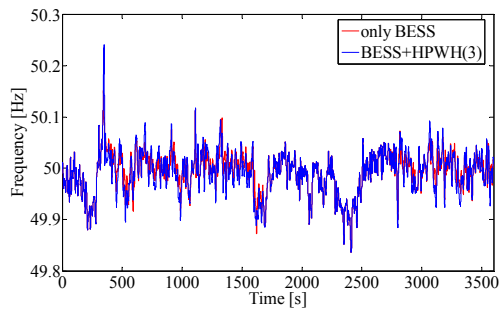


(a-iii) Battery Energy Storage System

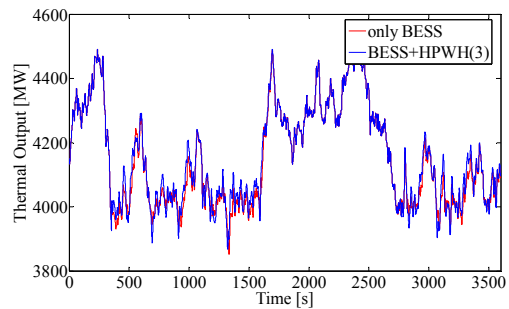


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

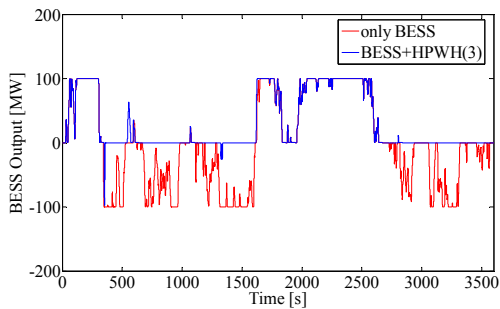
(a) BESS Capacity: No Limit



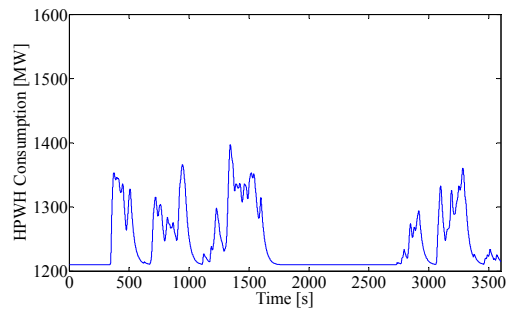
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System



(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

(b) BESS Capacity: 100MW

図 4.24 シミュレーション結果 (タイプ(c))

Fig.4.24 Simulation Result (Type (c))

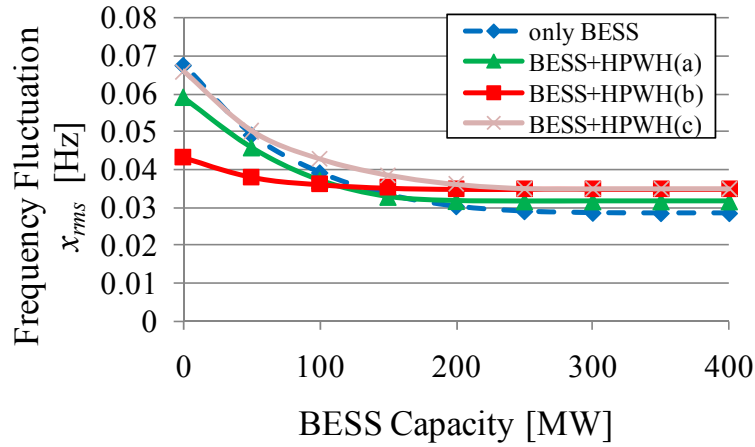


図 4.25 蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係

(集中型 LFC 分担協調制御, 諸制約考慮 HP 給湯器群モデル)

Fig.4.25 Relationship between Frequency RMS and BESS Capacity

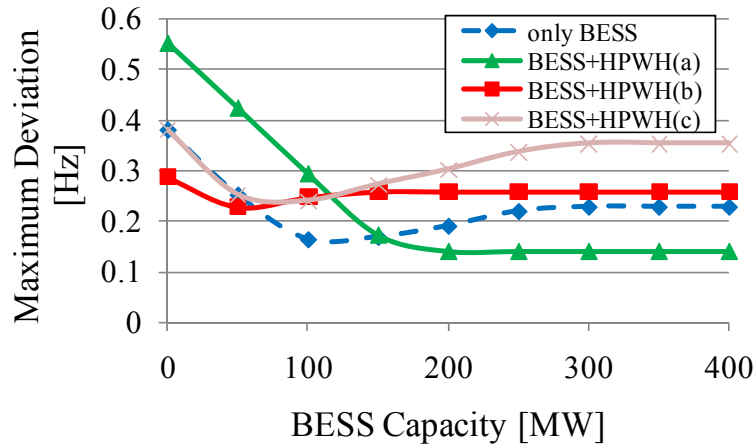


図 4.26 蓄電池容量と周波数最大変動の関係

(集中型 LFC 分担協調制御, 諸制約考慮 HP 給湯器群モデル)

Fig.4.26 Relationship between Frequency Maximum Deviation and BESS Capacity

これらの結果から言えることは、簡易モデルで模擬された HP 給湯器群モデルでの結果に比べて、明らかに制御パフォーマンスが下がっているということである。図 4.25 の蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係では、集中型 LFC 分担協調制御の結果のいずれも、図 4.18 に比べ、曲線が全体的に上にシフトしている。このことは、図 4.26 の周波数最大偏差についても同様である。これは、HP 給湯器の通信遅れが非常に大きいために、LFC 信号の内、HP 給湯器が担うべき制御量に対し、HP 給湯器の制御が追い付いていないためである。更なる詳細な検討は、4.3 節の結果と共に、4.5 節で行う。

## 4.5 集中型 LFC 分担協調制御の検討、考察

### 4.5.1 周波数 RMS 値での評価

周波数 RMS 値は、基準周波数(50[Hz])からの偏差を表すので、周波数の「仕上がり」を表す指標であると言える。さて、この値が HP 給湯器の導入によって、どの程度改善されるのだろうか。ここでは、図 4.18 の結果を基にこの事柄について検討する。

まず、蓄電池が十分量導入されたと仮定したとき、つまり図 4.18 上で蓄電池容量の大きい範囲内では、蓄電池のみとした場合（図 4.5 の蓄電池の LFC 分担制御）と HP 給湯器の制御を導入した場合（集中型 LFC 分担協調制御の導入）において、周波数 RMS 値を比較すると、集中型 LFC 分担協調制御の 3 タイプの運転方法のいずれをとっても蓄電池のみのものよりも周波数 RMS 値が若干高いということがわかった（蓄電池のみの場合が 0.028[Hz]に比べて、運転方法タイプ(a)が 0.029[Hz]、運転方法タイプ(c)が 0.031[Hz]、運転方法タイプ(c)が 0.030[Hz]）。これは、蓄電池容量が十分量の場合には、HP 給湯器の制御の導入の効果が無いどころか、制御性能が悪くなっていることを示す。これは蓄電池の制御時定数が 1[s]であるのに対し、HP 給湯器の制御時定数が 4[s]と若干遅く、HP 給湯器が、蓄電池が担っていた LFC 信号の一部を代替するので、制御性能が落ち、周波数が悪くなってしまうということに起因する。つまり、このような十分な容量の蓄電池の導入が期待できる場合には、あまり HP 給湯器の制御が効果を示さないということになってしまう。

しかし、序論で述べたとおり、蓄電池は非常に高価であるために、このような大容量の蓄電池導入はなるべく避けたい。そこで、蓄電池容量が少ないとした時、HP 給湯器の導入の制御の導入によって周波数変動がどの程度改善されるのかということが重要である。図 4.18 の蓄電池容量が小さい範囲での比較をしてみると、確かに蓄電池のみのケースよりも、HP 給湯器の制御の導入によって、周波数変動が改善されていることがわかる。しかし、その効果は HP 給湯器の運転方法によって異なる。運転方法タイプ(b)のものが、一番周波数変動抑制効果が高いと言え、その次に運転方法タイプ(a)が続く。一方、運転方法タイプ(c)は、曲線が蓄電池のみの場合のものに近いことから、周波数変動抑制効果が小さいと言える。

運転方法タイプ(a)、タイプ(c)はその制御ブロック（図 4.6, 図 4.14）から分かる通り、方向が逆だけで、操作としては同じである。しかし、このような違いが出るのはなぜだろうか。それは運転方法タイプ(a)のシミュレーション結果（図 4.8, 図 4.9）、及び運転方法タイプ(a)のシミュレーション結果（図 4.16, 図 4.17）の(c)の蓄電池の充放電の様子を比較すれば理解できる。本シミュレーションで用いた風力発電出力では、蓄電池の LFC 分担制御を施した時に、蓄電池の放電方向が大きくなってしまっていることが、これらの図の赤線から言える。また、運転方法タイプ(a)は蓄電池出力の放電方向、運転方法タイプ(c)は充電方向が削減可能となる制御であることも、これらの図からわかる。即ち、蓄電池の充電方向の出力の頻度が放電方向に比べ少ないために、充電方向を削減しても効果が少

ないのである。もし別の風力発電出力を用いて、蓄電池出力が逆の特性、つまり充電方向の出力が大きくなるような場合には、これらの制御性能は逆の傾向を示したはずである。そのために、この図から、運転方法タイプ(a)と運転方法タイプ(c)のどちらが優れているのかということは、一概に結論を下しがたい。今後、これらの運転方法が同等の意味を持つために、蓄電池の充放電のバランスを考慮した運用を考えていく必要があると考えられる。

以上の議論とは別に、運転方法タイプ(a)、(c)よりも、運転方法タイプ(b)の制御が、一番周波数変動抑制効果が高いということが出来る。従って、次章以降は運転方法タイプ(b)を例にとって検討していく。

#### 4.5.2 周波数最大偏差での評価

次に最大偏差についてである。最大偏差は、表 2.1 にもあるように、系統周波数の管理上の観点から重要な指標であるのだが、図 4.19 の結果は、その傾向をつかむのが難しい。そこで、まずは蓄電池のみの場合、即ち蓄電池の LFC 分担制御の時の考察をする。

図 4.19 の蓄電池のみのケースに着目すると、蓄電池の容量を減らしていった場合に、蓄電池容量が 200MW となった辺りで、最大偏差が低くなっていることがわかる。通常、蓄電池容量が大きければ大きいほど、電力系統の制御容量は増加し、制御性能が良くなるはずなので、この結果は奇妙に感じられる。ここでいったい何が起きているのだろうか。

以上の内容を詳細に検討するために、LFC 分担制御を施した時の周波数を、蓄電池容量を制限なしとした場合と、100MW に制限した時と比較した結果を図 4.27 に示す。この時、周波数の最大偏差は、いずれのケースとも、400[s] 付近の急峻な変動であることがわかる。これは図 3.10(a)から、風力発電出力が急激に増加した時である。5.1 節に後述するように、このような急峻な変動が生じた場合、LFC 分担制御では制御が追い付かない。

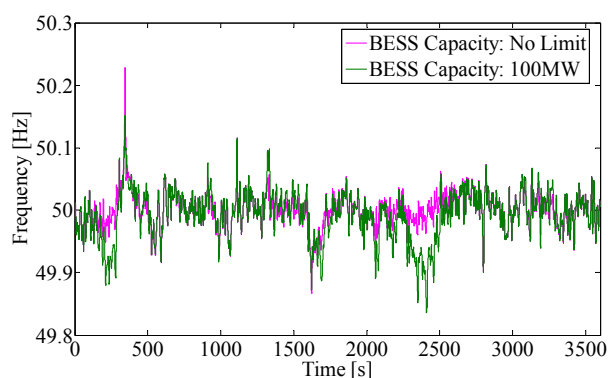


図 4.27 蓄電池容量別の周波数の比較

Fig.4.27 Comparison of Frequency in Different BESS Capacity

この急峻な変動が起こる直前の周波数を見てみると、蓄電池導入量が 100MW の場合では、周波数が 49.9[Hz]程度に落ちていることがわかる。これは、蓄電池の容量制限のため

に、LFC 発電機、蓄電池が LFC 信号に追従することができず、風力発電出力が低下するにつれ、周波数が徐々に下がってきた結果と言える。一方、蓄電池が十分量導入されたケースでは、容量制限がなく、急峻な変動が生じる前では、周波数は 50[Hz] 付近に維持されていることがわかる。

そして、蓄電池と火力機が追従しきれない急峻な変動（この場合、供給過剰）が生じた場合、100MW の蓄電池を導入したケース、蓄電池が十分量導入されたケースで、同程度の供給過剰となり、周波数が上昇する。しかし上昇を始める周波数のスタート地点が、100MW の場合は 49.9[Hz] であるのに対し、十分量の場合は 50[Hz] となり、十分量の場合の方が高い位置にある。従って、スタート地点が高い分、結果として蓄電池を十分量導入した方が周波数の最大偏差としては大きくなってしまふのである。以上説明を図式化したものを図 4.28 に示す。

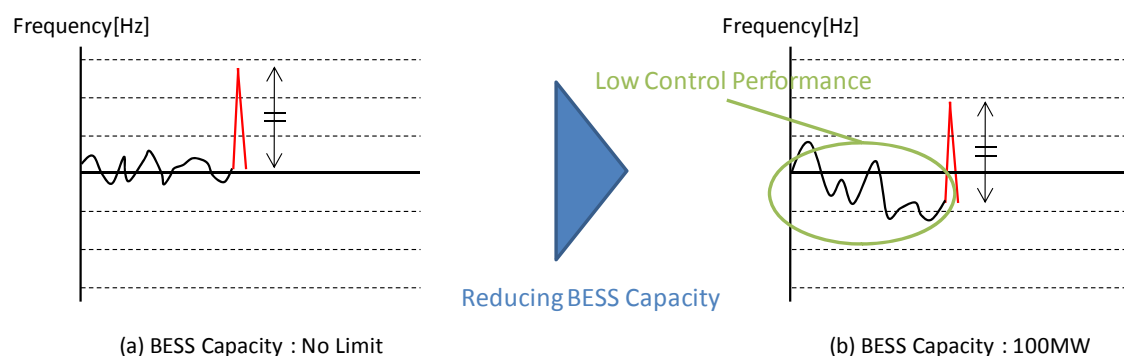


図 4.28 蓄電池容量逓減の際の周波数最大偏差の低下

Fig.4.28 Decrease of Frequency Maximum Deviation in Recession of BESS Capacity

勿論、以上の内容は特異なケースであり、もし急峻な変動がない場合、蓄電池容量を小さくしていくと、周波数変動は大きくなると考えられる。しかし、大容量の風力発電を導入する場合、このような急峻な変動が起こる可能性は十分にある。そのような時に、図 4.6 の LFC 分担制御では、対応できないということがわかる。

また、HP 給湯器の制御を導入した集中型 LFC 分担協調制御の場合も、上記の問題は同様である。以上に見てきた議論を集中型 LFC 分担協調制御にも当てはめれば、図 4.19 の結果からは、HP 給湯器の導入は、周波数最大偏差を抑制する効果は低いと結論付けられる。

#### 4.5.3 HP 給湯器群モデルと集中型 LFC 分担協調制御

最後に、給湯器群のモデル化を、図 4.4 の簡易モデルとした時と、図 4.21 の諸制約を考慮したモデルとした時の間に、集中型 LFC 分担協調制御の制御性能に如何程の違いが生じるかについて検討する。

図 4.18 と図 4.25 を比較すれば、HP 給湯器の諸制約を考慮することで、周波数 RMS 値が全体的に大きくなっていることがわかる。つまり、集中型 LFC 分担協調制御の制御性能が落ちているという結果である。この原因として、HP 給湯器の諸制約を考慮したとき、HP 給湯器の制御遅延が 30 秒という非常に大きな時定数の一次遅れで模擬されているということが挙げられる。集中型 LFC 分担協調制御は、蓄電池の LFC 分担制御で蓄電池が担っていた制御領域の一部を HP 給湯器に補償させるというものである。蓄電池の制御遅延が 1[s]であることから、割り当てられた信号に対して早く対応していたのに対し、その一部を HP 給湯器が肩代わりすることで、30[s]と非常遅い応答性を以て対応するために、制御パフォーマンスが落ちてしまったと考えられる。

図 4.19 と図 4.26 を比較すれば、周波数最大偏差に関しても、HP 給湯器の諸制約を考慮することで、制御パフォーマンスが落ちていることがわかる。



## 第5章 分散型出力仮想平滑化制御

前章で示した「集中型 LFC 分担協調制御」では、各システムの容量のみに着目して LFC 信号を配分するという手法であったので、蓄電池の高速な応答性を有効的に活用していないこと、また、HP 給湯器の特性を考慮した場合に、その制御パフォーマンスが落ちてしまうという問題点があった。そこで本章では、以上の問題点の改善のために、各機器の応答性を考慮し、蓄電池の平滑化制御を応用した「分散型出力仮想平滑化制御」を考える。シミュレーションによる検証を行う。更に、分散型出力仮想平滑化制御の改善策を 2 つ示し、シミュレーションによる評価、検討を行う。

### 5.1 制御のコンセプト

前章で示した「集中型 LFC 分担協調制御」では、以下の点が問題点として挙げられた。

- i). 急峻な変動に対応できないために、周波数最大偏差の抑制効果は低い
- ii). HP 給湯器の諸特性を考慮した時に、制御パフォーマンスが著しく低下する

まず i) の理由として、蓄電池に LFC 信号の一部をそのまま入力していることが挙げられる。LFC 信号は、計算周期は 10[s] の一次遅れ系で模擬された緩やかな信号である。風力発電出力の 400[s] 付近での急峻な変動が、周波数の上昇として現れるには、発電機の慣性分だけ遅れる。さらに、周波数が LFC 信号として計算される際に、より緩やかな信号になってしまう。蓄電池の制御遅延、つまり応答速度は 1[s] と非常に速いのにも関わらず、入力として LFC 信号を用いることで、等価的に応動遅れがあるシステムになってしまうのである。これは蓄電池の性能を十分に活かしているとは言えない。

次に ii) について考えてみると、集中型 LFC 分担協調制御は、LFC 信号の内、蓄電池が負担していた制御領域を一部 HP 給湯器に担わせるというものであった。蓄電池の応答速度が非常に速いものに対して、HP 給湯器は制御遅延のために応答速度が非常に遅い。応答速度が速いものから遅いものへ置き換えるという作業が、制御のパフォーマンスを落としているのは明らかである。

以上のことを考慮すると、LFC 信号を単に容量で切り分ける、つまりパワードメインで切り分けるというのではなく、各機器の応答性を考慮し、周波数ドメインで配分を考える必要がある。即ち、ある信号に対して、早い周期成分を蓄電池に補償させ、遅い周期成分を HP 給湯器に補償させるという方法である。

ここでは、以上の内容を考慮して、蓄電池の制御方式として、周波数ドメインで蓄電池への信号を決定している「平滑化制御」を考える。平滑化制御は直接ウィンド・ファーム

出力を見て蓄電池を動かしているのです、蓄電池の速い応答速度を十分に活用していると言うことができる。また、早い周期成分を蓄電池に担わせているので、それよりも遅い成分を HP 給湯器に担わせるという、周波数軸上での風力発電出力の分担が可能になる。

## 5.2 蓄電池の制御手法ー平滑化制御

### 5.2.1 平滑化制御とは

平滑化制御による蓄電池の風力発電出力安定化は、電源開発、電中研の NEDO プロジェクトとして、北海道の苫前ウインビラ発電所において現在実証試験が行われている<sup>[33]</sup>。平滑化制御のブロック図を図 5.1 に示す。図 5.2 に示されるように、ウインド・ファームに併設される形で蓄電池は設置され<sup>[34]</sup>、ウインド・ファームからの出力と蓄電池の出力の合計が合成出力として電力系統に供給される。制御方法は、風力発電システム、ないしウインド・ファームの出力を蓄電池の入力として、時定数  $T$  の一時遅れを介した後の値が風力発電システムと蓄電池システムの合成出力目標値となり、合成出力目標値と風力発電システム出力の差分が蓄電池システムの充放電出力指令値となる。つまり、ウインド・ファームの出力を  $P_w$  とすると、合成出力目標値  $P_i$  は時定数  $T$  のローパスフィルタを介した出力となるので、

$$P_i = \frac{1}{1+Ts} P_w \quad (5.1)$$

となる。合成出力目標値がこうなるように、蓄電池による補償を行うので、蓄電池の出力  $P_B$  は

$$P_B = P_i - P_w = -\frac{Ts}{1+Ts} P_w \quad (5.2)$$

となる。

これは、ウインド・ファーム出力を、ハイパスフィルタにより低周波成分をカットしたものと符号が逆の出力であり、この量を蓄電池が補償している。つまり、風力発電出力の内、周期成分  $T$  以下のものを蓄電池が補償しているということと等価である。

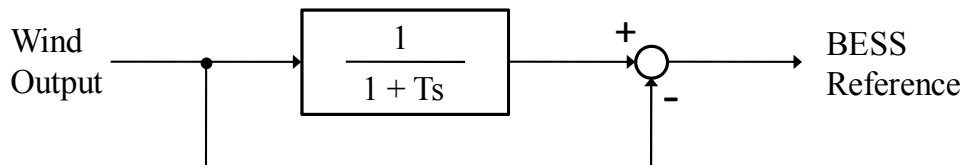


図 5.1 蓄電池の平滑化制御

Fig.5.1 Leveling Control of BESS

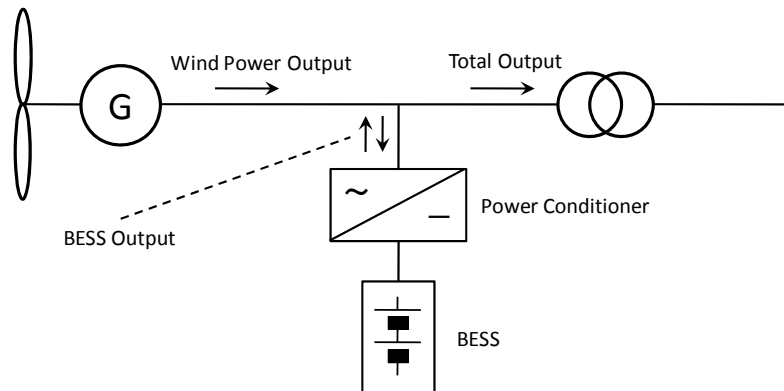


図 5.2 平滑化制御における蓄電池の設置方法

Fig.5.2 Setting of BESS in Leveling Control

### 5.2.2 平滑化制御と LFC 分担制御の比較

LFC 信号が周波数の情報を有しているのに対し、平滑化制御では風力発電出力の情報を基に制御を行っている。本論文は周波数変動抑制が主眼であるので、入力として周波数の情報を有した変数を採用している先行研究[14]の LFC 分担手法（図 4.5）の方が、周波数制御としては合理的であり、平滑化制御の方が余分に蓄電池に制御を負担させているために、必要容量が大きくなるのではないかと考えられる。一方で、平滑化制御は風力発電の出力をダイレクトに検知し、制御を行うので、応答性に優れた制御であるといえることができる。では、どちらの蓄電池制御法の方が、蓄電池を効率よく運用し、電力系統全体の周波数変動を抑制していると言えるのだろうか。

平滑化制御の平滑化時定数を 10min として、シミュレーションによって、LFC 分担制御と平滑化制御を比較したものが図 5.3 である。なお、この結果では蓄電池の容量は十分にあるとしている。まずは、図 5.3 (a)の周波数を比較する。蓄電池の容量にリミットをかけないとき、平滑化制御の方が周波数変動の少ないものとなっている。また、注目すべきは、平滑化制御では周波数の最大偏差が非常に小さいということである。LFC 分担制御が 0.23Hz であるのに対し、平滑化制御では 0.08Hz と大幅に小さくなった。これは、LFC 分担には 10 秒の AR 計算時間があり、このために蓄電池が急峻な外乱の変動に対応しきれなかったのに対し、平滑化制御ではそれに対応できている結果であることを意味する。そして、図 5.3 (c)の蓄電池を見てみると、やはり平滑化制御の方がより大きい容量を必要とすることがわかる。

さらに蓄電池容量が所与の時の比較を行うために、蓄電池容量と周波数変動指標の関係をプロットした。図 5.4 が周波数変動 RMS 値と蓄電池容量の関係、図 5.5 が周波数最大偏差と蓄電池容量の関係である。ここでは、平滑化制御については平滑化時定数をパラメータとし、1 分、5 分、10 分とした時の結果を載せている。

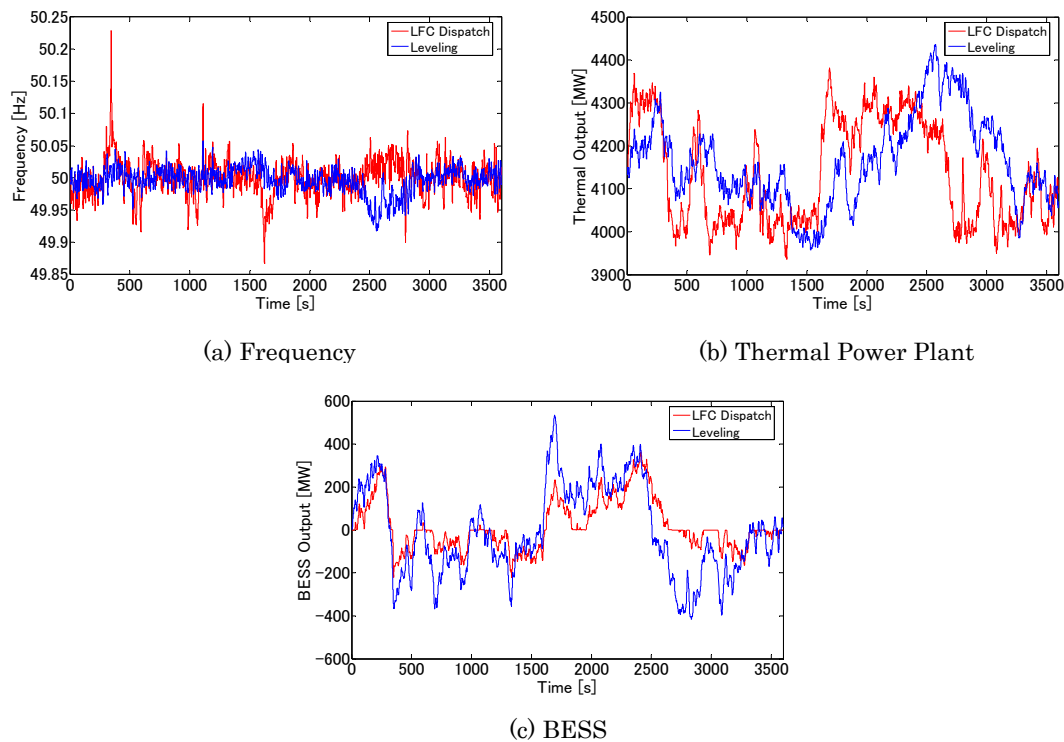


図 5.3 シミュレーション結果（平滑化制御と LFC 分担制御の比較）

Fig.5.3 Simulation Result (Comparison between Leveling Control and LFC Dispatch)

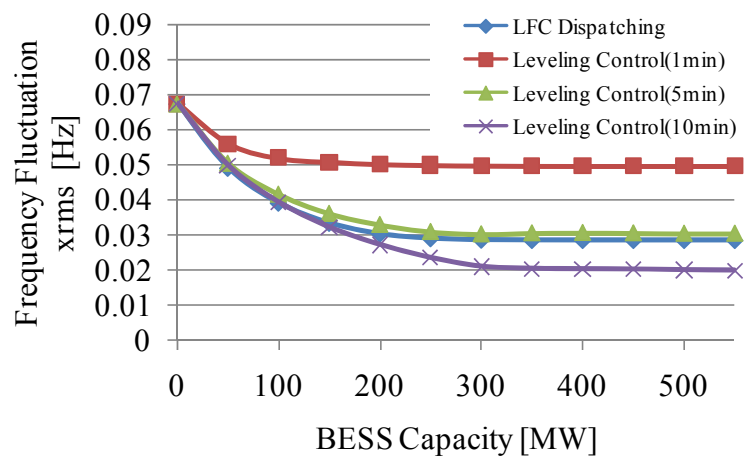


図 5.4 蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係  
(平滑化制御と LFC 分担制御の比較)

Fig.5.4 Relationship between Frequency RMS and BESS Capacity

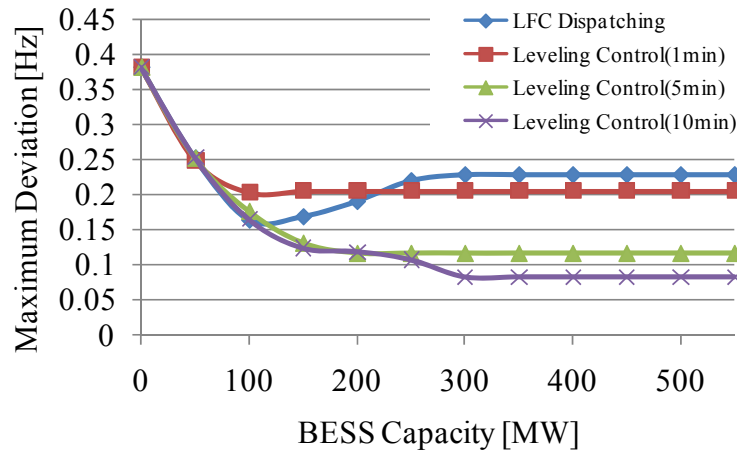


図 5.5 蓄電池容量と周波数最大変動の関係  
(平滑化制御と LFC 分担制御の比較)

Fig.5.5 Relationship between Frequency Maximum Deviation and BESS Capacity

図 5.4, 図 5.5 を見ると, 平滑化制御において, 平滑化時定数  $T$  が大きくなるにつれて, 制御性能が向上していることがわかる。これは, 平滑化制御が風力発電の  $T$  以下の周期成分を補償するものなので,  $T$  が大きくなると蓄電池の制御量が大きくなるためである。

また, 図 5.4 から, 周波数 RMS 値の改善という観点から, LFC 分担制御と平滑化制御のどちらが優れているかということは, 平滑化時定数  $T$  に大きく依存することがわかる。 $T$  を 1[min]とした時, LFC 分担制御の方が優れており,  $T$  が 5[min]の時には両制御は凡そ同等の制御性能を持つ。そして,  $T$  を 10[min]とした時には, 蓄電池容量が大きい範囲では平滑化制御の方がより周波数変動を抑制しているが, 150MW 以下の電池容量では, 両者ともに周波数変動抑制能力は同等であることがわかる。

しかし, 両者の違いは, 図 5.5 の周波数最大偏差で顕著に現れる。例えば, 周波数 RMS 値の観点からは, LFC 分担制御と  $T$  を 5[min]とした時の平滑化制御は同等の制御パフォーマンスであったと述べたが, 周波数最大偏差の観点からは, 明らかに平滑化制御の方が, 制御性能がよいことがわかる。これは, 平滑化制御が蓄電池の応答速度を十分に活かし, 風力発電の急峻な変動に対して即座に対応することができているためである。

以上から, 急峻な変動が外乱として生じた場合, 平滑化制御は周波数最大偏差を抑制する効果があると言える。

### 5.3 分散型出力仮想平滑化制御

#### 5.3.1 分散型出力仮想平滑化制御

本節では、5.2節で見てきた平滑化制御を応用して、蓄電池、HP 給湯器の協調制御方式の確立を試みる。蓄電池、HP 給湯器の入力は、平滑化制御同様、風力発電出力を用いるとして、蓄電池の応答の速さ（ここでは、蓄電池の制御遅延を 1 秒としている）、並びに HP 給湯器の応答の遅さ（4.4 節で示した通り、制御遅延が 30 秒となっている）を考慮すれば、蓄電池に風力発電の速い成分を、HP 給湯器に遅い成分を補償させるようにすることが望ましいと考えられる。本章では以上の事柄を考慮し、図 5.6 に示すような制御分担を考える。図 5.6 では、二つのローパスフィルタを用いており、その時定数は  $T_{level1}$ ,  $T_{level2} - T_{level1}$  ( $T_{level1} \leq T_{level2}$ ) としている。

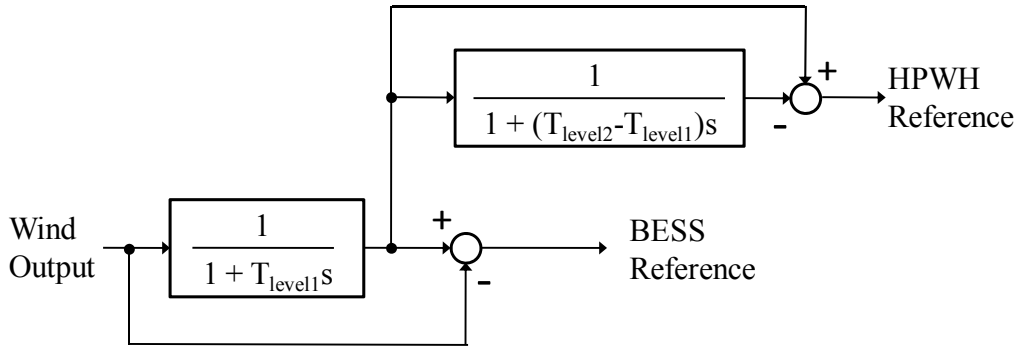


図 5.6 分散型出力仮想平滑化制御

Fig.5.6 Distributed Virtual Output Leveling Control

まず、蓄電池については、平滑化制御同様、

$$P_B = -\frac{T_{level1}s}{1+T_{level1}s}P_w \quad (5.3)$$

を指令値として与えている。これは、風力発電出力に含まれる周期成分で、

$$T \leq T_{level1} \quad (5.4)$$

となるような周期成分を蓄電池に補償させることに他ならない。従って、風力発電と蓄電池の合成出力  $P_{i1}$  は、平滑化制御同様、

$$P_{i1} = \frac{1}{1+T_{level1}s}P_w \quad (5.5)$$

となる。

通常なら、この量が電力系統に流れていくのだが、図 5.6 に示されるように、この量を時定数  $T_{level2}$  のローパスフィルタに通し、元の量から引くという作業をする。そしてそれを HP 給湯器への指令値とする。つまり、HP 給湯器の指令値としては、

$$\begin{aligned}
P_{HP} &= P_{i1} - \frac{1}{1+(T_{level2}-T_{level1})s} P_{i1} \\
&= - \frac{(T_{level2}-T_{level1})s}{(1+T_{level1}s)\{1+(T_{level2}-T_{level1})s\}} P_w
\end{aligned} \tag{5.6}$$

となる。ここで、図 5.6 では上記の記述と符号が反転していることに注意されたい。なぜならば、HP 給湯器は需要家機器であり、電力を消費する。需要を増減するということは供給を増減するということと逆の動作であるので、符号は反転させなければならない。

HP 給湯器にこのような補償を行わせることで、風力発電、蓄電池、HP 給湯器の合成出力  $P_i$  は、

$$\begin{aligned}
P_i &= P_w + P_B + P_{HP} \\
&= P_w - \frac{T_{level1}s}{1+T_{level1}s} P_w - \frac{(T_{level2}-T_{level1})s}{(1+T_{level1}s)\{1+(T_{level2}-T_{level1})s\}} P_w \\
&= \frac{1}{(1+T_{level1}s)\{1+(T_{level2}-T_{level1})s\}} P_w
\end{aligned} \tag{5.7}$$

となる。これは、2 次の項を無視すれば、風力発電の出力を  $T_{level2}$  のローパスフィルタを通したものの、つまり、 $T_{level2}$  という時定数によって平滑化された風力発電出力ということができる。従って、HP 給湯器は、風力発電出力に含まれる周期成分の内、

$$T_{level1} \leq T \leq T_{level2} \tag{5.8}$$

という成分を補償したことになる。

以上のような蓄電池、HP 給湯器の協調制御を「分散型出力仮想平滑化制御」と呼ぶこととする。本制御系は風力発電出力によって蓄電池、HP 給湯器を制御しているのであり、周波数の情報を有する指標を見ていない。従って、厳密には周波数制御とは呼べないこととなる。しかし、周波数変動に影響を与える風力発電の出力変動を抑制することは、結果的に電力系統の需給バランス維持に資すると考えるため、ここでは、分散型出力仮想平滑化制御は周波数制御能力を有する制御系であると捉えている。

さて、制御系の名称において、「分散型」という言葉を使用した。この方法では、蓄電池、HP 給湯器への指令値作成の際の入力を、風力発電出力としている。風力発電の集合体であるウィンド・ファームは、電力系統の至る所に遍在しているため、その出力の情報の全てを一か所の制御所に集中させ、時々刻々と変化する全風力発電出力を秒オーダーでリアルタイムに計測、計算処理するという作業は困難を極める。

そこで、ここではウィンド・ファーム毎に制御指令所を設け、また蓄電池を併設するというものを考える。風力発電機は、凡そ 6.6kV の配電系統に連系されているのだが、その配電系統の末端には HP 給湯器が接続されていると考えられる。そこで、あるウィンド・ファームに設置された制御指令所では、ウィンド・ファームが連系されている配電系統以下の HP 給湯器と、その配電系統近傍で、ウィンド・ファームが連系されていない配電系統に接続されている HP 給湯器への指令を作成するとする。このような通信体系のコンセ

プト図を図 5.7 に示す。

この体系は、中央給電指令所など、1 つのコントロールシステムによって各システムを運用していくのではなく、分散設置された制御指令所によって、ローカルに制御を実現していくものであると言える。この意味で、分散型出力仮想平滑化制御は広義の「分散型制御」である。

また、本制御系の名称において、「仮想」と付しているのは、本制御系が厳密な意味での平滑化制御ではないためである。蓄電池の平滑化制御では、図 5.2 に示すように、ウィンド・ファームに併設された蓄電池が、ウィンド・ファーム出力の速い周期成分を補償することで、ウィンド・ファーム出力を滑らかなものにするという制御である。ここで、ウィンド・ファームが既存系統に連系されるために設置された変圧器からの出力は、既にウィンド・ファーム、蓄電池の出力が合成されており、平滑化された出力となっている。しかし、図 5.6 の本制御系では、図 5.7 からわかる通り、HP 給湯器は配電系統の末端に接続されているために、ウィンド・ファーム、蓄電池の合成出力は一旦配電系統に流出している。そして、HP 給湯器が風力発電出力に含まれる周期成分の内、(5.8)式に示されるような周期成分を補償するために消費電力を上下させる。つまり、配電系統ないでは、変動は平滑化されておらず、上位系統から見たら仮想的に風力発電出力が蓄電池、HP 給湯器によって平滑化されているように見える。

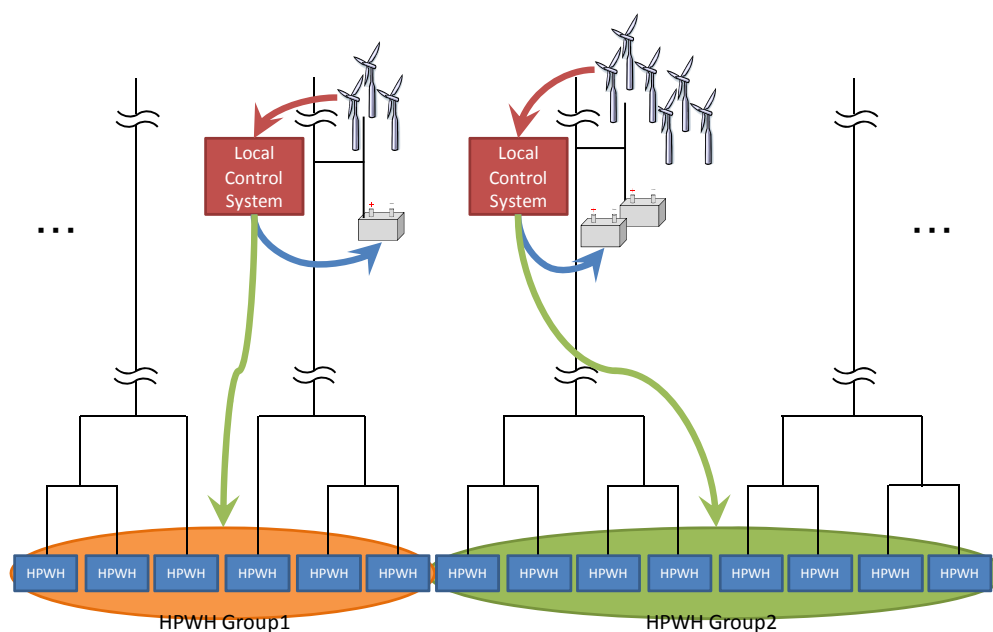


図 5.7 分散型制御の体系

Fig.5.7 Distributed Control System



なお、本論文では風力発電、蓄電池、HP 給湯器を各々 1 台のモデルで模擬しているために、各制御指令所も 1 つのモデルで模擬している。そのために、図 3.1 の周波数解析モデル上では、図 5.8 に示されるような変更を施すことで上記のシステムが実現できる。即ち、図 5.8 中の「Local Control System」というブロック内で図 5.6 に示される制御則によって蓄電池、HP 給湯器への制御指令値を作成することを考える。

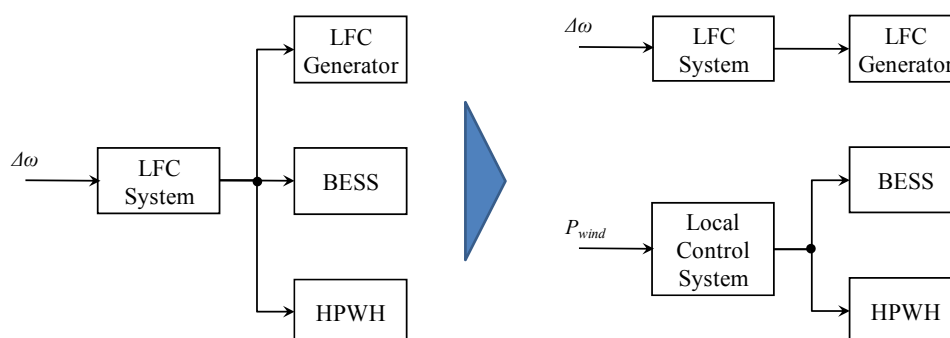


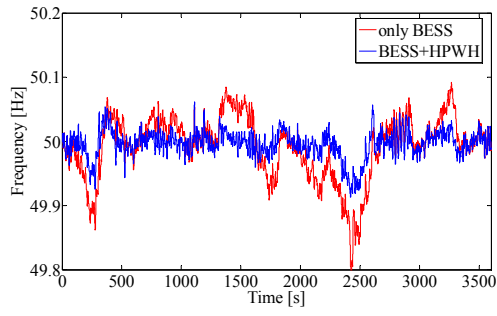
図 5.8 周波数解析モデルの変更点

Fig.5.8 Change of Frequency Analysis Model

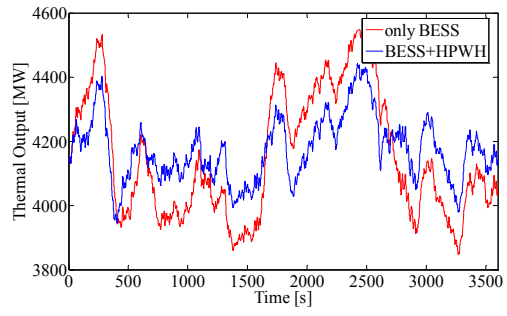
### 5.3.2 シミュレーション結果

ここでは、 $T_{\text{level}2}$  を 30 分と固定し、 $T_{\text{level}1}$  をパラメータとして変化させた時の分散型出力仮想平滑化制御のシミュレーション結果を示す。図 5.9, 図 5.10, 図 5.11, 図 5.12 はそれぞれ  $T_{\text{level}1}$  を 1 分, 5 分, 10 分, 20 分とした時の実データである。これらの結果では、蓄電池のみの場合 (図 5.1) と蓄電池と HP 給湯器の制御 (図 5.6) を比較して載せている。蓄電池出力については、蓄電池のみ、蓄電池+HP 給湯器の 2 ケースとも同じ指令値を蓄電池に与えているので、両者の間で完全に一致していることがわかる。

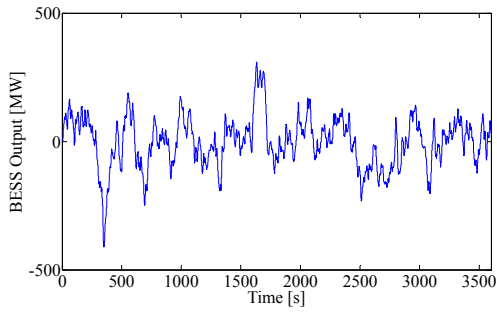
また、周波数 RMS 値と蓄電池容量の関係を図 5.13, 周波数最大偏差と蓄電池容量の関係を図 5.14 に示す。これらの関係図も、 $T_{\text{level}1}$  によって場合分けしてある。ここで得られた結果の詳細な検討は 5.5 節で行う。



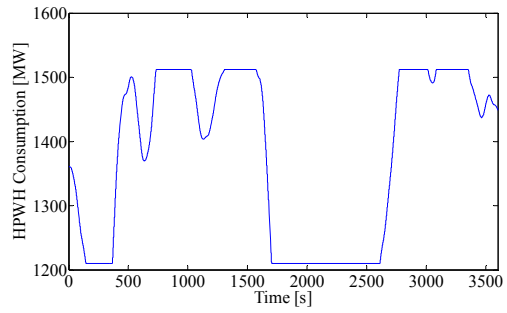
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

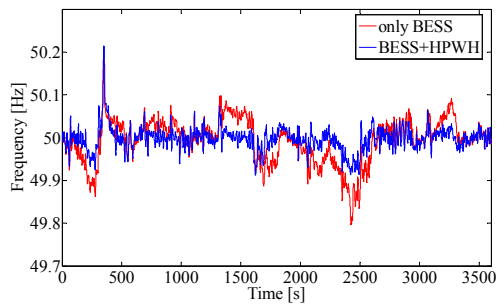


(a-iii) Battery Energy Storage System

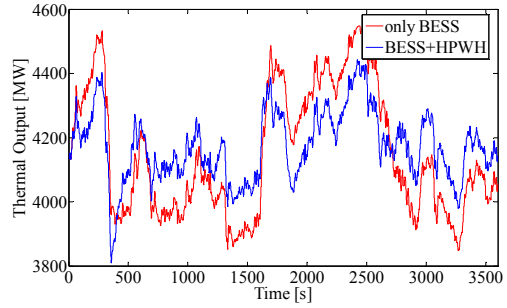


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

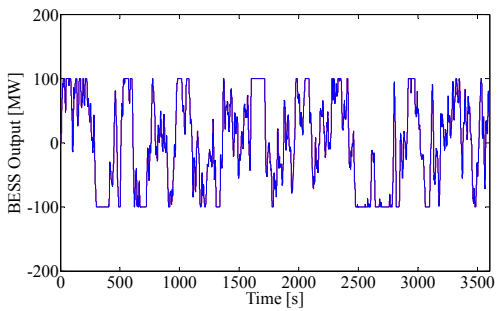
(a) BESS Capacity: No Limit



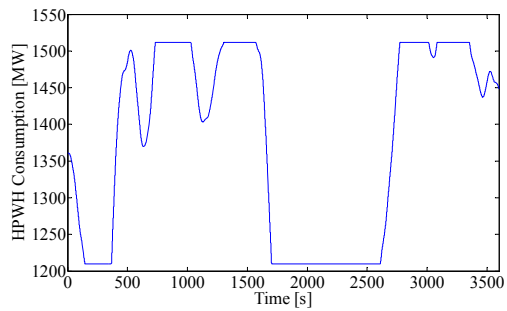
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System

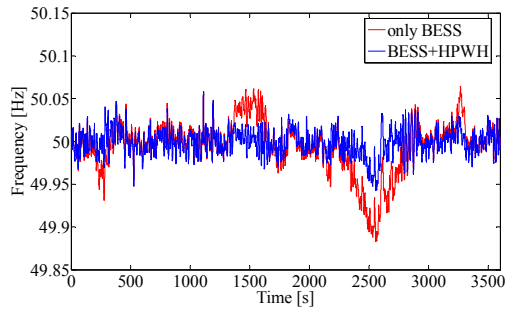


(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

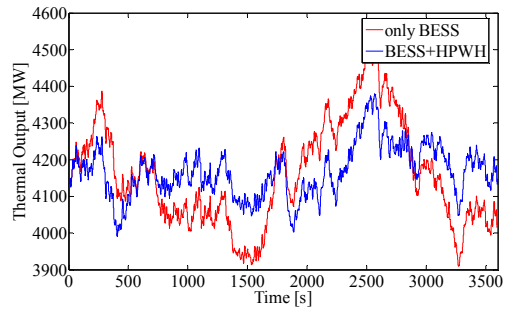
(b) BESS Capacity: 100MW

図 5.9 シミュレーション結果 ( $T_{\text{level1}}$  : 1 分)

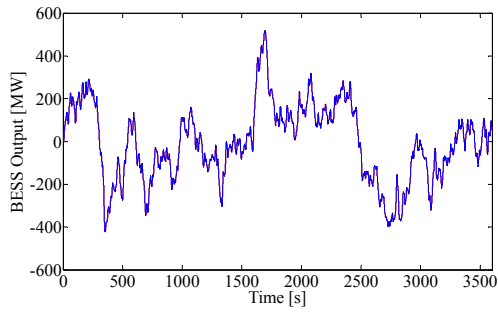
Fig.5.9 Simulation Result ( $T_{\text{level1}}$ : 1min)



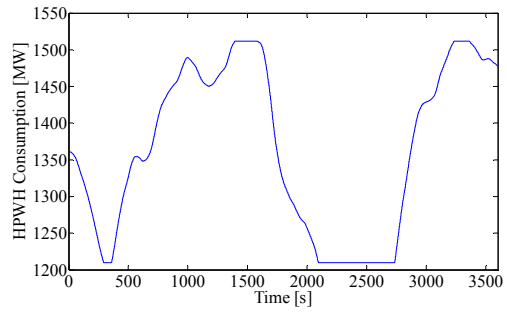
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

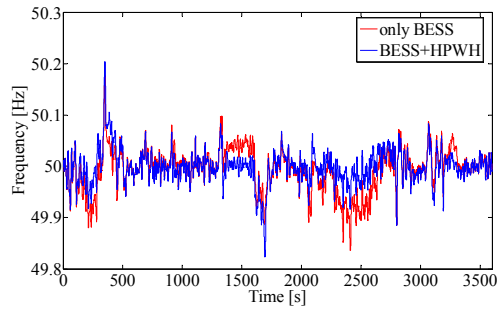


(a-iii) Battery Energy Storage System

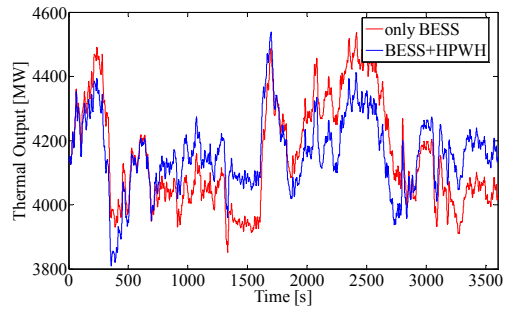


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

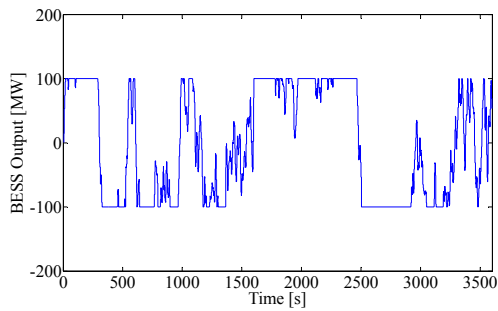
(a) BESS Capacity: No Limit



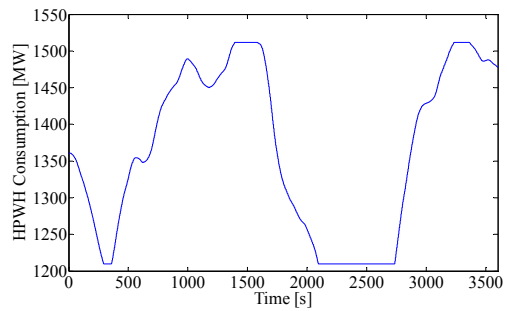
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System

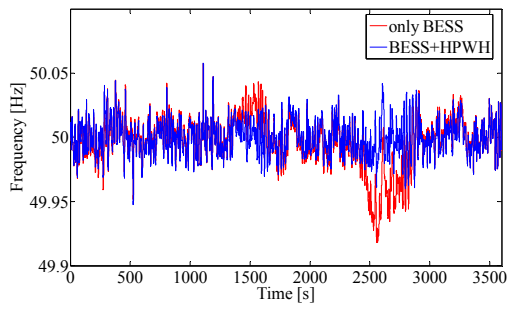


(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

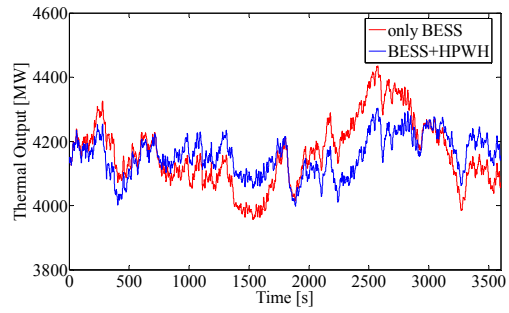
(b) BESS Capacity: 100MW

図 5.10 シミュレーション結果 ( $T_{level1}$  : 5 分)

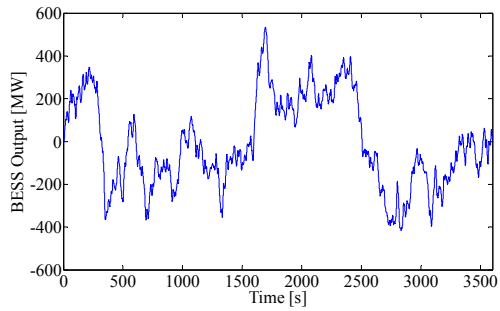
Fig.5.10 Simulation Result ( $T_{level1}$ : 5min)



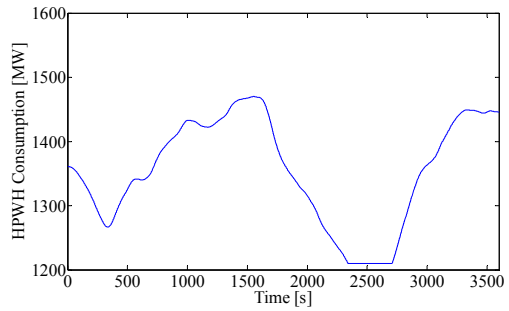
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

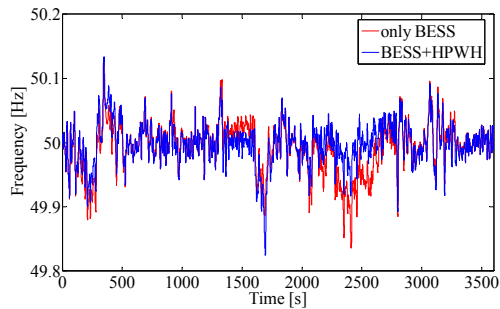


(a-iii) Battery Energy Storage System

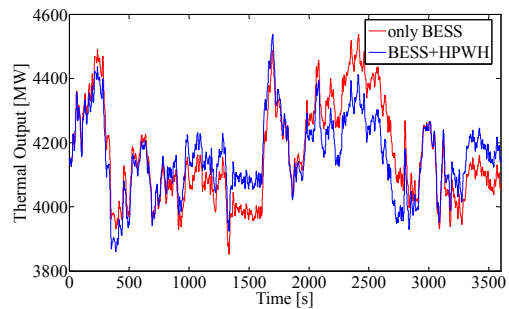


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

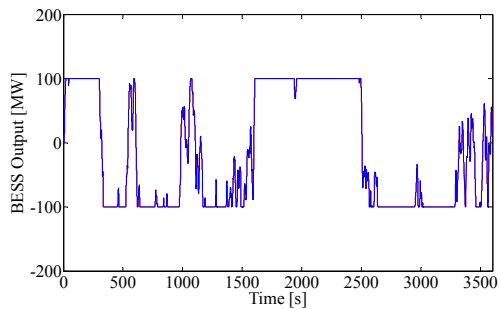
(a) BESS Capacity: No Limit



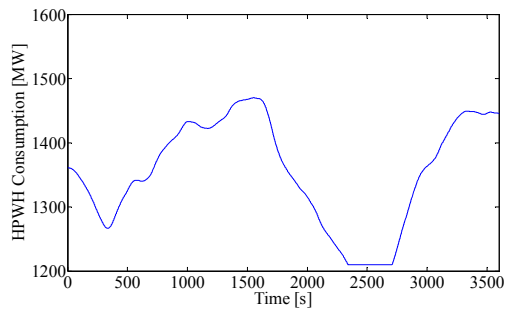
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System

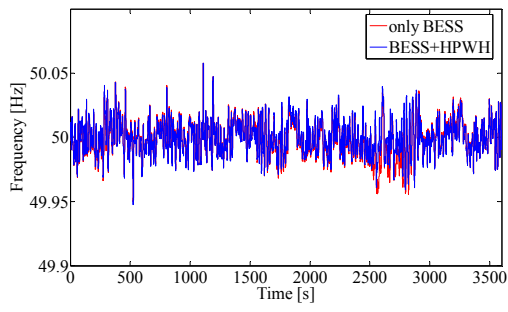


(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

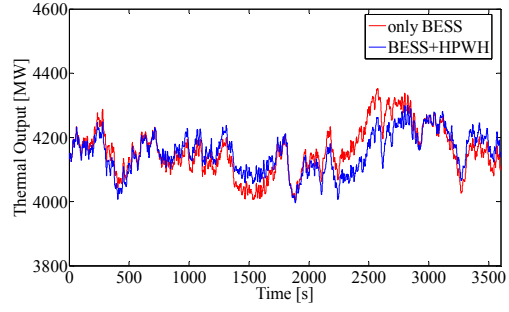
(b) BESS Capacity: 100MW

図 5.11 シミュレーション結果 ( $T_{\text{level1}}$  : 10 分)

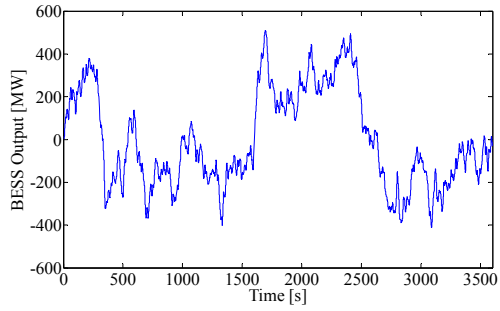
Fig.5.11 Simulation Result ( $T_{\text{level1}}$ : 10min)



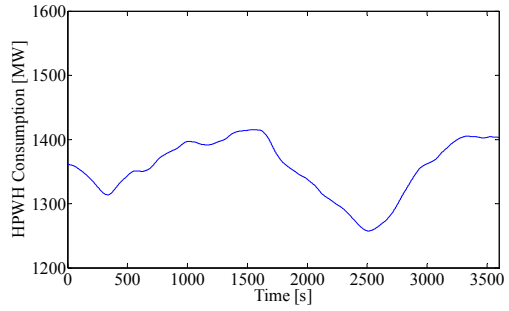
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

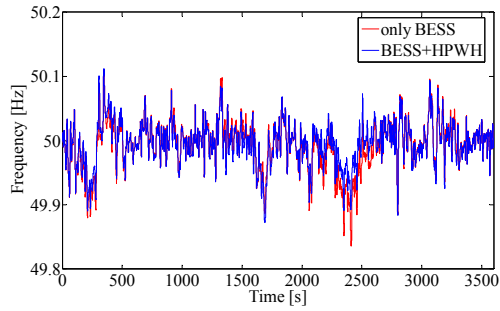


(a-iii) Battery Energy Storage System

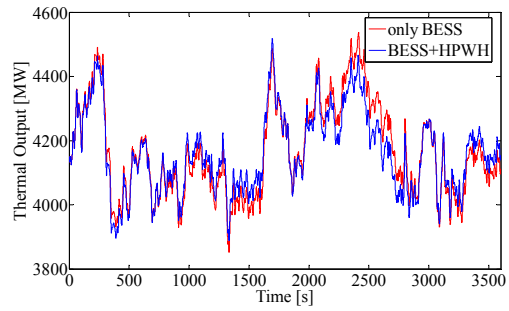


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

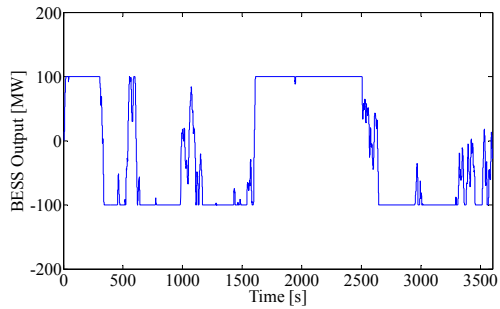
(a) BESS Capacity: No Limit



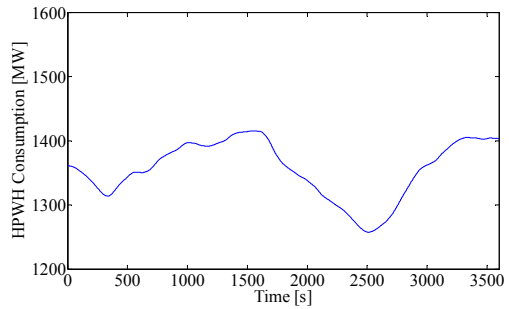
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System



(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

(b) BESS Capacity: 100MW

図 5.12 シミュレーション結果 ( $T_{\text{level1}}$  : 20 分)

Fig.5.12 Simulation Result ( $T_{\text{level1}}$ : 20min)

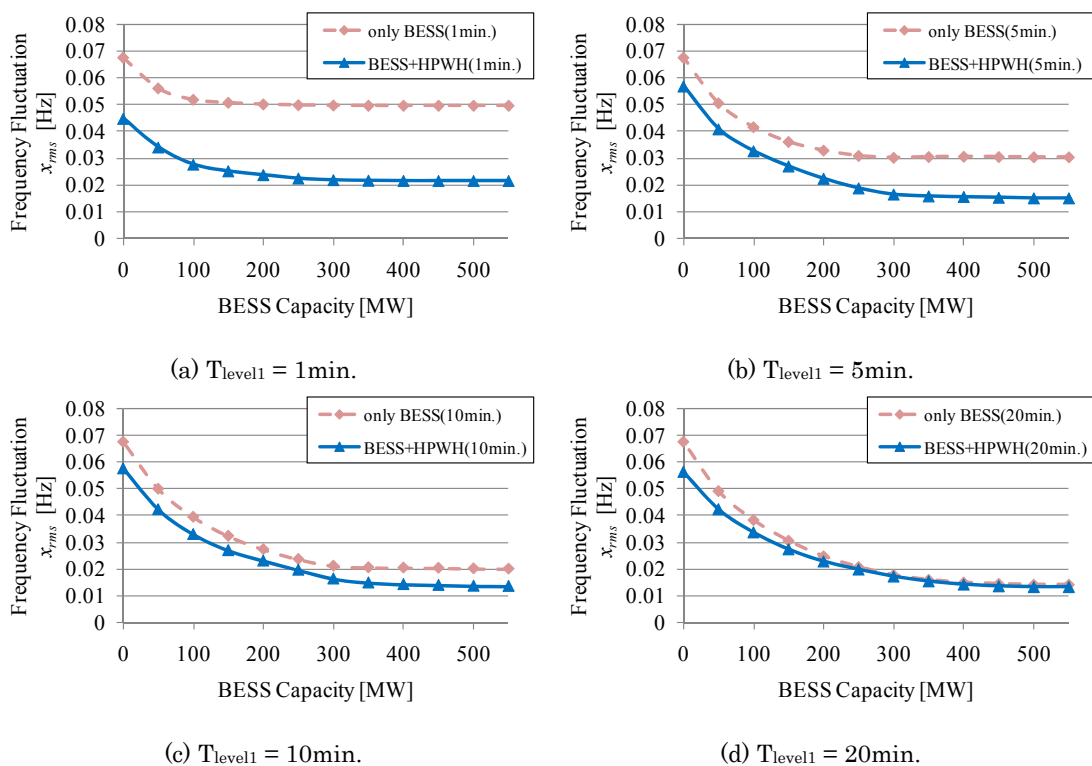


図 5.13 蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係

Fig.5.13 Relationship between Frequency RMS and BESS Capacity

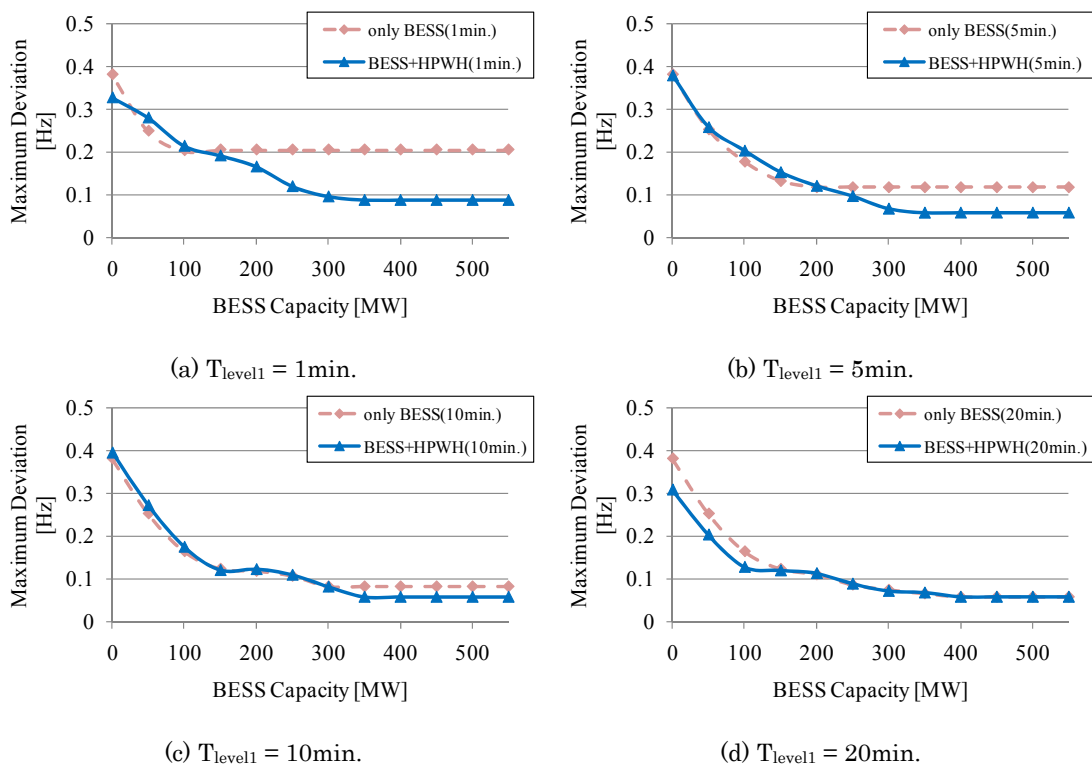


図 5.14 蓄電池容量と周波数最大偏差の関係

Fig.5.14 Relationship between Frequency Maximum Deviation and BESS Capacity

## 5.4 改良型分散型出力仮想平滑化制御

### 5.4.1 制御法 B の改善法

HP 給湯器の諸特性は、飽和特性を無視し、二次の項を無視すると、以下のような伝達関数で表わされる。

$$G_{HP} = \frac{1}{1+(T_{hpc}+T_{ig})s} P_w \quad (5.9)$$

ここで、 $T_{hpc}$  は制御遅延、 $T_{ig}$  は誘導機の遅れである。即ち、5.3 で HP 給湯器の指令値を (5.6) 式のように与えられた指令値に対して、HP 給湯器の実際の出力  $P_{HP}^*$  は、

$$\begin{aligned} P_{HP}^* &= G_{HP} \times P_{HP} \\ &= - \frac{(T_{level2}-T_{level1})s}{(1+T_{level1}s)\{1+(T_{level2}-T_{level1})s\}\{1+(T_{hpc}+T_{ig})s\}} P_w \end{aligned} \quad (5.10)$$

となる。つまり、指令値と実際の出力の間で、

$$\begin{aligned} P_{HP}^* - P_{HP} &= \frac{(T_{level2}-T_{level1})(T_{hpc}+T_{ig})s^2}{(1+T_{level1}s)\{1+(T_{level2}-T_{level1})s\}\{1+(T_{hpc}+T_{ig})s\}} P_w \end{aligned} \quad (5.11)$$

という成分が制御されないまま、電力系統に流れてしまう。これは、HP 給湯器の補償でできる風力発電機の周期成分が、

$$T_{level1} + (T_{hpc} + T_{ig}) \leq T \leq (T_{hpc} + T_{ig}) + T_{level2} \quad (5.12)$$

となってしまうので、

$$T_{level1} \leq T \leq T_{level1} + (T_{hpc} + T_{ig}) \quad (5.13)$$

の成分が補償されないということを意味する。本節では、この成分を補償するための、分散型出力仮想平滑化制御の改善策について論じる。

### 5.4.2 改善方法その 1—リードラグ・フィルタの挿入

HP 給湯器の内部の特性を補償するために、図 5.16 に示すような、

$$G_f = \frac{1+(T_{hpc}+T_{ig})s}{1+0.01s} \quad (5.14)$$

という伝達関数で表現できるリードラグ・フィルタを挿入する。このような操作を行うことで、(5.9) 式に示した  $P_{HP}^*$  は、

$$\begin{aligned} P_{HP}^* &= G_{HP} \times P_{HP} \times G_f \\ &= - \frac{(T_{level2}-T_{level1})s}{(1+T_{level1}s)\{1+(T_{level2}-T_{level1})s\}(1+0.01s)} P_w \end{aligned} \quad (5.15)$$

となる。このことから、HP 給湯器は、風力発電出力の内、

$$T_{level1} + 0.01 \leq T \leq 0.01 + T_{level2} \quad (5.16)$$

の周期成分を補償していることとなり、(5.12) 式に比較して、意図した範囲を制御できていると言える。

Figure 1 illustrates the control block diagram of the HPWH. The system starts with a 'Wind Output' input, which is processed by a block with the transfer function  $\frac{1}{1 + T_{level1}s}$ . The output of this block is summed (+) with a feedback signal to produce the 'BESS Reference'. This 'BESS Reference' is then fed into a block with the transfer function  $\frac{1}{1 + (T_{level2} - T_{level1})s}$ . The output of this block is summed (+) with a feedback signal (labeled '-') to produce the 'HPWH Reference'. The 'HPWH Reference' is then fed into a final block with the transfer function  $\frac{1 + (T_{hpc} + T_{ig})s}{1 + 0.01s}$ .

Fig.5.16 Improvement of Distributed Virtual Output Leveling Control (No.1)

分散型出力仮想平滑化制御は、(5.8)式に示される風力発電出力の周期成分を、HP 給湯器が補償するということが目的である。そこで、図 5.17 に示されるように、 $T_{level2}$  のローパスフィルタへの入力信号を、蓄電池、風力発電機の合成出力目標値から、風力発電出力に変更する。

$$P_{HP} = -\frac{(T_{level2}-T_{level1})s}{1+(T_{level2}-T_{level1})s}P_w \quad (5.17)$$
$$\begin{aligned} P_{HP}^* &= G_{HP} \times P_{HP} \\ &= - \frac{(T_{level2} - T_{level1})s}{\{1 + (T_{level2} - T_{level1})s\} \{1 + (T_{hpc} + T_{ia})s\}} P_w \end{aligned} \quad (5.18)$$
$$(T_{hpc} + T_{iq}) \leq T \leq T_{level2} \quad (5.19)$$
$$T_{level1} = T_{hpc} + T_{ig} \quad (5.20)$$
$$T_{hpc} = T_{level1} - T_{ig} \quad (5.21)$$



今,  $T_{hpc} < T_{level1}$  の場合を考えているので, この操作は, HP 給湯器の制御遅延を,  $T_{level1}$  程度に遅くするということを意味している。制御遅延を遅く設定するというのは, 具体的には計算周期を長くする, もしくは通信を遅らせるなどと言った方法であるので, 不可能な手法ではない。

この方法を改善方法その 2 と呼ぶことにする。

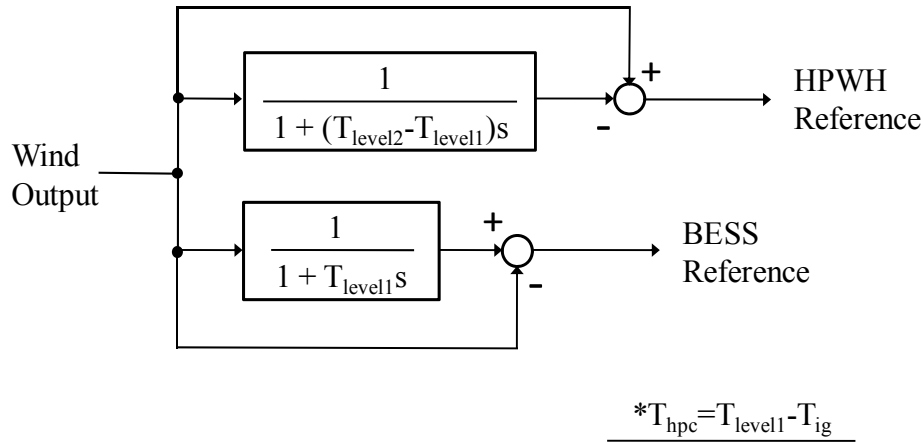


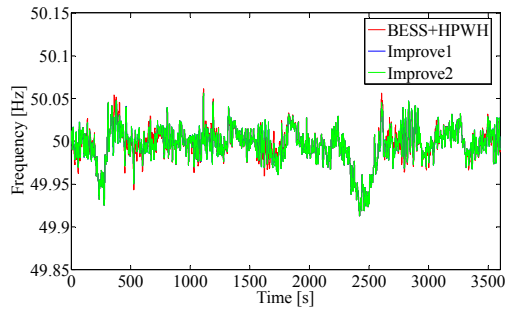
図 5.17 協調制御 B の改善手法 (その 2)

Fig.5.17 Improvement of Distributed Virtual Output Leveling Control (No.2)

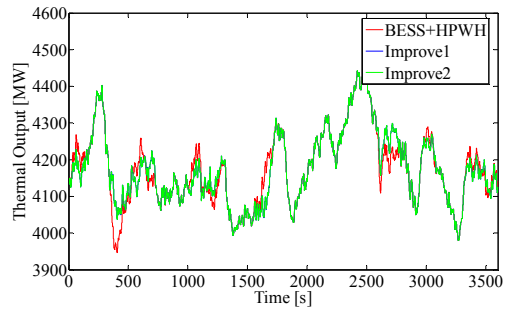
#### 5.4.4 シミュレーション結果

シミュレーションにより, 前節の分散型出力仮想平滑化制御と本節で提案した改善手法の比較を行う。5.3.2 同様,  $T_{level2}$  を 30 分と固定し,  $T_{level1}$  をパラメータとして変化させている。図 5.18, 図 5.19, 図 5.20, 図 5.21 はそれぞれ  $T_{level1}$  を 1 分, 5 分, 10 分, 20 分とした時の実データである。5.3.2 では蓄電池のみ (平滑化制御) と分散型出力仮想平滑化制御の比較を行っていたが, ここでは分散型出力仮想平滑化制御 (赤線) と改善手法その 1 (青線), 改善手法その 2 (緑線) の比較を行っている。この結果においても, 前ケースで蓄電池にはまったく同じ指令値を与えているので, 前ケースで蓄電池出力は同じとなっている。また, 改善手法 (その 1) と (その 2) の間では, 周波数, 火力機, HP 給湯器の出力も重なっている結果となった。

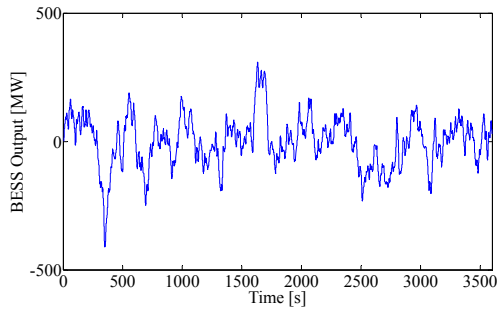
周波数 RMS 値と蓄電池容量の関係を図 5.22, 周波数最大偏差と蓄電池容量の関係を図 5.23 に示す。ここで得られた結果の詳細な検討は 5.5 節で行う。



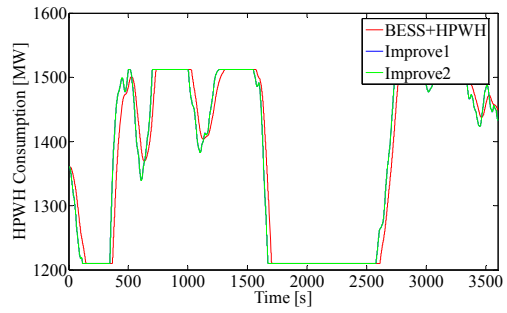
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

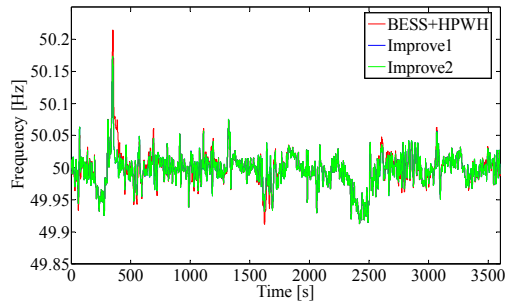


(a-iii) Battery Energy Storage System

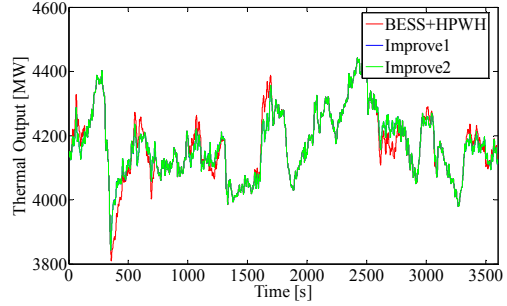


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

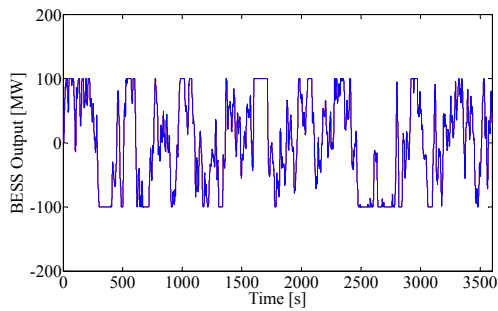
(a) BESS Capacity: No Limit



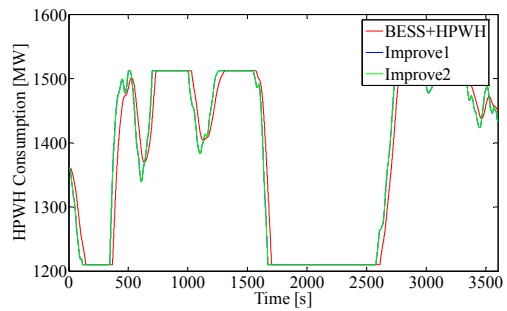
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System

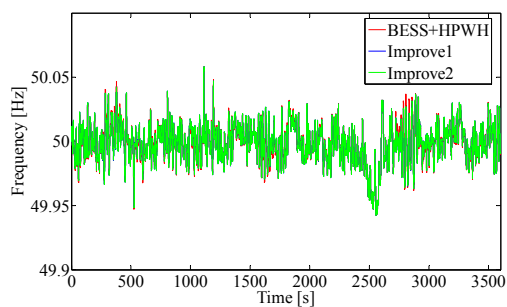


(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

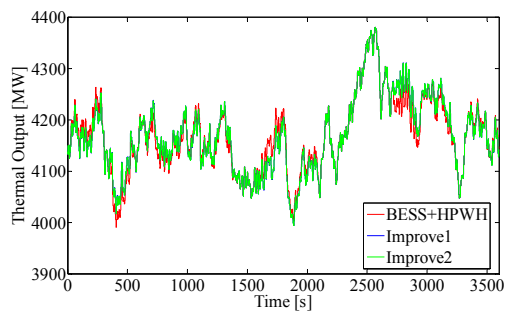
(b) BESS Capacity: 100MW

図 5.18 シミュレーション結果 ( $T_{level1}$  : 1 分)

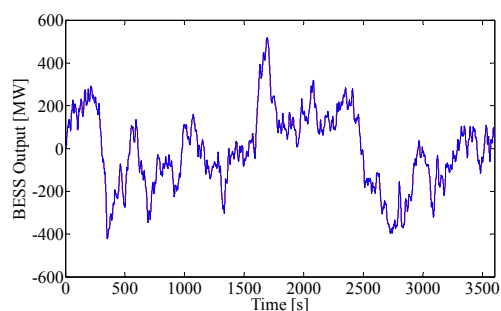
Fig.5.18 Simulation Result ( $T_{level1}$ : 1min)



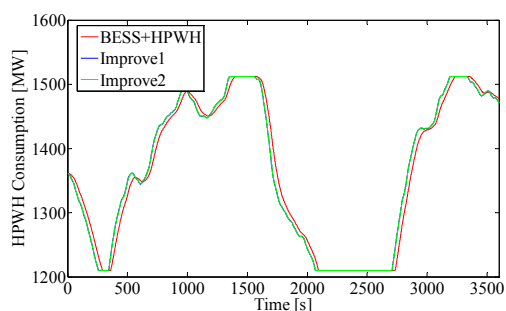
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

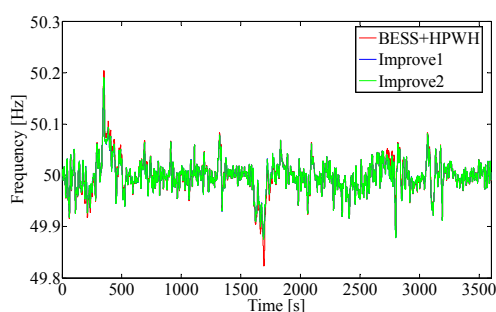


(a-iii) Battery Energy Storage System

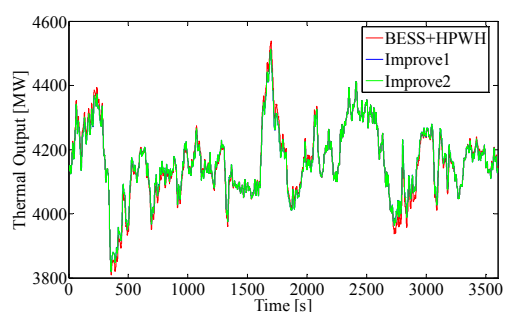


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

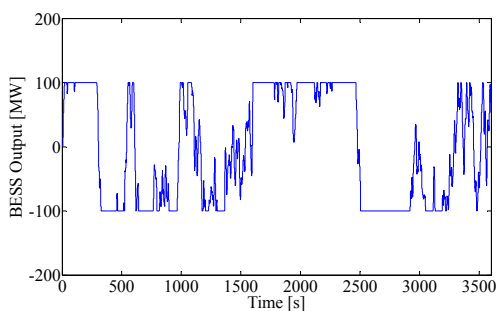
(a) BESS Capacity: No Limit



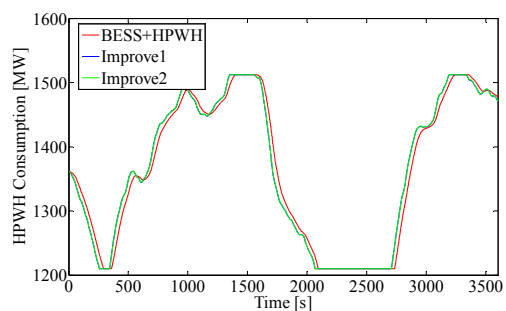
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System

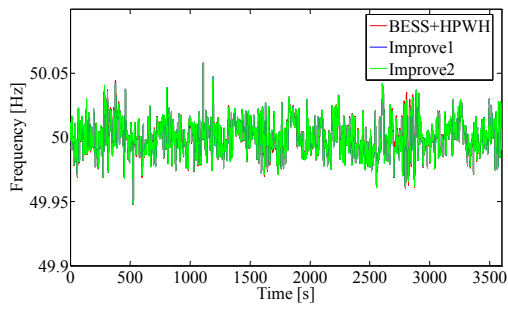


(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

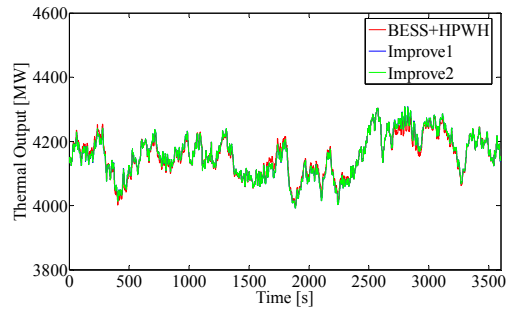
(b) BESS Capacity: 100MW

図 5.19 シミュレーション結果 ( $T_{level1}$  : 5 分)

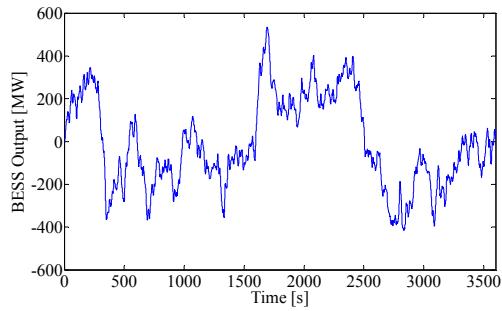
Fig.5.19 Simulation Result ( $T_{level1}$ : 5min)



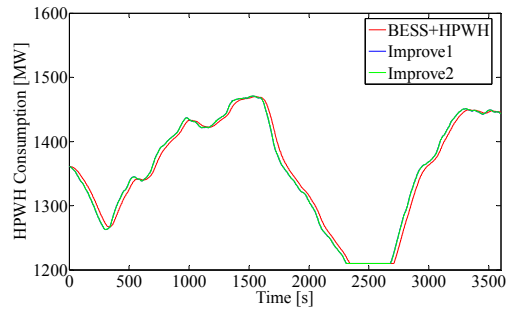
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

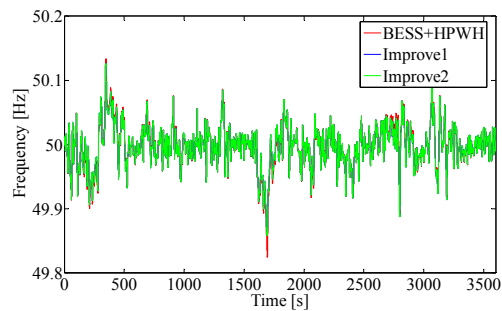


(a-iii) Battery Energy Storage System

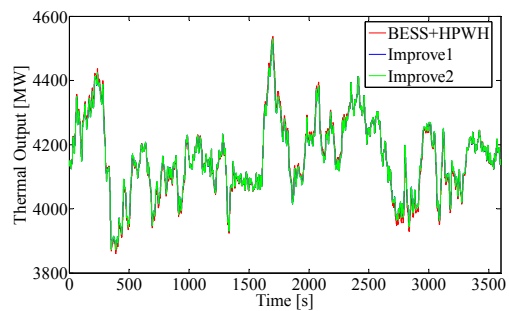


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

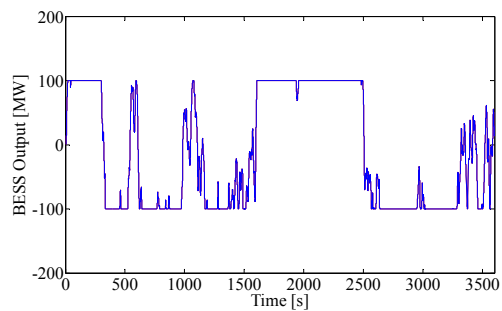
(a) BESS Capacity: No Limit



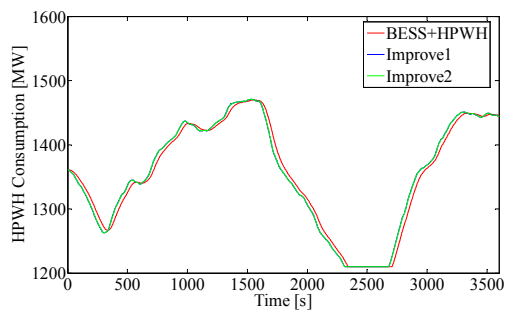
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System

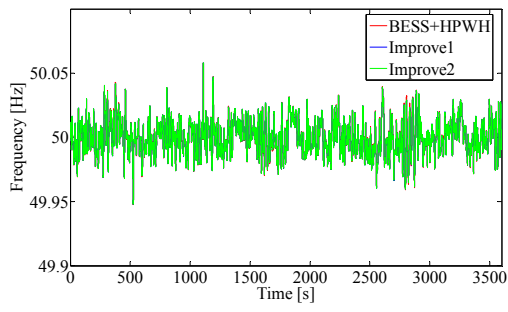


(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

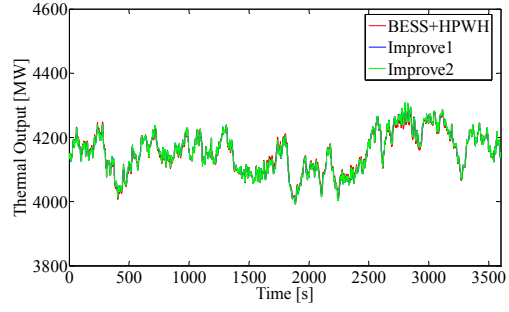
(b) BESS Capacity: 100MW

図 5.20 シミュレーション結果 ( $T_{level1}$  : 10 分)

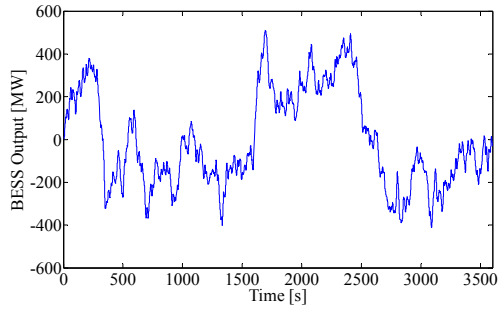
Fig.5.20 Simulation Result ( $T_{level1}$ : 10min)



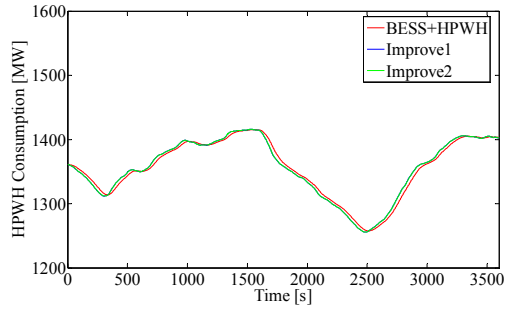
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

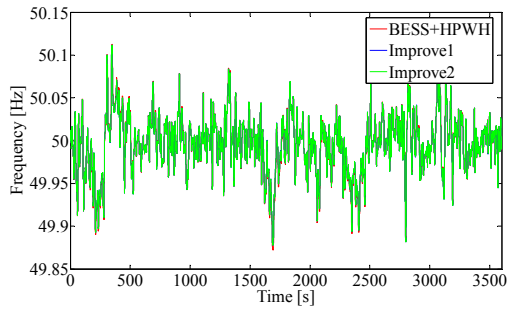


(a-iii) Battery Energy Storage System

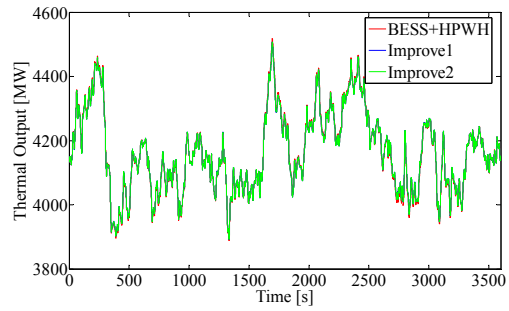


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

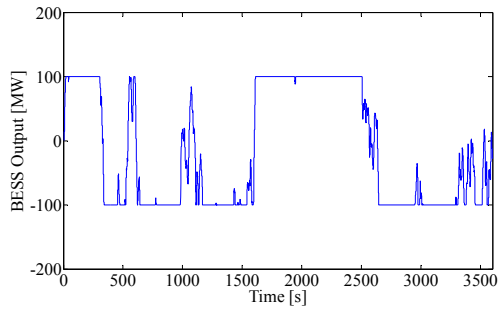
(a) BESS Capacity: No Limit



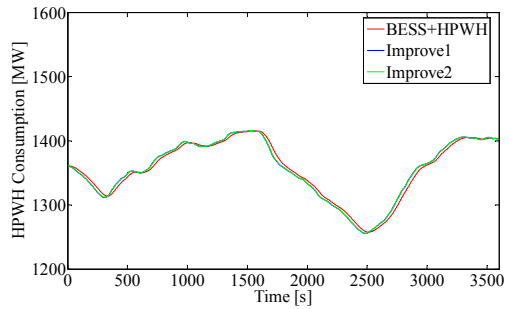
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System



(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

(b) BESS Capacity: 100MW

図 5.21 シミュレーション結果 ( $T_{level1}$  : 20 分)

Fig.5.21 Simulation Result ( $T_{level1}$ : 20min)

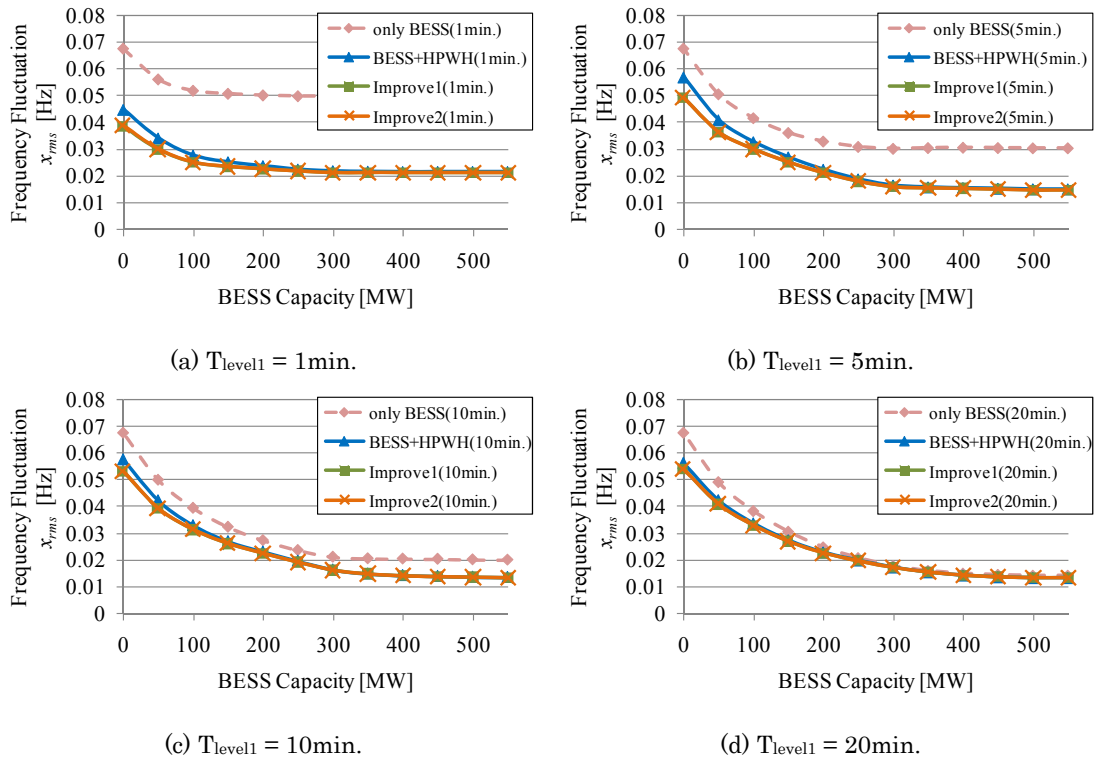


図 5.22 蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係

Fig.5.22 Relationship between Frequency RMS and BESS Capacity

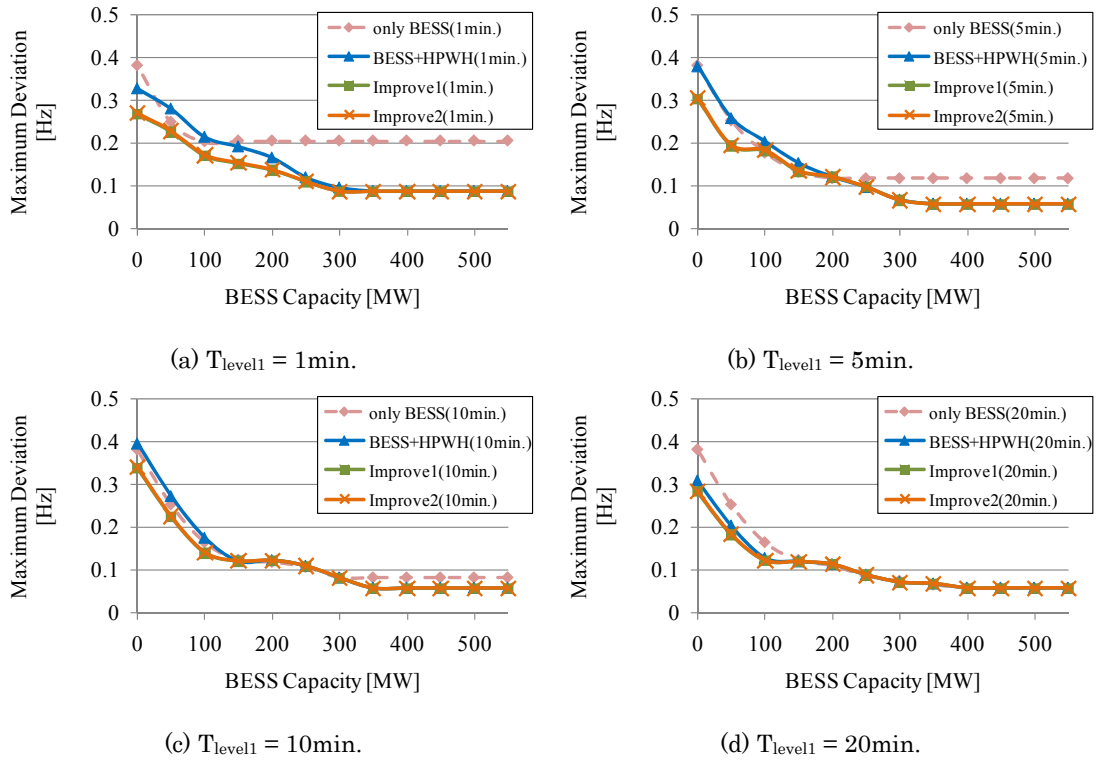


図 5.23 蓄電池容量と周波数最大偏差の関係

Fig.5.23 Relationship between Frequency Maximum Deviation and BESS Capacity

## 5.5 分散型出力仮想平滑化制御の検討, 考察

### 5.5.1 平滑化時定数と分散型出力仮想平滑化制御

まずは 5.3 節の結果の検討を行う。5.3 節では,  $T_{level1}$  をパラメータとして変化させている。図 5.13, 図 5.14 の結果において注目すべきは, 蓄電池容量が大きい範囲において, HP 給湯器の制御の導入によって, 周波数 RMS 値, 最大偏差ともに大きく抑制されるということである。これは, 4 章で見た集中型 LFC 分担協調制御では見られない現象である。

集中型 LFC 分担協調制御は, HP 給湯器が, 蓄電池が担っていた LFC 信号の一部を代替する, つまり蓄電池のカバーしていた制御領域の一部を, HP 給湯器の制御領域として置き換えるという制御手法であり, 蓄電池容量に制限がない時には, HP 給湯器の制御の導入によって必要な蓄電池容量が小さくなるだけで, 周波数変動がより抑制されるという現象はなかった。

分散型出力仮想平滑化制御では, 蓄電池容量が担っている制御領域は(5.4)式で表され, 一方 HP 給湯器の担う制御領域は(5.8)式で表される。つまり, 本来蓄電池が担っていた制御領域の他の範囲で HP 給湯器を制御することを考えているために, その分だけ周波数変動が抑制されると考えられる。これは, 分散型出力仮想平滑化制御の一つの大きな特徴である。

さらに, 図 5.13, 図 5.14 では, 異なる  $T_{level1}$  (1[min], 5[min], 10[min], 20[min]) の結果を示しているが, 表 5.1 の蓄電池が十分量導入された場合の周波数 RMS 値, 最大偏差の値からわかるように, これらの周波数変動指標は  $T_{level1}$  によって異なる。一般に,  $T_{level1}$  が長くなるほど, 周波数変動は抑制されるということがわかる。その理由として, 蓄電池, HP 給湯器の合成出力によって, 風力発電出力は時定数  $T_{level2}$  (ここでは 30[min]) で平滑化したような出力のようになる。一方, HP 給湯器の制御範囲は(5.8)式で表わされる。即ち,  $T_{level1}$  を大きくしていくと, HP 給湯器の制御するべき範囲がだんだんと小さくなり, そのために HP 給湯器の容量制約に引っ掛かりにくくなる。従って,  $T_{level1}$  が大きければ大きいほど, HP 給湯器は担うべき入力信号をカバーできるようになり, このために全体としての制御性能が向上していると考えられる。

表 5.1 蓄電池が十分量導入された場合の周波数 RMS 値, 最大偏差

Table.5.1 Frequency RMS and Maximum Deviation (BESS Capacity: No Limit)

Tlevel1 [min]	Frequency RMS [Hz]	Frequency Maximum
		Deviation [Hz]
1	0.0216	0.0872
5	0.0151	0.0581
10	0.0135	0.0577
20	0.0134	0.0575

また、上記に述べたことは、 $T_{level1}$  が大きいほど、蓄電池への依存度が高いということを示唆する。即ち、蓄電池の容量制約によって、蓄電池が、担うべき制御領域がカバーできなかった場合、 $T_{level1}$  が大きいほど、制御性能がより落ちやすいということである。現に、図 5.13, 図 5.14 から、蓄電池容量が小さい範囲で、 $T_{level1}$  が大きいほど、蓄電池容量を同量減らした時の周波数変動の上昇は大きくなるということが見て取れる。

### 5.5.2 改善手法の効果

5.4 節では、5.3 に示した分散型出力仮想平滑化制御と、2 つ改善方法の比較を行っている。図 5.8 の分散型出力仮想平滑化制御では、風力発電出力の(5.13)式に示される変動成分が、制御されずに電力系統に流れ出してしまうために、意図したような HP 給湯器への配分が行われていないということを述べた。そして、このことへの対策として示したのが 2 つの改善方法である。

改善の効果は蓄電池容量の小さい範囲で顕著に現れてくる。図 5.22 と図 5.23 を見ると、蓄電池容量が大きい範囲では改善前後で、さほど違い小さいが見られない。しかし蓄電池容量が小さい範囲で、改善手法の方が、周波数 RMS 値、周波数最大変動の抑制効果が高いことがわかる。そして、この効果は、特に  $T_{level1}$  が短いほど効果が高いということも図 5.22 と図 5.23 から言える。

また、図 5.18～図 5.21 のシミュレーション結果では、改善方法その 1 とその 2 の出力はほぼ重なってしまっている。つまり、両者は同等の制御の意味を持つことがわかる。これは、両者とも、HP 給湯器の諸制約を打ち消すように信号を配分し、風力発電出力の(5.8)式に示されるような周期成分を、遅れなく補償することのできる制御であることを意味している。

さて、改善方法その 1 とその 2 では、どちらの方が有用な制御であると言えるのだろうか。それは改善方法その 2 であると考えられる。なぜなら、改善方法その 1 は時定数の大きく異なるリードラグ・フィルタを用いて位相補償を行うものであったため、安定性を論じる必要がある。しかし、改善方法その 2 ではその必要性がない。従って、これ以降、改善方法その 2 を以て、「分散型出力仮想平滑化制御」とする。

### 5.5.3 協調制御手法の問題点—LFC との協調

本章で示した分散型出力仮想平滑化制御は、蓄電池と HP 給湯器の協調を図ったものであるが、ここで注意しなくてはならないのは、LFC との協調を図っていないことである。一方、4 章で示した集中型 LFC 分担協調制御は、3 つのシステムの協調を図ったシステムである。

このことは、蓄電池容量が少ない場合、つまり、LFC と HP 給湯器が電力系統における周波数制御の主な担い手となった時に、分散型出力仮想平滑化制御の制御性能が格段に悪くなるということに現れる。図 5.24, 図 5.25 は、集中型 LFC 分担協調制御と分散型出力



仮想平滑化制御（改善手法その２）の周波数 RMS 値，周波数最大偏差を比較したものである。なお，凡例中の「Coordinated Control A」は集中型 LFC 分担協調制御を指し，「Coordinated Control B」は分散型出力仮想平滑化制御を指す。これらの図からわかるように，蓄電池容量が大きい範囲では分散型出力仮想平滑化制御は，集中型 LFC 分担協調制御に比べ，非常に制御性能がよいことがわかる。しかし，蓄電池が小さくなるにつれ，両者の制御性能の差は，段々と小さくなってしまう。つまり，蓄電池容量が小さい範囲で，蓄電池容量に対する周波数変動の悪化の感度が高いのは，分散型出力仮想平滑化制御となる。

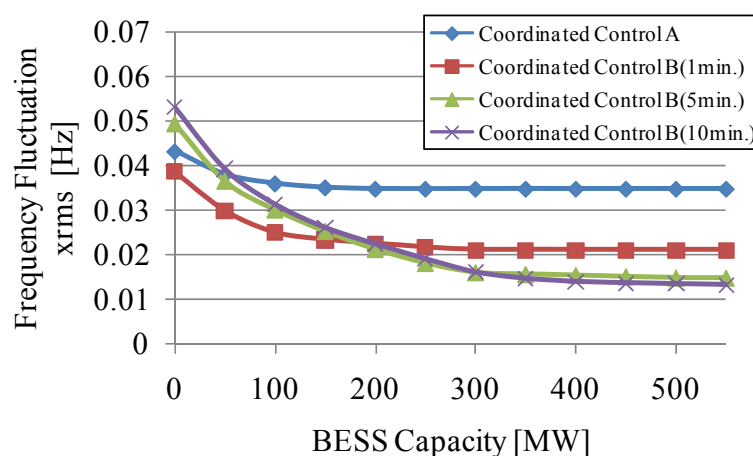


図 5.24 集中型 LFC 分担協調制御と本制御の比較（周波数 RMS 値）

Fig.5.24 Comparison of Coordinated Control (Frequency RMS)

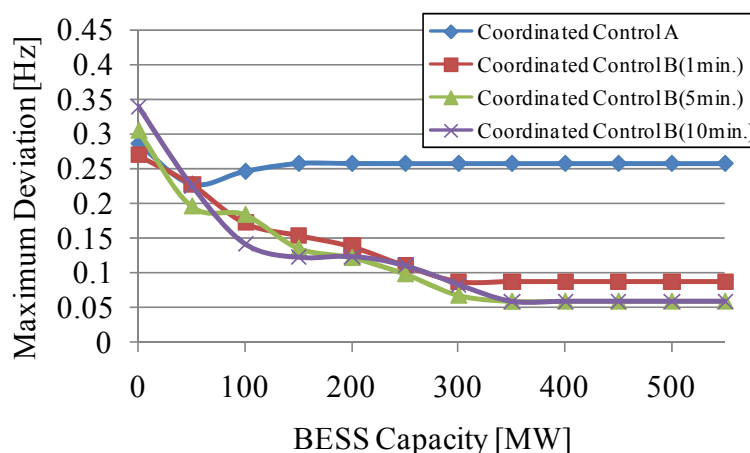


図 5.25 集中型 LFC 分担協調制御と本制御の比較（周波数最大偏差）

Fig.5.25 Comparison of Coordinated Control (Frequency Maximum Deviation)

## 第6章 改良集中型 LFC 分担協調制御

本章では、第4章、第5章で示した各制御の長所を利用した新しい集中統合制御の確立を試みる。即ち、各システムの容量、応答性を考慮し、LFC信号を配分するという手法である。まずは、蓄電池とLFCの協調制御手法について考察し、次に、蓄電池、LFC発電機、HP給湯器の3つのシステムの協調について考える。シミュレーションを実施し、以上のコンセプトの下で確立された制御系の検証を行い、更に現在までに示してきた他の制御系との比較を行う。

### 6.1 制御のコンセプト

#### 6.1.1 集中統合制御

5章で示した分散型出力仮想平滑化制御は、図5.7に示されるように、広義の「分散制御」であると述べた。これに対し、4章で示した集中型LFC分担協調制御は、中央給電指令所で作成されるLFC信号を基に、電力系統内に複数存在する蓄電池、HP給湯器への指令値を作成している。このような制御の体系を「集中統合制御」と呼ぶ。集中統合制御の概念図を図6.1に示す。集中統合制御では、システム内の状況を把握し、制御対象への指令値を作成、配分する指揮者が存在する。ここでは中央給電指令所がその役割を果たす。

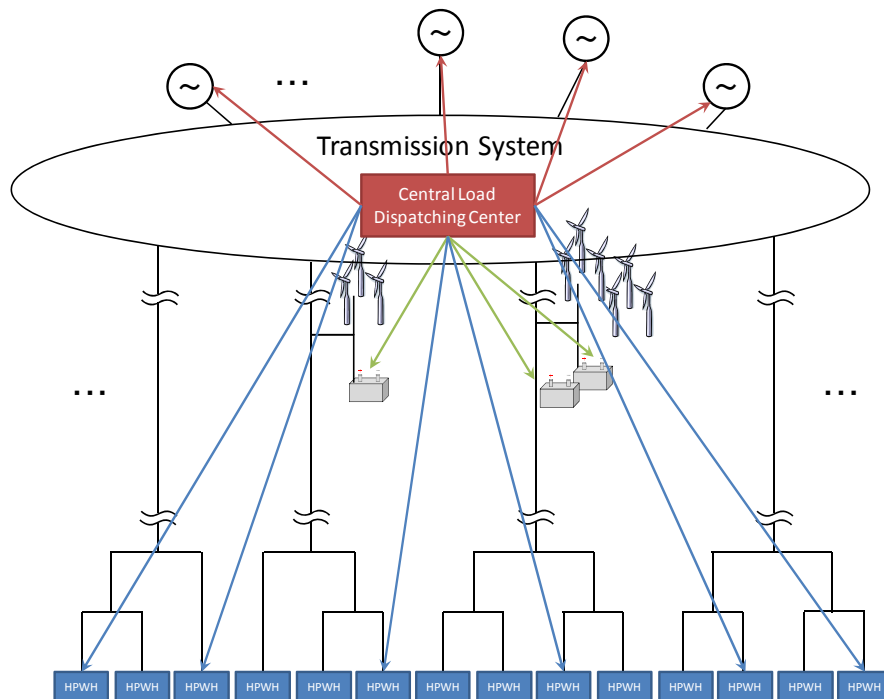


図 6.1 集中統合制御の概念図

Fig.6.1 Conceptual Image of Center Aggregated Control

### 6.1.2 本章で示す制御系の指針

4 章, 5 章で見てきた集中型 LFC 分担協調制御, 分散型出力仮想平滑化制御には, それぞれメリットとデメリットがあった。以下にそれをまとめると,

#### ・集中型 LFC 分担協調制御

メリット : 火力機, HP 給湯器の制御の棲み分けができていたために, 蓄電池容量に対する周波数変動の感度が低い。つまり, 蓄電池容量を小さくしても, さほど周波数変動が上がらない。また, 各システムの容量を考慮して, 信号を配分している。

デメリット : 各機器の応答性を考慮していないために, 急峻な変動に追従できない。

#### ・分散型出力仮想平滑化制御

メリット : 各機器の応答性に着目した制御系なので, 急峻な変動に追従できる。つまり, 急峻な変動が起こった際でも, 周波数の最大偏差を抑制することが可能である。

デメリット : 火力機, HP 給湯器の制御の棲み分けができていない。信号作成時に各システムの容量を考慮していない

ここでは, 以上の集中型 LFC 分担協調制御, 分散型出力仮想平滑化制御の両方のメリットを取り込んだ制御系を考える。それは, LFC 発電機, 蓄電池, HP 給湯器の制御の棲み分けを行うために, LFC 信号を各機器に配分する集中統合制御であり, さらに各機器の容量の他に, 応答性を考慮し, 配分則を作成する制御系である。

## 6.2 蓄電池制御手法

### 6.2.1 蓄電池制御手法

図 6.2 に電力系統内の LFC 信号のパワースペクトルを示す。左の図が大容量の風力発電導入前, 右が導入後である。導入前において, 負荷変動は, その周期成分によって, GF, LFC, ELD に分担されると 2 章で述べた。ここで, LFC に分担された量 (LFC 信号を指す) の内, LFC 発電機の応答が追いつかないような成分 (左図の Uncontrollable と書かれた部分) が存在すると考えられる。一方, 大容量風力発電の導入によって, パワースペクトルは図 6.2 の右図のように変化する。そうすると, LFC 発電機によって対応しきれない量は図中の Uncontrollable と書かれた部分の様に, 以下の 2 つの領域になる。

- i). LFC の容量オーバーとなり, 対応できなかった領域
- ii). LFC 発電機の応動遅れのために対応できなかった領域

先行研究[14]で提案された，図 4.5 の LFC 分担制御では，蓄電池によって，i)に該当する変動を補償するというものであった。しかし，ここで注意しなくてはならないのは，風力発電の大容量導入によって，ii)に該当する変動も大きくなるということである。蓄電池の速い応答速度を考慮すると，この領域においても蓄電池による補償を行った方が，制御パフォーマンスが向上すると考えられる。

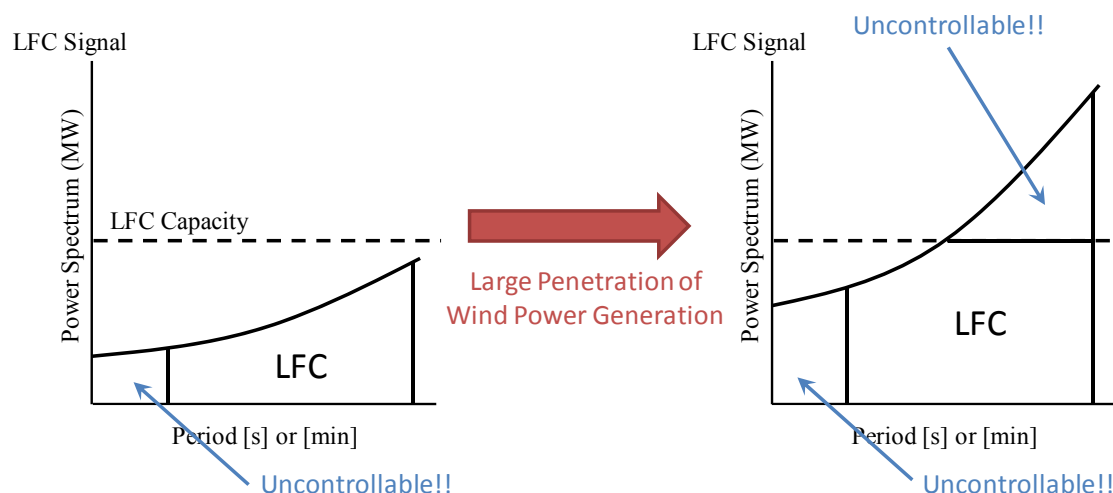


図 6.2 風力発電大容量導入による合成外乱変動の増加

Fig.6.2 Increase of Total Fluctuation because of a Large Penetration of Wind Power Generation

本章で提案する蓄電池の制御手法は，図 6.2 の右図の「Uncontrollable」と示された領域の変動を補償するというものである。即ち，LFC 発電機の容量，応答性の制約で対応しきれなかった部分を蓄電池で補償するという考え方の下，蓄電池への指令値を作成する。この領域で蓄電池を動作させることで，図 4.5 の LFC 分担制御に比べ，よい制御パフォーマンスが得られると期待できる。

また，平滑化制御との関係についても触れておく。平滑化制御は LFC 発電機との協調を図っていないために，制御が蓄電池と LFC との間でバッティングする恐れがあった。それでも，先に示したシミュレーションから，図 4.5 の LFC 分担制御と比較し，よいパフォーマンス得られるような場合も存在することがわかっている。これは蓄電池の高速の応答特性をふんだんに活用していたからである。

本章で提案する制御手法は，LFC 発電機で対応しきれない速い周期成分にも対応することを目的とするために，平滑化制御の最大メリットである高速な応答特性も含む制御系であることであると言える。

では，どのように信号を蓄電池に配分すれば，以上の記述を満たすような制御手法を実

現できるのか。本章で提案する蓄電池制御手法の概念図を図 6.3 に示す。ここでは、LFC 発電機の応動遅れのために補償できなかった変動を「BESS1」、LFC の容量オーバーにより、LFC 発電機で補償することのできない変動を「BESS2」としている。このように蓄電池によって補償させたい領域を成分として分け、これらの合計を指令値として蓄電池に入力することを考える。

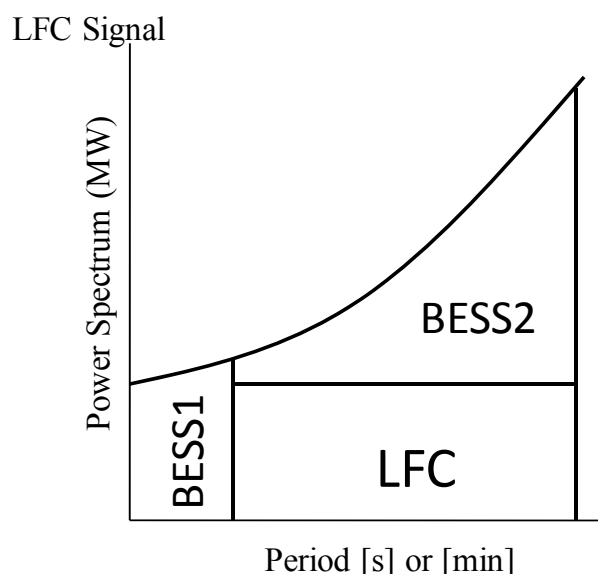


図 6.3 蓄電池改良 LFC 分担制御手法の概念図

Fig.6.3 Conceptual Image of Improved LFC Dispatching Control Method of BESS

図 6.4 に、本章で提案する蓄電池制御手法を示す。但し、図 6.4 中の「PI Controller」は、図 6.5 に示すような自動整合 PI 制御である。

LFC 発電機に送られる指令は既存の LFC システムと同様であり、図 3.5 のままである。この指令の内、時定数  $T_5=9[s]$  のハイパスフィルタを介することで LFC 発電機の応答が間に合わない成分 ( $T_5=9[s]$  以下の周期成分) を抽出するこれを BESS1 成分とする。

また、LFC 発電機の AR の計算周期は 10 秒の一次遅れで模擬しているが、これと同時に、自動整合 PI 制御の飽和特性を LFC 発電機と蓄電池として、リアルタイムで AR を計算することで、別の LFC 信号を作成しておく。これが図 6.4 中の下段のブロックである。そして、ここで計算された LFC 信号から、LFC 発電機に入力された LFC 信号を引く。これを BESS2 成分とする。

以上の BESS1 と BESS2 を足し合わせることで、蓄電池の指令とする。

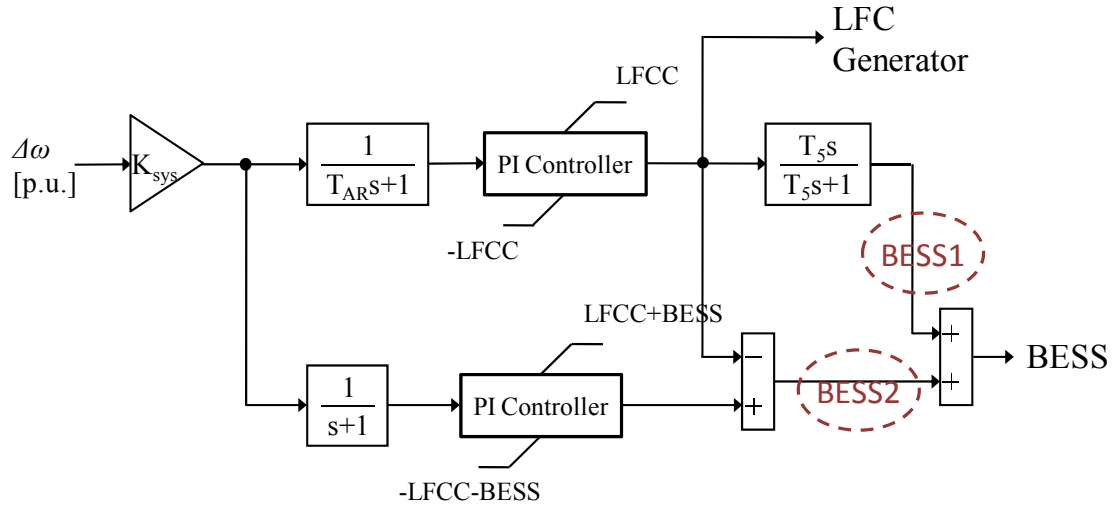
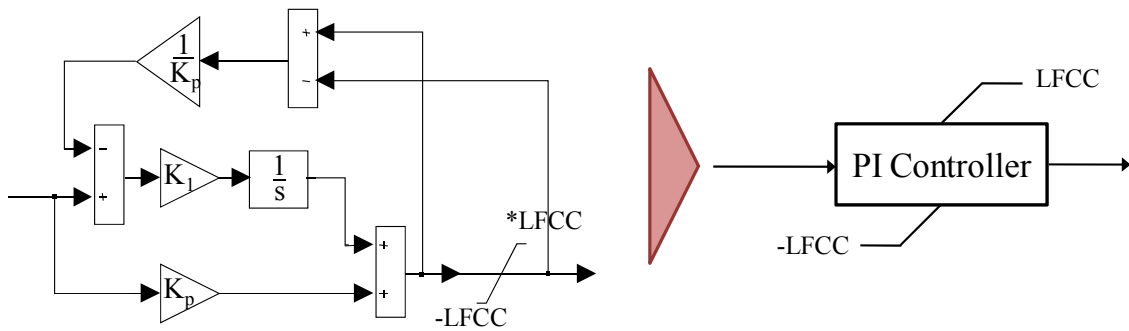


図 6.4 蓄電池の改良 LFC 分担制御手法

Fig.6.4 Improved LFC Dispatching Control Method of BESS



\*LFCC : LFC Capacity

図 6.5 LFC システムモデルにおける自動整合 PI 制御の略記

Fig.6.5 Simple Expression of Automatic PI Controller in LFC System Model

### 6.2.2 シミュレーション結果

以上に述べた蓄電池制御手法を施した時のシミュレーション結果を図 6.6 に示す。この結果は、蓄電池容量の制限がないとした場合の結果である。まず、図 6.6(a)の周波数は、最大偏差に関して、4 章で示した LFC 分担方式に比べて大幅に小さくなっていることがわかる。これは、図 6.5 に示した制御系が、蓄電池の高速な応答特性を十分に活かしているからである。また図 6.6(c)が蓄電池出力である。これは明らかに平滑化制御のものに比べて変動幅が小さい。なお、LFC 信号の蓄電池、LFC 発電機への分担は図 6.7 のようになっている。図 6.7(c), (d)はそれぞれ、図 6.5 中の BESS1, BESS2 成分のものである。

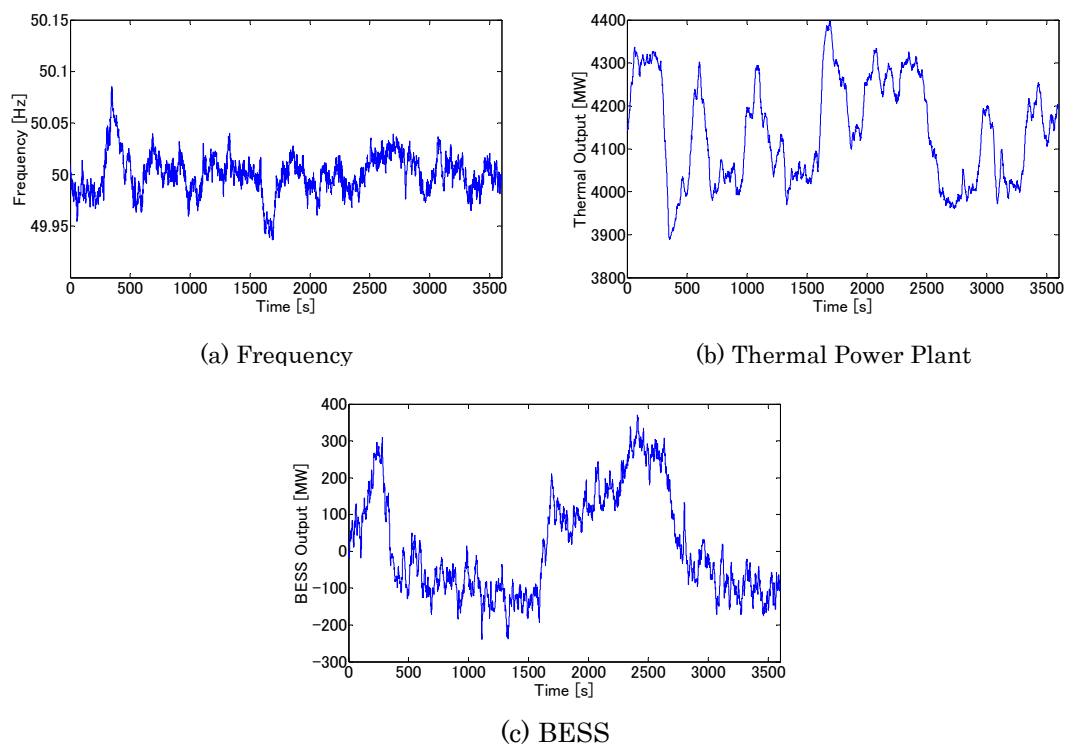


図 6.6 シミュレーション結果（改良 LFC 分担制御）

Fig. 6.6 Simulation Result

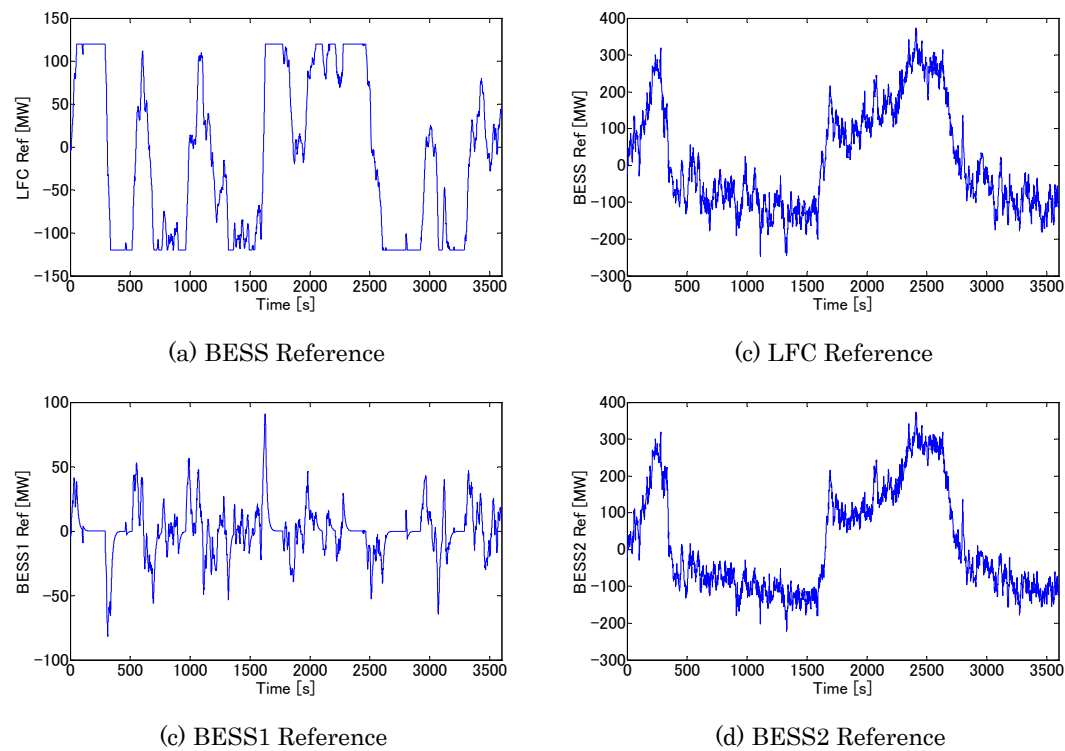


図 6.7 各システムへの指令値

Fig.6.7 Reference of Each System

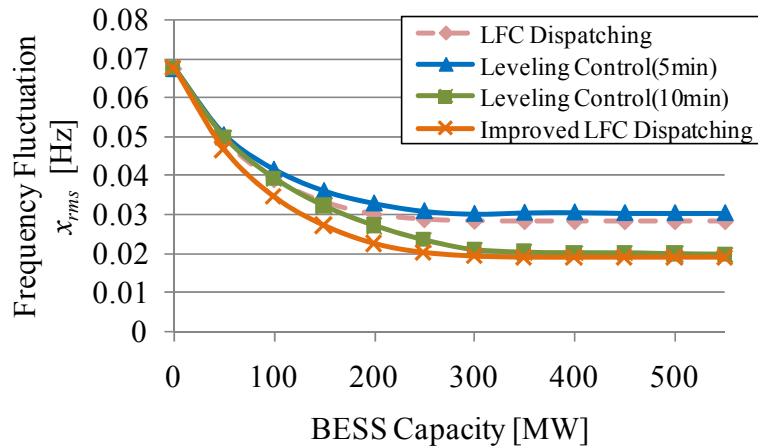


図 6.8 蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係  
(蓄電池制御手法の比較)

Fig.6.8 Relationship between Frequency RMS and BESS Capacity

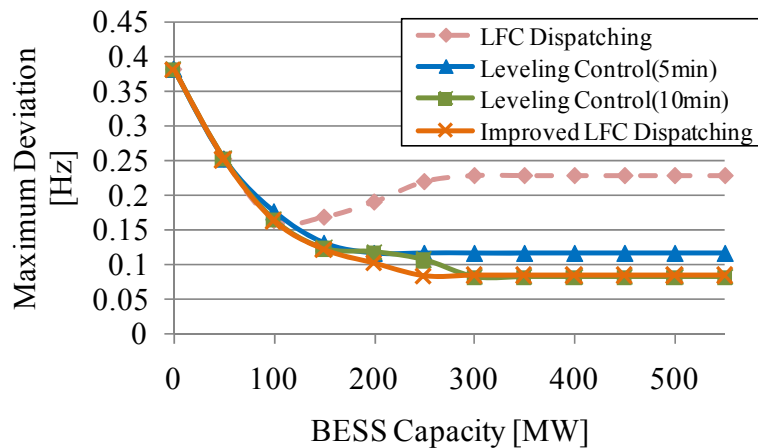


図 6.9 蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係  
(蓄電池制御手法の比較)

Fig.6.9 Relationship between Frequency RMS and BESS Capacity

更に、今までの蓄電池の制御手法 (LFC 分担制御, 平滑化制御) との比較を行うために、蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係を図 6.8 に、蓄電池容量と周波数最大偏差の関係を図 6.9 に示す。平滑化制御は平滑化時定数を 5 分, 10 分としたときの結果を示している。まず図 6.8 の周波数 RMS では、改良型 LFC 分担制御の曲線が、他の制御手法よりも下に来ていることがわかる。これは、同制御が周波数の仕上がりにおいて、他の制御系よりも優れていることを意味する。蓄電池容量が十分量であるとした場合、改良型 LFC 分担制御の周波数 RMS 値は 0.019[Hz]であり、LFC 分担制御は 0.028[Hz], 平滑化制御 (5 分) は



0.03[Hz]である。ここから言えることは、改良型 LFC 分担制御は、これらの制御に比べて、蓄電池導入による周波数改善能力が高いということが言える。また、平滑化制御（10 分）は、0.02[Hz]である。これは改良型 LFC 分担制御とほぼ同等の効果を示すが、これらの違いは蓄電池容量が少ない時に現れる。つまり、改良型 LFC 分担制御の曲線は蓄電池容量が少ないところで他の曲線よりも、下に膨らんでいる。ここから言えることは、少ない蓄電池容量で制御性能が一番高いのは LFC 分担制御であるということである。以上のことは、図 6.9 の周波数の最大偏差からも言える。

以上の結果から、改良型 LFC 制御手法は、今までの蓄電池の制御手法に比べて高い制御パフォーマンスを有していると結論付けられる。

### 6.3 改良集中型 LFC 分担協調制御

#### 6.3.1 改良集中型 LFC 分担協調制御

本節では、6.2 節で示した蓄電池の改良が他 LFC 制御の応用として、HP 給湯器の制御手法について考える。HP 給湯器の応答性は、制御遅延が 30[s]であることから、LFC 発電機、蓄電池に比べ、遅いと言える。そこで、まずは一番応動遅延が大きい HP 給湯器に補償させ、その外で LFC 発電機、さらにその外で蓄電池という順番で補償していくことを考える。

本章で提案する LFC 発電機、蓄電池、HP 給湯器の協調制御の概念図を図 6.10 に、制御のブロック図を図 6.11 示す。LFC 信号に対して、まずはベース分を HP 給湯器に配分する。HP 給湯器の制御可能量はある一定の容量を持ち（150MW としている）、また応動遅れが制御遅延 30[s]と誘導機遅れの 1[s]が存在するため、容量オーバー、または応答速度

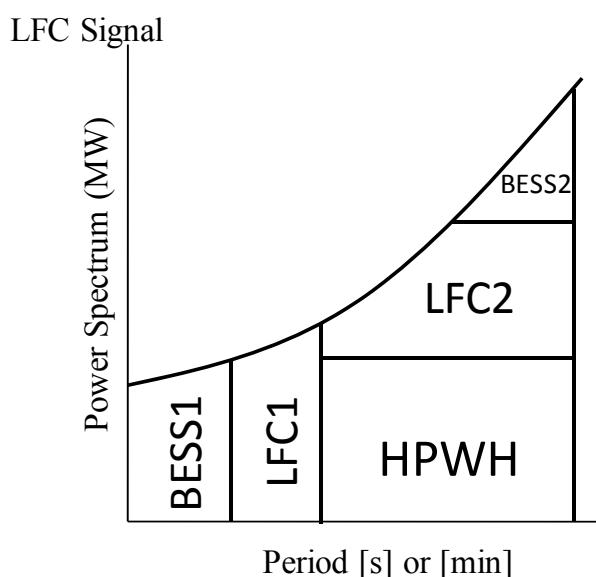


図 6.10 改良集中型 LFC 分担協調制御の概念図

Fig.6.10 Conceptual Image of Improved LFC Dispatching Coordinated Control Method

がみつからないという 2 つの要因によって、LFC 信号の全てに追従できない。そこで、その部分をまずは LFC 発電機が補償する。更に LFC 発電機でも補償出来ないような早い成分と、LFC 発電機の容量オーバーとなった分を蓄電池が補償するという考え方である。

このように、HP 給湯器を図 6.3 に示す蓄電池制御手法に参加させることで、蓄電池の負担が小さくなる。具体的には、図 6.10 に示す BESS2 の成分が小さくなる。

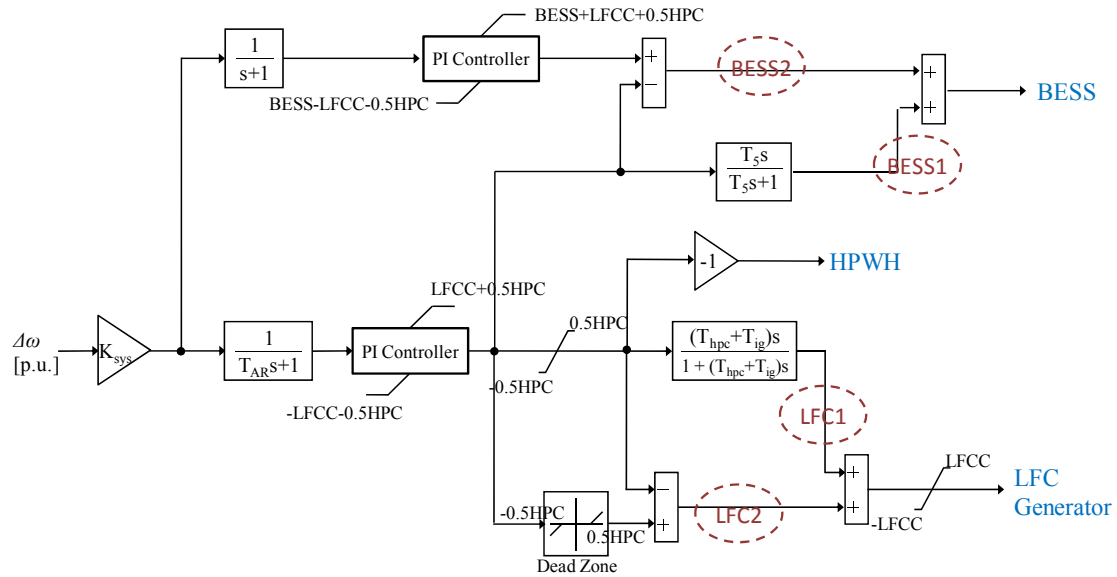


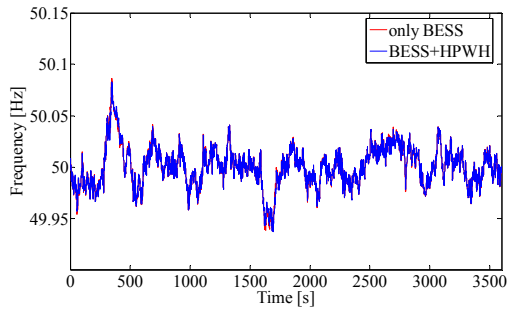
図 6.11 改良集中型 LFC 分担協調制御の制御系

Fig.6.11 Control Diagram of Improved LFC Dispatching Coordinated Control Method

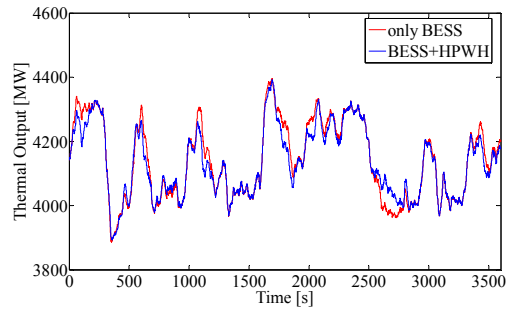
### 6.3.2 シミュレーション結果

改良集中型 LFC 分担協調制御のシミュレーション結果を図 6.12 に、また LFC 信号の各システムへの配分の様子を図 6.13 に示す。各図とも、赤線が蓄電池と LFC 発電機の協調制御（図 6.4 の改良型 LFC 分担制御）、青線が蓄電池、LFC 発電機、HP 給湯器の協調制御（図 6.11 の改良集中型 LFC 分担協調制御）の結果である。図 6.12(a-iii)は、蓄電池が十分量導入されたとした時の蓄電池出力であるが、明らかに HP 給湯器の制御を加えることで、蓄電池出力が小さくなっていることがわかる。また、図 6.12(a-i)はこの時の周波数であるが、HP 給湯器の制御がある場合、ない場合であまり変化は見られない。これは 4 章で述べた理由と同様である。

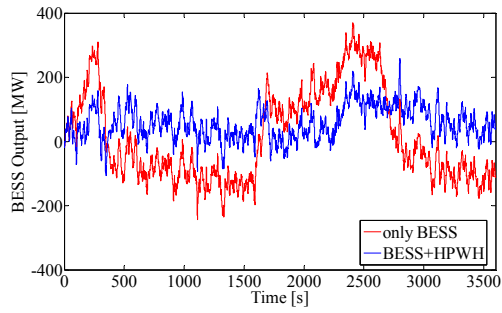
制御手法のシミュレーション結果を定量的に評価するために、蓄電池の容量と周波数の RMS 値、並びに最大偏差の関係をプロットした。その結果を、RMS 値を図 6.14 に、最大偏差を図 6.15 に示す。これらの結果から、改良集中型 LFC 分担協調制御によって、周波数変動が大きく抑制されていることがわかる。



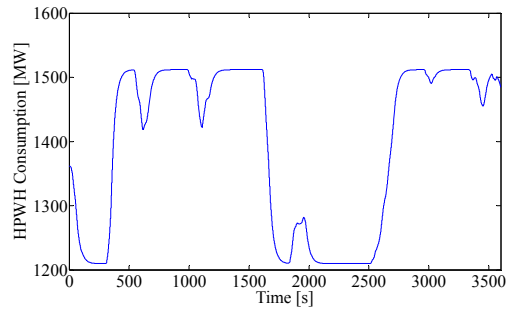
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

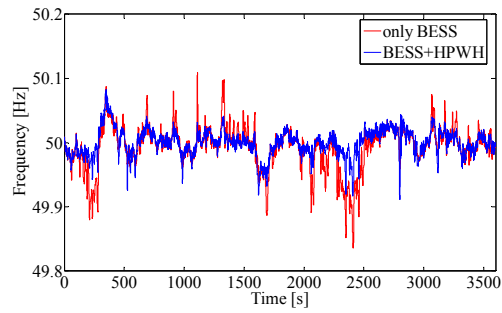


(a-iii) Battery Energy Storage System

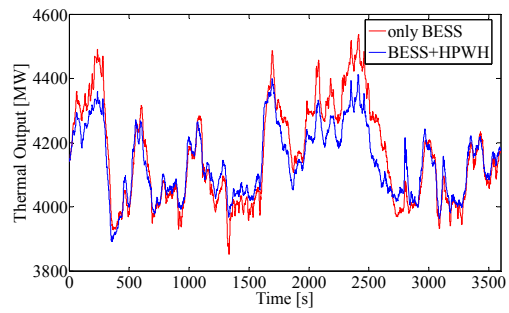


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

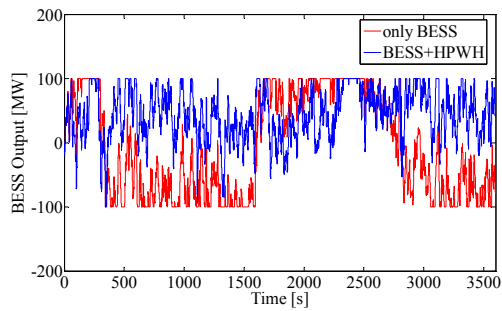
(a) BESS Capacity: No Limit



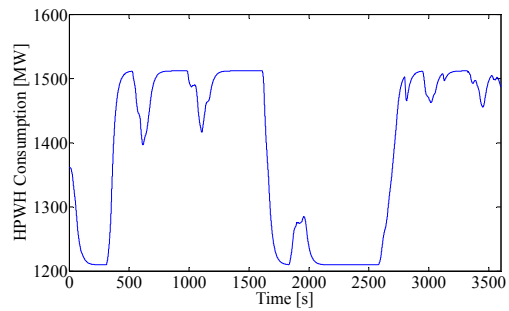
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System

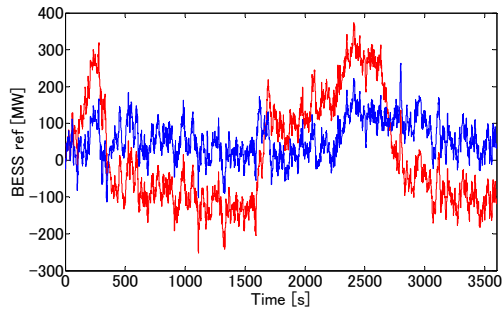


(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

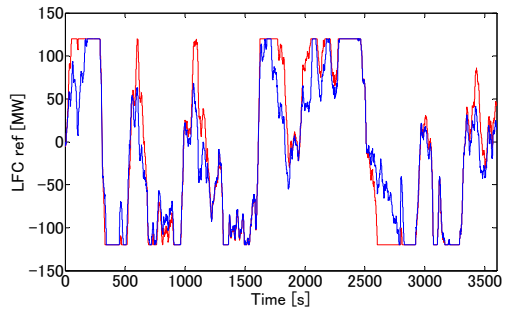
(b) BESS Capacity: 100MW

図 6.12 シミュレーション結果 (改良集中型 LFC 分担協調制御)

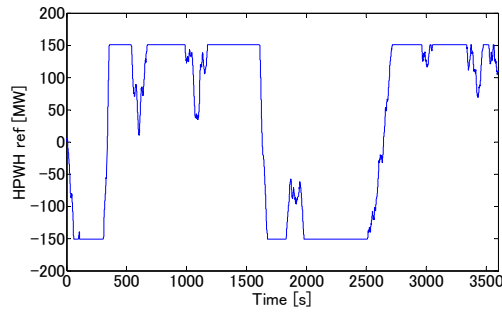
Fig. 6.12 Simulation Result



(a-i) BESS Reference

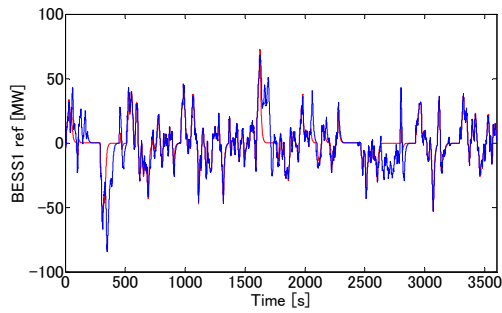


(a-ii) LFC Reference

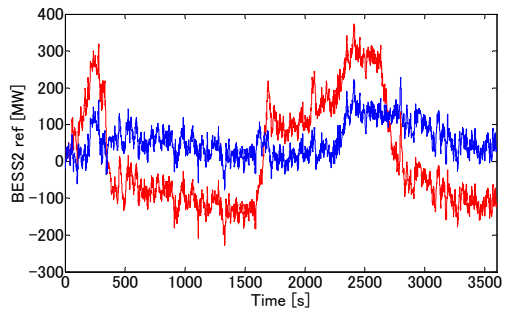


(a-iii) HPWH Reference

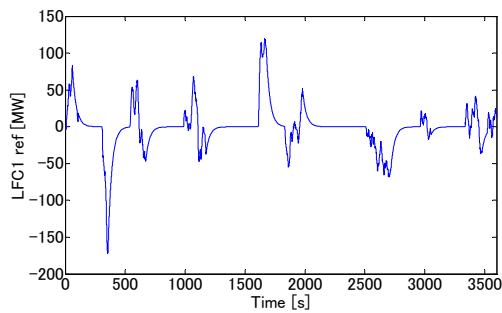
(a) Reference of Each System



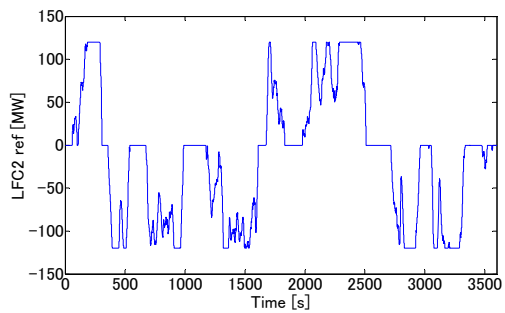
(b-i) BESS1 Reference



(b-ii) BESS2 Reference



(b-iii) LFC1 Reference



(b-iv) LFC2 Reference

(b) Reference of Each Component

図 6.13 各システムへの指令値

Fig.6.13 Reference of Each System

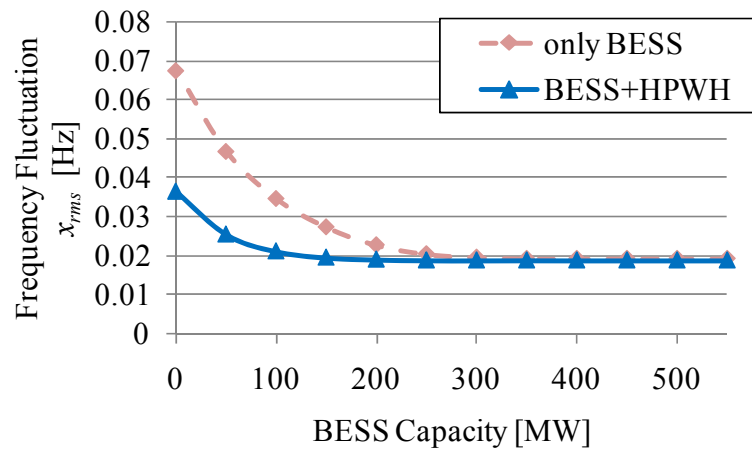


図 6.14 蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係  
(改良集中型 LFC 分担協調制御)

Fig.6.14 Relationship between Frequency RMS and BESS Capacity

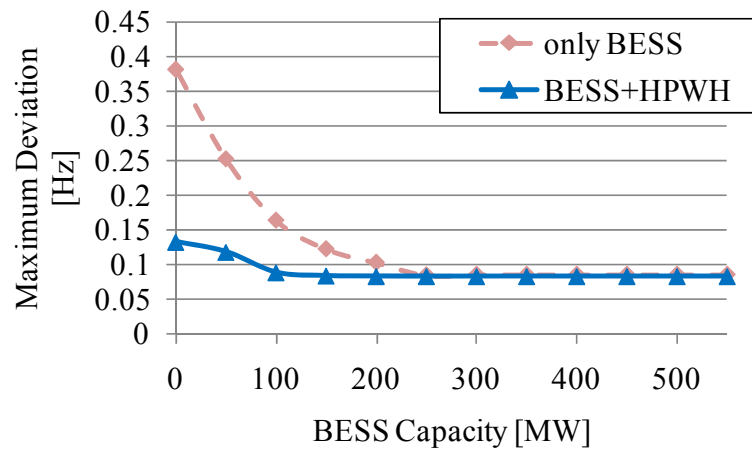


図 6.15 蓄電池容量と周波数最大偏差の関係  
(改良集中型 LFC 分担協調制御)

Fig.6.15 Relationship between Frequency Maximum Deviation and BESS Capacity

## 6.4 本論文で提案した制御手法の比較, 検討

本節では, 6.3 節で示した改良集中型 LFC 分担協調制御の考察, 並びに 4 章で示した集中型 LFC 分担協調制御, 5 章で示した分散型出力仮想平滑化制御との比較, 検討を行う。

### 6.4.1 制御性能の比較

これまで提案してきた協調制御手法の比較をするために, 周波数 RMS 値を比較したものを図 6.16 に, 周波数最大偏差を比較したものを図 6.17 に示す。なお, 凡例中の「Coordinated Control A」は集中型 LFC 分担協調制御を指し, 「Coordinated Control B」は分散型出力仮想平滑化制御（改善方法その 2）を, 「Coordinated Control C」は改良集中型協調制御手法を指す。

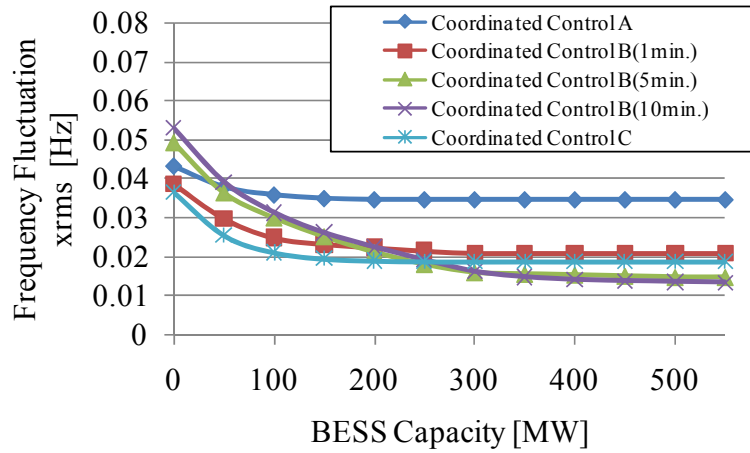


図 6.16 協調制御手法の比較（周波数 RMS 値）

Fig.6.16 Comparison of Coordinated Control Method (Frequency RMS)

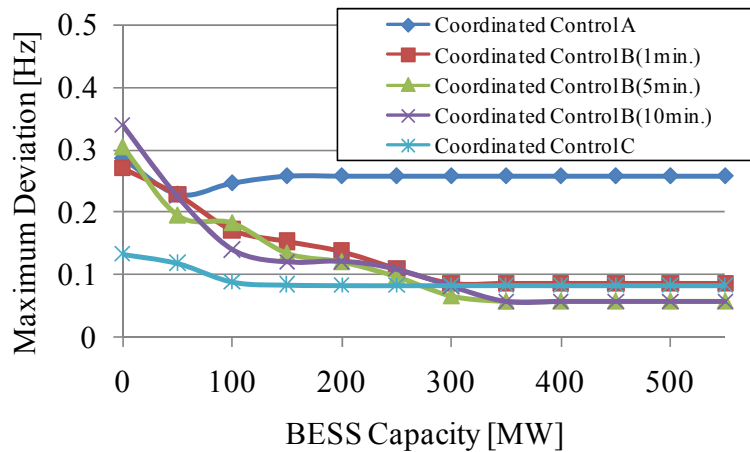


図 6.17 協調制御手法の比較（周波数最大偏差）

Fig.6.17 Comparison of Coordinated Control Method (Frequency Maximum Deviation)

まずは、集中型 LFC 分担協調制御手法と、本章で示した改良集中型 LFC 分担協調制御手法を比較すれば、明らかに周波数の RMS 値、最大偏差ともに、改良集中型 LFC 分担協調制御手法の方が、制御性能が優れているといえる。これは、各システムの応答性を考慮し、配分を決定することで、制御性能が格段に向上することを意味している。

従って、ここでは 5 章で示した分散型出力仮想平滑化制御手法と、本章で示した改良集中型 LFC 分担協調制御手法の比較を行う。

図 6.16 から、分散型出力仮想平滑化制御手法で、 $T_{level1}$  を 5[min]、ないし 10[min]としたものと、改良集中型 LFC 分担協調制御手法との比較を行えば、蓄電池容量が十分量導入された場合では、分散型出力仮想平滑化制御手法の方が、周波数 RMS 抑制能力が高いと言える。しかし、蓄電池容量が少ない場合、両者の関係は逆転し、改良集中型 LFC 分担協調制御手法の方が制御性能がよい。同様のことは図 6.17 の周波数最大偏差からも言える。本論文では、4 章でも触れた通り、蓄電池が高価であるために、大容量の蓄電池容量はなるべく避けたい。従って、なるべく小さい蓄電池容量で最善の制御パフォーマンスを示す制御システムが望ましいので、蓄電池容量が小さい範囲での制御性能が高い改良集中型 LFC 分担協調制御手法の方が、HP 給湯器の運用方法として優れているといえる。

また、同じく図 6.16 からは、分散型出力仮想平滑化制御手法で、 $T_{level1}$  を 1[min]としたものは、改良集中型 LFC 分担協調制御手法に比べて周波数 RMS 値の抑制能力はさほど変わらないといえる。しかし、図 6.17 の周波数最大偏差の結果から、明らかに改良集中型 LFC 分担協調制御手法の方が、制御パフォーマンスが高いことがわかる。

以上の考察から、本論文で示した 3 つの協調制御系の内、最も制御性能が高いのは改良集中型 LFC 分担協調制御手法であると結論付けられる。

#### 6.4.2 集中統合制御と分散制御に対する考察

前項で、制御性能としては、改良集中型 LFC 分担協調制御手法が最も優れているということを示した。しかし、分散型出力仮想平滑化制御手法と改良集中型 LFC 分担協調制御手法の間には、一つ大きく異なる点があり、注意が必要である。それは、制御の実施者が異なるということである。改良集中型 LFC 分担協調制御手法と、分散型出力仮想平滑化制御手法で想定している制御体系を図 6.18 に再掲する。

改良集中型 LFC 分担協調制御手法は集中統合制御、分散型出力仮想平滑化制御は分散型制御に分類されるということは既に述べた。ここで、制御の実施者に焦点を当てると、集中統合制御では、中央給電指令所が全ての情報を把握し、配分を決定するため、電力会社など、電力系統全体の運用を司る者が制御を行う。それに対し、分散型制御では、個々の風力事業者などが制御に当たることを想定したものである。

従って、例えば、通信システムに関して、集中統合制御は電力系統全体に通信網を張り巡らせる必要があるのに対し、分散型制御では、せいぜい配電系統間レベルでの通信網があればよいので、扱う情報量として少なく、また通信にかかるコストは抑えられると考えられる。また、分散型制御では、ローカルな制御指令システムが多数必要となってくるが、それぞれ異なる風力事業者などによって負担、運用されるシステムであるために、個々の風力事業者で見れば、コストが問題になるというものではない。

本論文によって、全体の周波数制御能力としては、集中統合型制御の方が優れているという結論が得られたが、より議論を深めるために、通信やコストなどの比較を行うのも肝要であると言える。

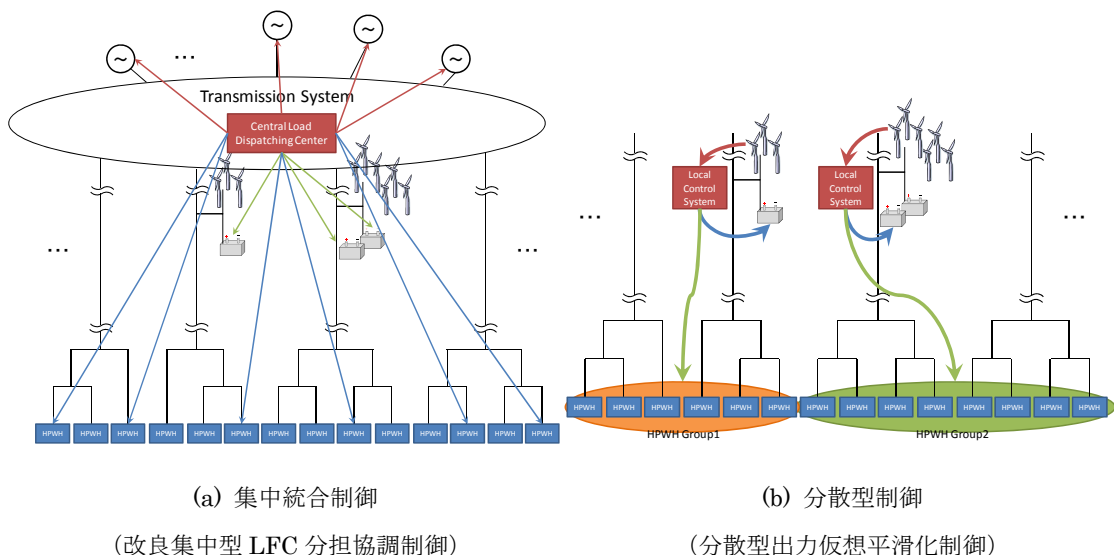


図 6.18 本論文で想定している制御体系

Fig.6.18 Control System Considered in This Paper



## 第7章 結論

### 7.1 本論文の成果

本論文は、大容量の風力発電が電力系統に導入されたと仮定し、風力発電の出力変動がもたらす系統周波数変動を抑制するために、蓄電池の他に、可制御負荷とみなすことのできるヒートポンプ給湯器の消費電力を制御することで電力系統の周波数制御に貢献させるというコンセプトを提案した。現在、蓄電池が非常に高価であり、その容量はなるべく小さい方が望ましい。そこで、本論文で提案するように、ヒートポンプ給湯器の制御を導入することで、蓄電池の制御負担が軽くなり、全体として経済性に富んだ周波数制御システムが構築可能となる。

ヒートポンプ給湯器には、制御遅延などの、HP 給湯器ならではの特性が存在する。本論文では、これを踏まえた上で、蓄電池、HP 給湯器の協調制御手法を3通り提案した。1つ目は、LFC 信号を各システムの容量によって配分を決定する「集中型 LFC 分担協調制御」である。集中型 LFC 分担協調制御は、入力として LFC 信号という変動のゆっくりとした信号を用いていたために、風力発電の急峻な変動に対応できないという難点があった。これは蓄電池の高速の応答性を最大限に活用した制御ということができない。また、制御遅延が大きいと考えられる HP 給湯器をそのまま制御に参加させることは、制御性能上望ましくないという結果が得られた。

そこで、2 つ目の制御系として、応答性を考慮するために、風力発電出力を入力とし、周波数ドメインで配分させる「分散型出力仮想平滑化制御」を提案した。この分散型出力仮想平滑化制御は、蓄電池の平滑化制御を応用した制御系である。そのために、集中型 LFC 分担協調制御に比べ、必要な蓄電池容量は大きくなるものの、制御パフォーマンスは大きく向上する。しかし、いわゆる広義の分散型制御であるために、LFC との協調が図ることができないということが問題点として挙げられた。

最後に3 つ目の制御系として、集中型 LFC 分担協調制御の3 つのシステムの協調を図ることができるというメリットと、分散型出力仮想平滑化制御の各機器の応答性を考慮した上で最適な配分を決定できるというメリットの二つを兼ね備えた「改良集中型 LFC 分担協調制御」を示した。シミュレーションの結果から、制御性能としては、改良集中型 LFC 分担協調制御が一番がよいということが示された。

本論文で提案された協調制御手法を既存の電力システムに適用することにより、現在危惧されている周波数変動の問題は解消されと考えられる。また、ヒートポンプ給湯器の制御を考えている分、蓄電池の制御負担は少なくなり、小容量の蓄電池の導入で期待した制御性能が得られるので、蓄電池コストに悩まされることはない。

そして忘れてならないのは、ヒートポンプ給湯器は、代表的な省エネルギー技術である。

「省エネルギー技術の導入増加によって、新エネルギーの導入可能性を上げる」という本論文の提案は、今後の新エネルギー、省エネルギーの双方の導入促進に資するコンセプトである。そのため、本論文は、現在盛んに議論されているエネルギーに関する諸問題の解決への鍵となる。

## 7.2 今後の課題

集中型 LFC 分担協調制御と、その改善策とも言える改良集中型 LFC 分担協調制御は中央給電指令所において系統内のすべてのシステムへの配分を決定するという「集中統合制御」である。本論文からは、集中統合制御が、分散型制御に比し、既存周波数制御システムである LFC との協調を行う分、制御制御性能はよいという結果が得られたが、一方で集中統合制御は分散型制御に比べ通信システムが複雑になると考えられる。まずは、本論文で展開してきた制御系を可能にするような通信システムの検討が必要である。

また、ヒートポンプ給湯器は電力系統に無数存在するために、大規模な通信ネットワークを構築しなくてはならないと考えられる。そのため、通信コストに関する議論は不可避である。コスト上最適な通信の方式やネットワークの構築法などを勘案した上で、蓄電池の容量の削減コストとの比較を行うことで、ヒートポンプ給湯器の制御の優位性を示さなくてはならない。

そして、ヒートポンプ給湯器は、5, 6 時間で湯が炊き上がれば、自動的に電源がオフになるという機器である。本論文では、全てのヒートポンプ給湯器がオン状態であると仮定したが、当然オン状態、オフ状態に関する検討も行わなければならない。また、蓄電池については、本論文では変換器容量 (MW 容量) に着目して検討を行ってきたが、MWh 容量についての検討を行う必要がある。以上のことから、1 日、ないし 1 年と言った長時間スケールでのシミュレーションを行い、詳細な検討結果から帰結を与えることは重要である。

本論文では可制御負荷として、ヒートポンプ給湯器を扱ってきたが、他の需要家機器、ないしシステムにも、可制御負荷として扱うことのできるものが存在すると考えられる。これらを模索し、利用の検討を行うことで、電力系統は更にロバスト性を増したシステムとなると予想される。

## 謝辞

大した考えもないまま配属された横山研究室。だが、この研究室で過ごした3年間、「エネルギー」に魅せられ続けた。そして今ではこの分野に生涯携わっていたいと感じる。私が今後真剣に取り組んでいける場所に連れてきてくれた恩人、それは横山明彦教授において他にはいない。私に「電力」という世界の面白さ、奥深さを教えてくれた。研究に少しでもプラスになるようにと、沢山の見学訪問やヒアリングなどをアレンジして頂き、何にも代えがたい経験をさせて頂いた。そして、何よりも私を信頼して、常に優しく見守って頂いた。本論文をまとめ上げることができた、また修士課程の中で成長できたのは横山教授のお陰であり、感謝の意は表わし尽くすことができない。

また、研究室の学生ではないにも関わらず、馬場旬平准教授には研究面、精神面で支えて頂いた。知識もなく、だらしない私にいやな顔一つせず、様々な知識を与えてくれ、研究に対する貴重なご意見を頂いた。馬場准教授の激励があったからこそ、ここまで来ることができた。

仁田旦三明星大学教授、谷口治人特任教授、中島達人特任助教授、リヤナゲ特任研究員、そして東京電力の多田泰之氏には、研究上で大変貴重なアドバイスを頂いた。ここに感謝したい。島田規人氏には、研究を進める上での便宜を図って頂いた。

卒業生を含め、横山研究室諸氏には大変お世話になった。スラチャイ氏、張氏、クリサナ氏、ナッタウット氏、ヴィエット氏、サジヤ氏、ティエン氏には英語や出身国の文化を教わったが、何よりも彼らの研究に対する情熱に触れ、私のモチベーションとなった。杉原俊雄氏、有田征史氏、益田泰輔氏、タッサボン氏、関田航氏、大屋慎次氏、久保田義臣氏、若林悠太氏、宮原啓太氏、吉原徹氏、梁田将志氏は常に私を激励してくれ、研究生活を充実したものにしてくれた。昨年学部を卒業された西崎康氏は共に風力発電に関する研究であったことから、一緒にいた時間が長かった。ふがいない先輩にも関わらず、常に慕ってくれ、お互い夜更けまで研究に対するアイディアを出し合い、議論した日々が続いた。最後に良い研究成果を残すことができ、共に喜んだ。氏との時間を忘れることはない。そして、特に河辺賢一氏には多大なる感謝を述べたい。気難しい同期である私に常に付き合ってくれ、互いに研究内容や、将来のエネルギー像について語り合った。聡明かつ心の広い氏と共に過ごした時間は私の宝である。誠に尊敬すべき同期に恵まれ大変幸運であった。研究室メンバーの一人一人との思い出があり、ここで感謝し尽くすことができない。また、菊池卓郎氏を始め、馬場研究室諸氏にも大変お世話になった。

私にとって、この3年間、横山研究室が全てであった。おそらく、ここまで幸せな経験は滅多にできるものではない。私に幸せを授けて頂いた方々に多大なる感謝の意を表するとともに、今後歩まれる道に幸多からん事を願う。

## 参考文献

- [1] NEDO :「風力発電導入ガイドブック 第 8 版」(2005)
- [2] 牛山,「風力エネルギー読本」, オーム社(2005)
- [3] 高野 :「自然エネルギー発電と電力貯蔵技術」, 電気学会論文誌 B, Vol.126, No.9 p. 857 - 869 (2004)
- [4] 甲斐 :「風力発電の系統連系について」, 電気学会誌, Vol.124, No.1, pp.27-31 (2004)
- [5] 村上・横山・多田 :「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」, 電気学会論文誌 B, Vol.126, No.2, pp.236-242 (2006)
- [6] エネルギー総合研究所 :「蓄電池併設風力発電導入可能性調査」, NEDO 平成 12 年度調査報告書(2002)
- [7] 電力中央研究所 :「系統連系円滑化蓄電システム技術開発に関する調査」, NEDO 平成 17~18 年度委託業務成果報告書(2006)
- [8] 三菱総合研究所 :「『系統連系円滑化蓄電システム技術開発』 共通基盤研究に関する基礎調査」, NEDO18 年度調査報告書(2007)
- [9] 工藤 :「省エネルギー技術の最新動向」, 電気学会論文誌 B, Vol.126, No.8, pp.738-741 (2006)
- [10] 長谷川・斉藤・大山・北・三谷 :「電気学会大学講座 電力系統工学」, オーム社 (2002)
- [11] 電気学会 :「電力系統の利用を支える解析・運用技術」, 電気学会技術報告, Vol.1100 (2007)
- [12] 電気学会 :「分散型電源有効活用のための電力系統技術」, 電気学会技術報告, Vol.1025 (2005)
- [13] 電気学会 :「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」, 電気学会技術報告, Vol.869 (2002)
- [14] 有田 :「大容量風力発電が導入された 2 地域系統における蓄電池を用いた周波数・連系線潮流制御および蓄電池容量評価」, 東京大学工学系研究科修士論文(2007)
- [15] NEDO :「日本における風力発電導入量の推移」, [http://www.nedo.go.jp/library/fuuryoku/pdf/02\\_dounyuu\\_suii.pdf](http://www.nedo.go.jp/library/fuuryoku/pdf/02_dounyuu_suii.pdf) (2008)
- [16] 資源エネルギー庁 :「長期エネルギー需給見通し」(2009)
- [17] 北海道電力 :「風力発電について」, [http://www.hepco.co.jp/ato\\_env\\_ene/energy/new\\_energy/about\\_wind.html](http://www.hepco.co.jp/ato_env_ene/energy/new_energy/about_wind.html) (2008)
- [18] 東北電力 :「風力発電連系可能量再評価について」, <http://www.tohoku-epco.co.jp/>

- ICSFiles/afieldfile/2008/11/13/1113\_b1.pdf (2008)
- [19] 北陸電力：「風力発電の連系可能量の拡大と追加募集について」, <http://www.rikuden.co.jp/press/attach/081104001.pdf> (2008)
- [20] 中国電力：「平成 21 年度の風力発電連系募集について」, <http://www.energia.co.jp/press/08/p081105-1.html> (2008)
- [21] 四国電力：「風力発電の系統連系可能量について」, [http://www.yonden.co.jp/business/dealing/furyoku/page\\_00/index.html](http://www.yonden.co.jp/business/dealing/furyoku/page_00/index.html) (2005)
- [22] 九州電力：「九州本土における風力発電連系可能量について」, [http://www.kyuden.co.jp/press\\_h060831-1.html](http://www.kyuden.co.jp/press_h060831-1.html) (2006)
- [23] 沖縄電力：「沖縄本島系統における風力発電連系可能量（暫定値）の公表と連系照会および申込受付の一時中断について」, [http://www.okiden.co.jp/shared/pdf/news\\_release/2006/060217.pdf](http://www.okiden.co.jp/shared/pdf/news_release/2006/060217.pdf) (2006)
- [24] 木村・林・梶原・加藤・胡内：「需要家の二次電池を用いた系統制御手法とその検証」, 電気学会論文誌 B, Vol.127, No.3, pp.451-458 (2007)
- [25] 植田・黒川・伊藤・北村・赤沼・横田・杉原・森本：「系統連系型太陽光発電システム運転特性の高度解析と蓄電池導入効果の検証」, 電気学会論文誌 B, Vol.127, No.1, pp.247-258 (2007)
- [26] 三輪他：「稚内メガソーラープロジェクト(1)～計画概要とこれまでの成果～」, 平成 20 年電気学会全国大会論文集, No.7-033, pp52-53 (2008)
- [27] P. Kunder: Power System Stability and Control, McGraw-Hill (1994)
- [28] 電気学会：「電力系統の標準モデル」, 電気学会技術報告, Vol.754 (1999)
- [29] 田中：「省エネルギーシステム概論」, オーム社 (2003)
- [30] 三菱電機：「三菱電機エコキュート総合カタログ」 (2007)
- [31] 総務省統計局：「国勢調査」 (2005)
- [32] 有田・横山・多田：「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」, 電気学会論文誌 B, Vol.128, No.7, pp.953-960 (2008)
- [33] 興水他：「風力発電の出力安定化のための蓄電池制御方式（その 1）」, 平成 17 年電気学会全国大会論文集, No.6-084, pp.146-147 (2005)
- [34] 三菱総合研究所：「風力発電導入拡大のための周波数変動対策としての蓄電池システムの導入に関する調査」, 経済産業省平成 17 年度新エネルギー等電力市場拡大促進対策基礎調査等(2006)

## 発表文献

### ➤ 本論文に関する発表文献

- [1] H. Irie, A. Yokoyama, Y. Tada : “Modeling for Frequency Control Analysis of Power System with a Large Penetration of Wind Power Generation by a Lot of Controllable Heat Pump Systems and Battery Systems”, *POWERCON2008 & Power Conference in India*, 0455, Delhi ,India (2008)
- [2] 入江, 横山, 多田 : 「応答性を考慮した蓄電池, HP 給湯器の協調制御による風力発電大容量導入時の系統周波数安定化」, 平成 21 年電気学会全国大会, 北海道 (2009) (発表予定)
- [3] 入江, 横山, 多田 : 「大量の風力発電導入のための蓄電池・需要家ヒートポンプ機器を用いた周波数変動対策」, 平成 21 年電気学会電力系統技術研究会, PSE-09-001, 徳島(2009)
- [4] 入江, 横山, 多田 : 「風力発電大容量連系時における蓄電池とヒートポンプの協調運用による系統周波数制御」, 平成 20 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 250, 広島(2008)
- [5] 入江, 横山, 多田 : 「風力発電大容量導入時における周波数安定化への需要家ヒートポンプ給湯器の利用に関する検討」, 平成 20 年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-08-121, PSE-08-130, 熊本(2008)

### ➤ 本論文の内容以外の発表文献

- [6] 西崎, 入江, 横山, 多田 : 「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」, 電気学会論文誌 B, vol.129, No.1, pp50-56 (2009)
- [7] Y. Nishizaki, H. Irie, A. Yokoyama, Y. Tada : “Coordinated Control of Blade Pitch Angle of Wind Turbine Generators and Battery Energy Storage System for Frequency Regulation and the Battery Capacity Reduction”, Presented at *2008 International Conference on Electrical Engineering*, O-052, Okinawa, Japan (2008)
- [8] 西崎, 入江, 横山, 多田 : 「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風車ピッチ角制御及びその蓄電池容量削減効果に関する検討」, 平成 20 年電気学会全国大会, 6-075, 福岡(2008)
- [9] 入江, 横山 : 「インバータを用いた分散型電源で構成される単独マイクログリッドにおける周波数制御システム」, 平成 19 年電気学会全国大会, 6-039, 富山(2007)

## 附録 A 想定エリアの系統パラメータ

本論文で採用しているモデル系統（図 3.9 の 8 機電力系統モデル）は，電気学会東 30 機系統の 1 エリア（図 3.9）である。本章では，このエリアの詳細なデータを示す。表 A.1 に発電機本体定数表を，表 A.2 に発電機関連データを示す<sup>[28]</sup>。

表 A.1 8 機電力系統モデルの発電機本体定数

Table.A.1 Constant of Generators in 8-generator Power System Model

No.	$x_d$	$x_q$	$x_d'$	$x_d''$	$x_q''$	$T_d'$ [s]	$T_d''$ [s]	$T_q''$ [s]	$T_a$ [s]	$X_l$	$M$ [s]
G1	1.520	1.520	0.420	0.308	0.308	2.791	0.044	0.044	0.250	0.180	9.1
G2	1.510	1.510	0.234	0.140	0.163	1.224	0.034	0.020	0.283	0.174	12.1
G3	1.622	1.622	0.297	0.249	0.249	0.970	0.020	0.021	0.310	0.173	7.3
G4	1.617	1.531	0.291	0.205	0.205	1.114	0.028	0.029	0.240	0.150	9.2
G5	1.568	1.550	0.330	0.231	0.231	2.526	0.027	0.020	0.225	0.192	8.9
G6	1.504	1.504	0.244	0.205	0.180	0.860	0.020	0.020	0.232	0.165	6.6
G7	1.504	1.520	0.251	0.202	0.180	0.834	0.079	0.020	0.240	0.154	6.7
G8	1.589	1.800	0.305	0.253	0.242	1.209	0.023	0.020	0.270	0.205	7.2

表 A.1 8 機電力系統モデルの発電機関連データ

Table.A.1 Data of Generators in 8-generator Power System Model

No.	定格	定格	発電機 種別	励磁系	調速機系	昇圧用変圧器		ガバナ運転
	容量	出力		モデル	モデル	タップ比		余裕(PLM)
	[MWA]	[MW]		(LAT)	(LPT)	昼間	夜間	[%]
G1	4,500	4,000	原子力	1	1	0.916	0.922	-10.0
G2	2,700	2,500	火力	1	1	0.907	0.922	5.0
G3	2,350	2,000	火力	1	1	0.907	0.922	5.0
G4	3,500	3,000	火力	1	1	0.941	0.948	5.0
G5	2,350	2,000	原子力	1	1	0.941	0.948	-10.0
G6	600	500	火力	1	1	0.941	0.957	5.0
G7	600	500	火力	1	1	0.941	0.957	5.0
G8	1,180	1,000	火力	1	1	0.931	0.957	5.0

## 附録 B 一次遅れ系で模擬された HP 給湯器特性

### B.1 HP 給湯器のもう一つのモデリング方法

本文の 4.4 節で諸制約を考慮した HP 給湯器群モデルを示した。このモデルは、諸関係者のヒアリングを基にモデリングを行ったものであるが、一方で、別の意見も頂いた。それは、4.4 節で「変化率制約」で与えた箇所が、「一時遅れ」で模擬できるのではないかという指摘である。本附録では、HP 給湯器の特性をこのように設定した場合に、本文中に示した集中型 LFC 分担協調制御、分散型出力仮想平滑化制御、改良集中型 LFC 分担協調制御の結果がどのようなようになるのかを検討する。

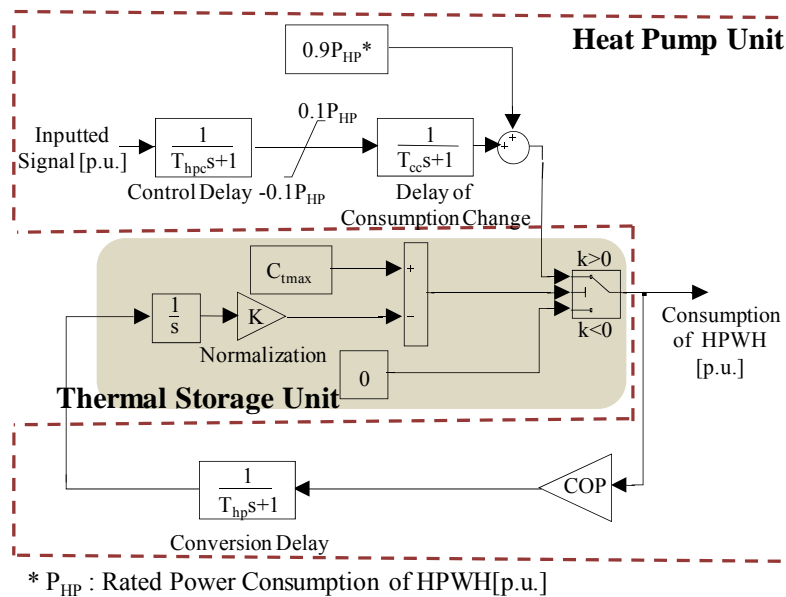


図 B.1 本附録で考慮する HP 給湯器モデル

Fig.B.1 HPWH Model Considered Here

図 B.1 に、本附録で扱う HP 給湯器群モデルを、表 B.1 にそのパラメータを示す。ここでは、「圧縮機の運転状態、冷媒の配管の保護などの観点から、消費電力をある程度緩やかに指令値へ追従させなければならない可能性がある」という指摘を基に、HP 給湯器の電力消費にかかる制約を、変化率制約ではなく、「圧縮機の消費電力の変化遅れ」とし、その値を  $T_{cc}=60[s]$  としている。



表 B.1 HP 給湯器群モデルのパラメータ

Table.B.1 Parameter of HPWH Model

$T_{hpc}$	Control Delay[s]	30
$T_{cc}$	Delay of Induction Generator [s]	60
COP	Coefficient of Performance	4
$T_{hp}$	Conversion Delay [s]	300
$C_{tmax}$	Capacity of Thermal Storage Unit [MWh]	7,560

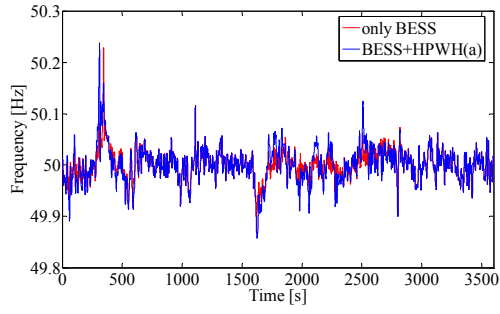
圧縮機の消費電力の変化遅れを考慮することで、HP 給湯器の諸制約による応答遅れは、合計 90[s]となる。この値は、本文中で論じてきた 30[s]という遅れに対して、非常に遅いと言える。従って、その分だけ、応答性を考慮していない集中型 LFC 分担協調制御手法は制御性能が落ち、分散型出力仮想平滑化制御、改良集中型 LFC 分担協調制御手法は応答性を考慮して、HP 給湯器への配分を決定しているので、制御性能としてはそこまで落ちることはないと考えられる。

## B.2 集中型 LFC 分担協調制御のシミュレーション結果

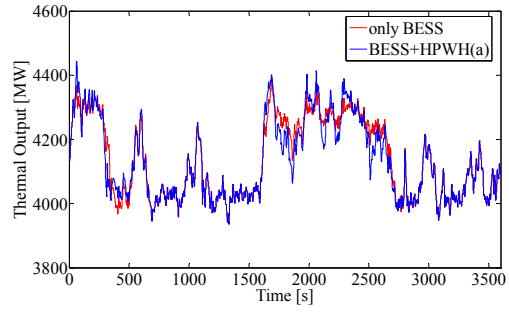
HP 給湯器群モデルが図 B.1 で表わされるような時の集中型 LFC 分担協調制御のシミュレーション結果を、図 4.6 の運転方法タイプ(a)のものを図 B.2 に、図 4.10 の運転方法タイプ(b)のものを図 B.3 に、図 4.14 の運転方法タイプ(c)のものを図 B.4 に示す。

また、蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係を図 B.5 に、蓄電池容量と周波数最大偏差の関係を図 B.6 に示す。なお、図 B.5、図 B.6 の(a)は、図 B.1 の HP 給湯器群モデルとした時の 3 つの運転方法の比較であり、(b)は運転方法をタイプ(b)として、図 4.21 と図 B.1 の給湯器群モデルを比較した結果である。

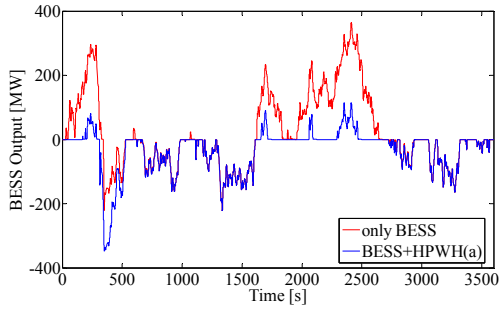
これらの結果から、HP 給湯器群モデルを図 B.1 のようにした場合、集中型 LFC 分担協調制御の制御パフォーマンスは更に各段落ちることがわかる。特に図 B.5、図 B.6(b)からは、HP 給湯器の遅れが非常に大きいために、LFC 発電機との干渉を起こしてしまい、制御できているとは言い難い結果になっていると言える。これは、HP 給湯器の特性が、図 4.21 の HP 給湯器群モデルでは 31[s]であったのに対し、図 B.1 のモデルでは、90[s]の一次遅れ系で模擬しているため、その分だけ応答性が悪くなり、指令として与えられた LFC 信号の一部に対して、追従できていないためである。



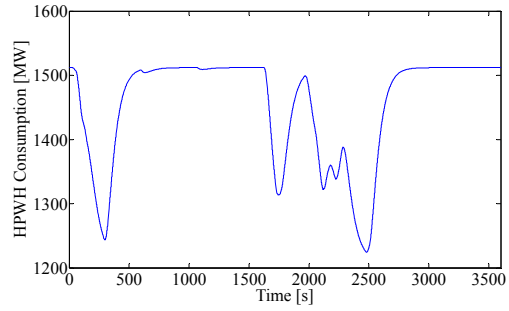
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

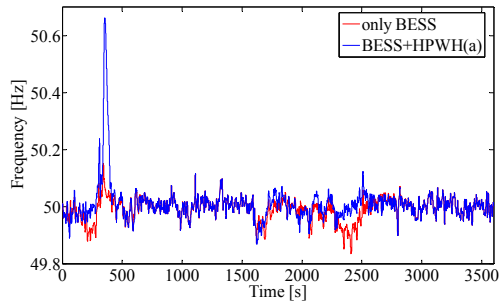


(a-iii) Battery Energy Storage System

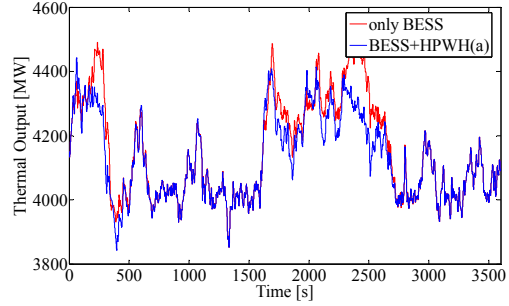


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

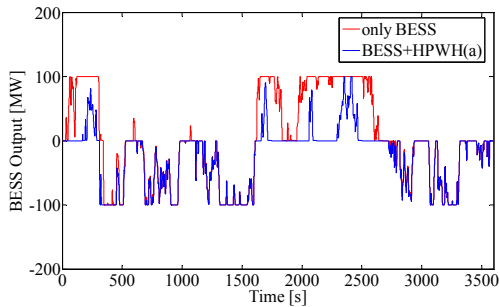
(a) BESS Capacity: No Limit



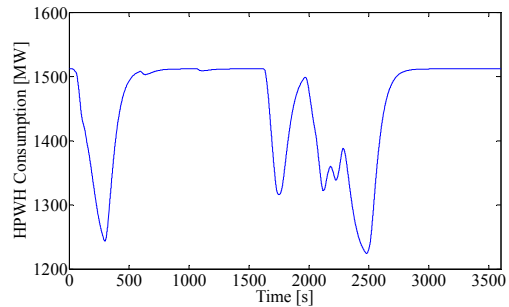
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System

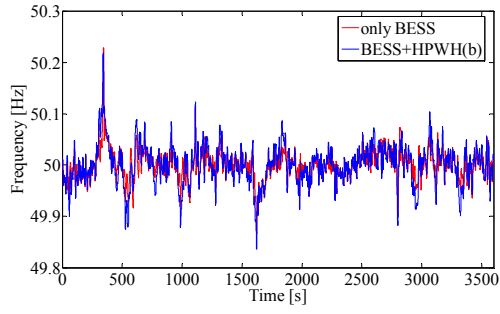


(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

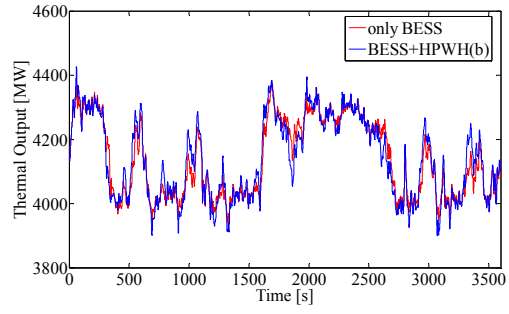
(b) BESS Capacity: 100MW

図 B.2 シミュレーション結果 (集中型 LFC 分担協調制御, タイプ(a))

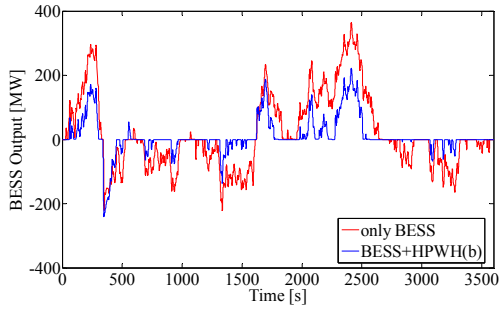
Fig.B.2 Simulation Result (Coordinated Control A, Type (a))



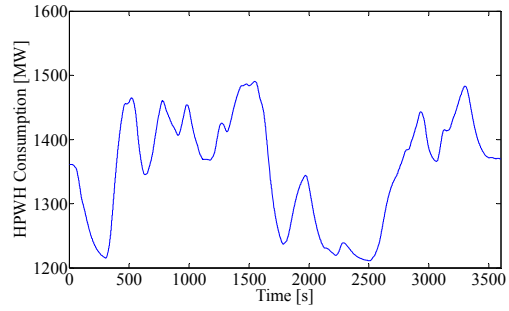
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

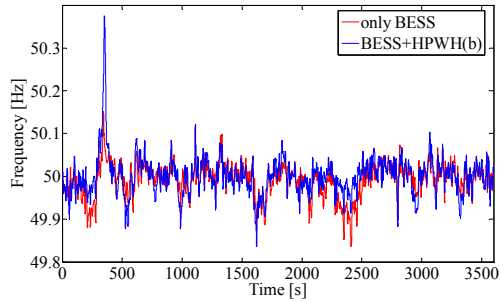


(a-iii) Battery Energy Storage System

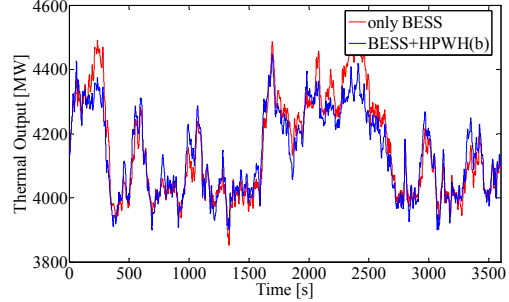


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

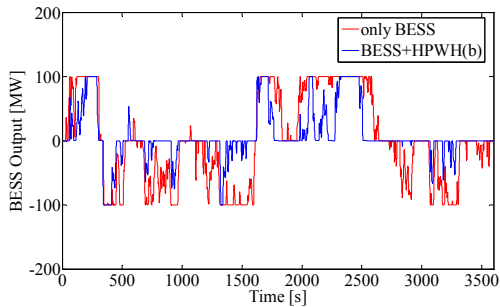
(a) BESS Capacity: No Limit



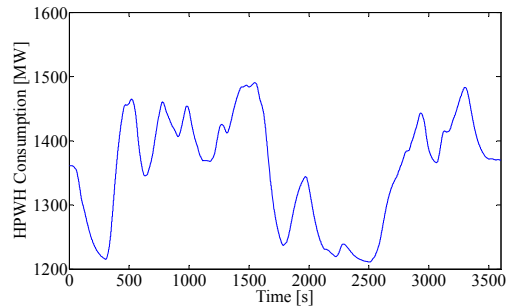
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System

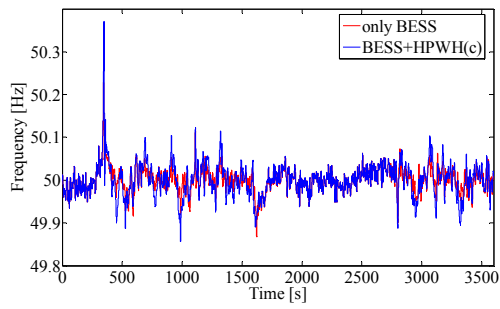


(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

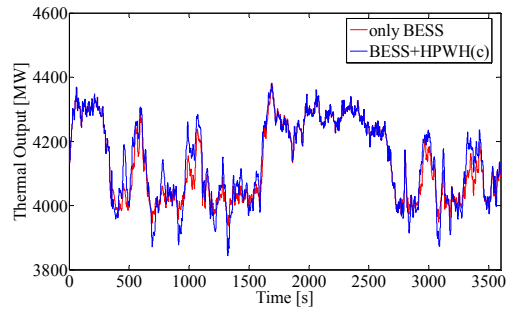
(b) BESS Capacity: 100MW

図 B.3 シミュレーション結果 (集中型 LFC 分担協調制御, タイプ(b))

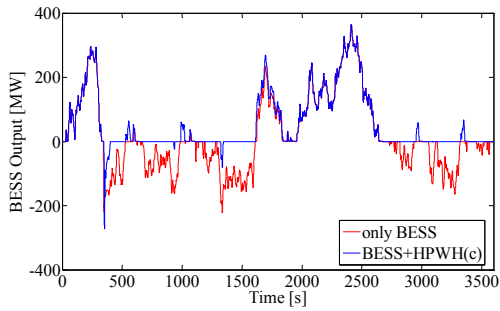
Fig.B.3 Simulation Result (Coordinated Control A, Type (b))



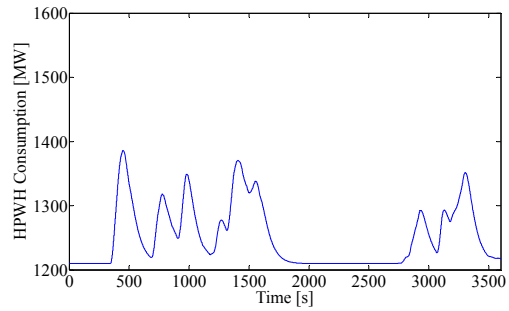
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

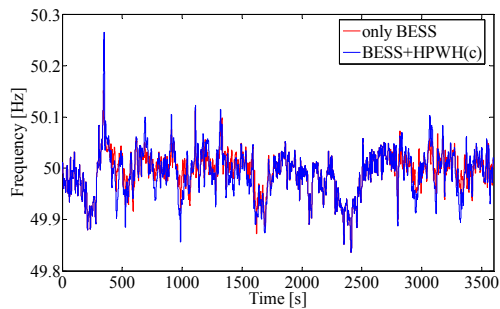


(a-iii) Battery Energy Storage System

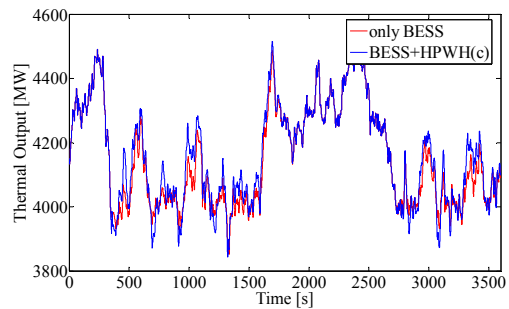


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

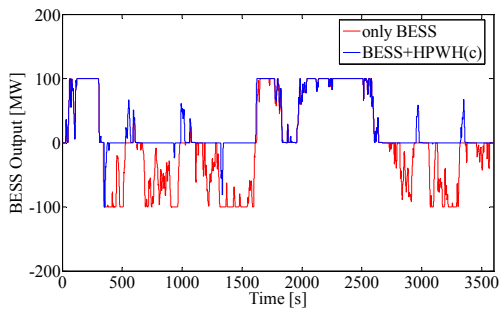
(a) BESS Capacity: No Limit



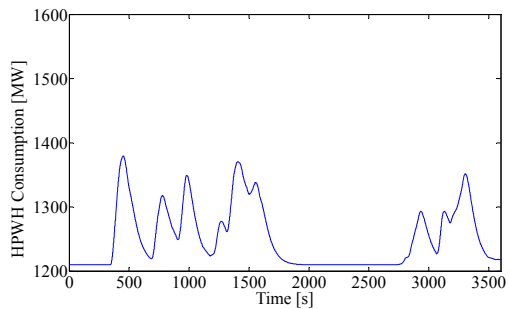
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System

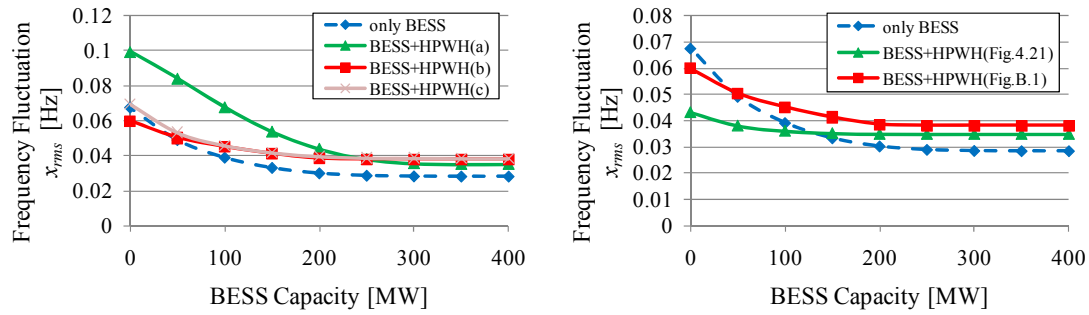


(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

(b) BESS Capacity: 100MW

図 B.4 シミュレーション結果 (集中型 LFC 分担協調制御, タイプ(c))

Fig.B.4 Simulation Result (Coordinated Control A, Type (c))

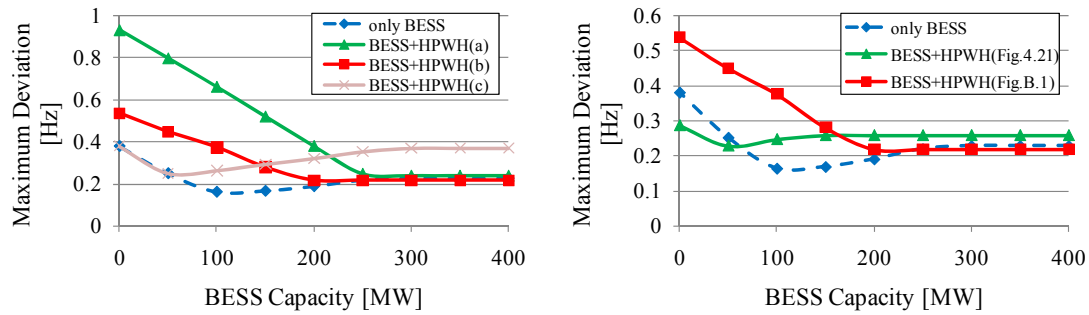


(a) Comparison among Operation Modes

(b) Comparison between HPWH Models

図 B.5 蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係

Fig.B.5 Relationship between Frequency RMS and BESS Capacity



(a) Comparison among Operation Modes

(b) Comparison between HPWH Models

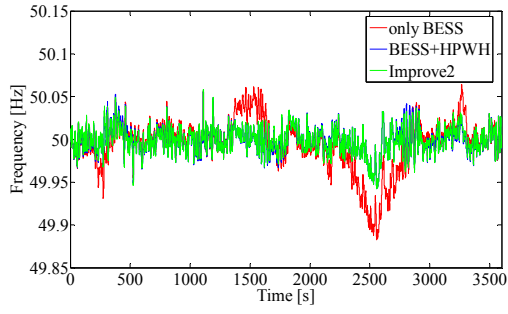
図 B.6 蓄電池容量と周波数最大偏差の関係

Fig.B.6 Relationship between Frequency Maximum Deviation and BESS Capacity

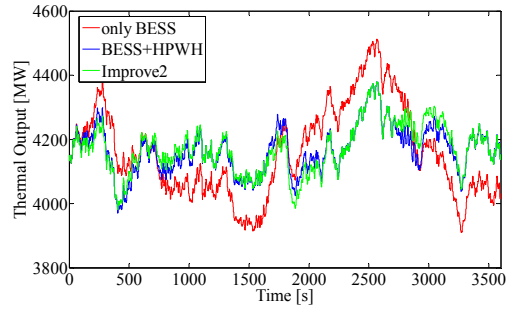
### B.3 分散型出力仮想平滑化制御のシミュレーション結果

ここでは、HP 給湯器群モデルが図 B.1 で表わされるような時の集中型 LFC 分担協調制御のシミュレーション結果を示す。 $T_{level2}$  を 30 分と固定し、 $T_{level1}$  をパラメータとして変化させている。図 B.7 が  $T_{level1}$  を 5[min]とした時、図 B.8 が  $T_{level1}$  を 10[min]とした時の結果である。各々の結果は、赤線が蓄電池のみ（平滑化制御）、青線が分散型出力仮想平滑化制御（図 5.6）、緑線が分散型出力仮想平滑化制御の改善方法その 2（図 5.17）のものである。更に、蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係を図 B.9 に、蓄電池容量と周波数最大偏差の関係を図 B.10 に示す。

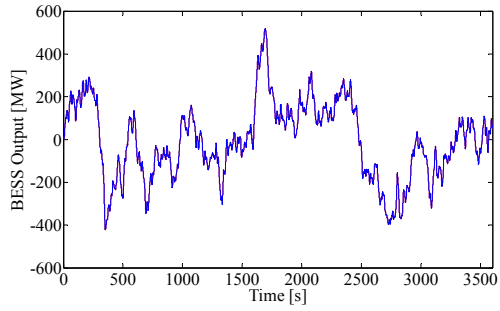
これらの結果からは、本制御が集中型 LFC 分担協調制御手法に比べて、制御パフォーマンスの落ち具合が比較的低ということがわかる。更に、 $T_{level1}$  を 5[min]とした時の結果からは、改善方法による補償効果が本文中で論じた結果よりも顕著に現れるとうことが見て取れる。



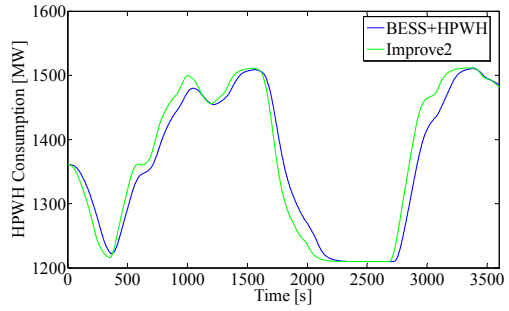
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

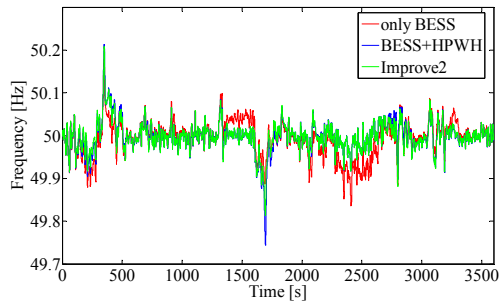


(a-iii) Battery Energy Storage System

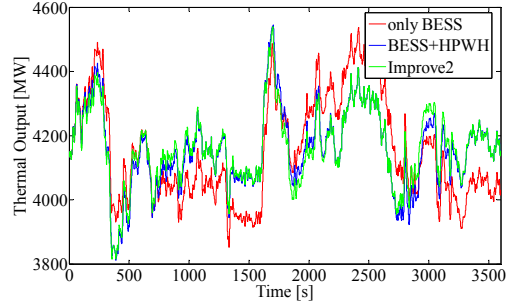


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

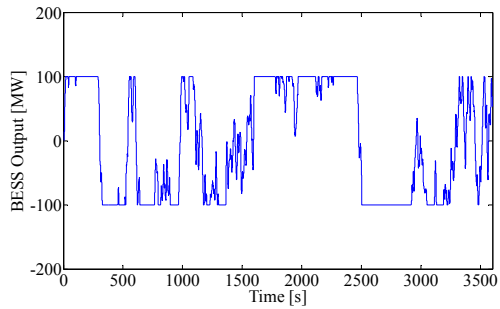
(a) BESS Capacity: No Limit



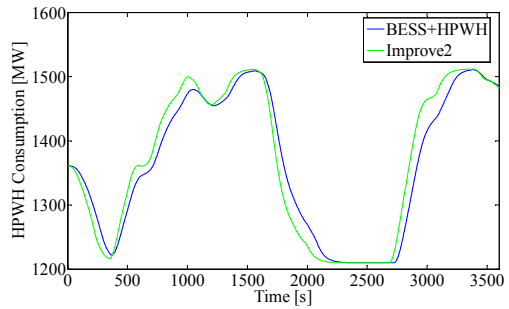
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System

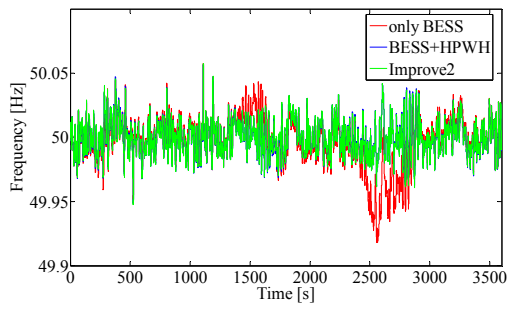


(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

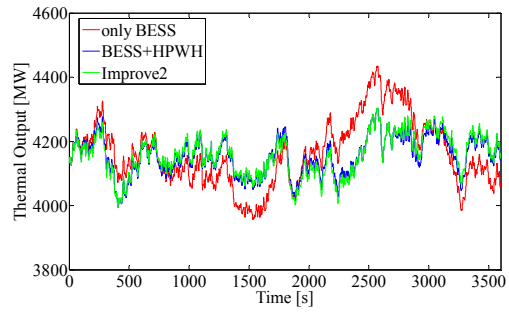
(b) BESS Capacity: 100MW

図 B.7 シミュレーション結果 (分散型出力仮想平滑化制御,  $T_{level1} : 5[\text{min}]$ )

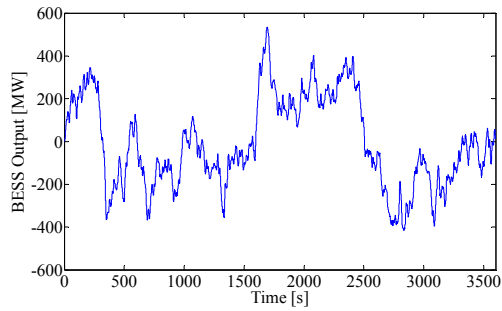
Fig.B.7 Simulation Result ( $T_{level1} : 5[\text{min}]$ )



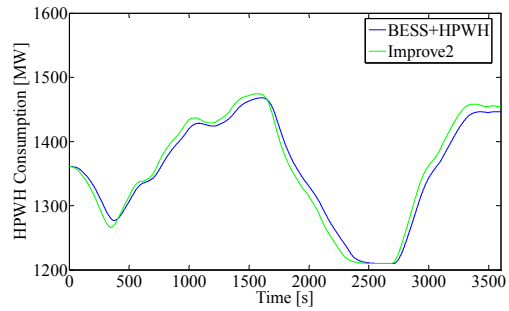
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

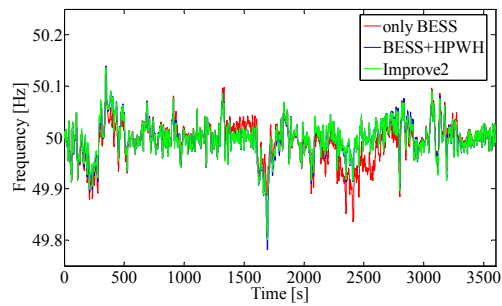


(a-iii) Battery Energy Storage System

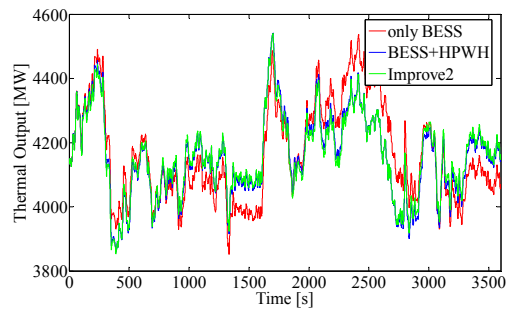


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

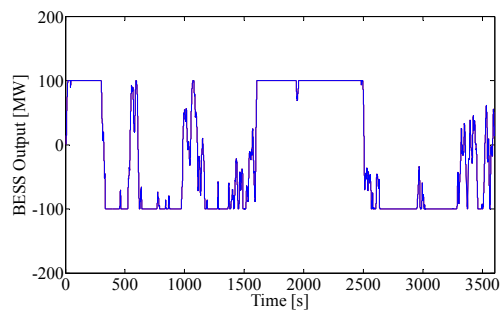
(a) BESS Capacity: No Limit



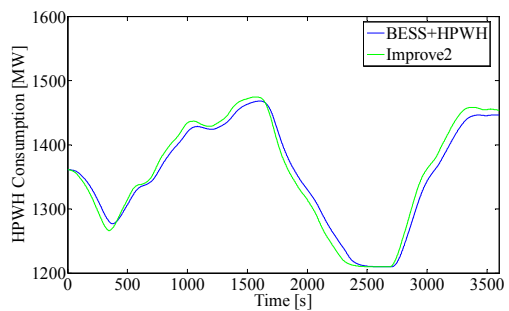
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System



(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

(b) BESS Capacity: 100MW

図 B.8 シミュレーション結果 (分散型出力仮想平滑化制御,  $T_{\text{level1}} : 10[\text{min}]$ )

Fig.B.8 Simulation Result ( $T_{\text{level1}} : 10[\text{min}]$ )

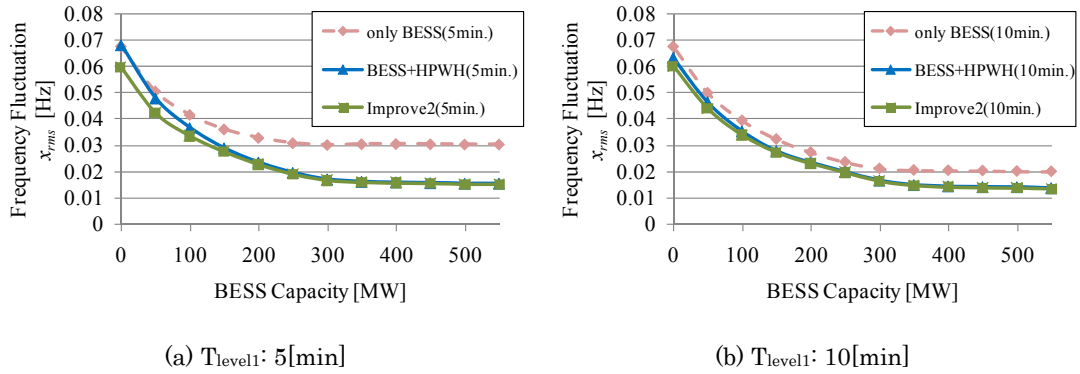


図 B.9 蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係

Fig.B.9 Relationship between Frequency RMS and BESS Capacity

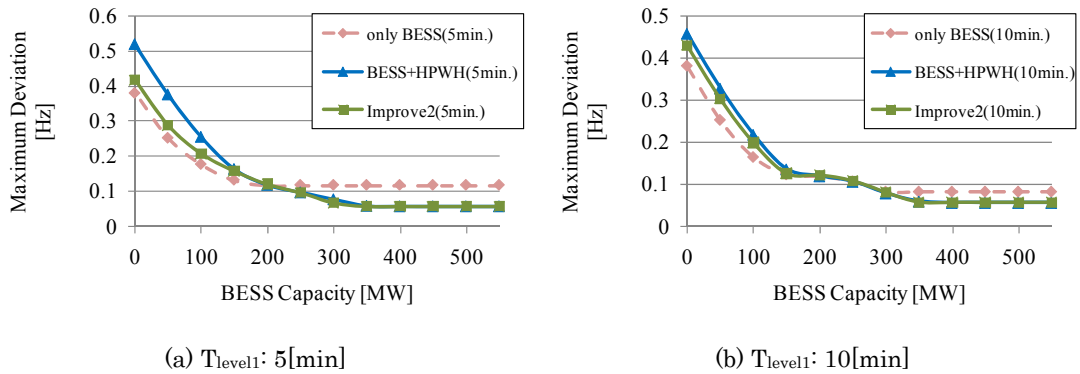


図 B.10 蓄電池容量と周波数最大偏差の関係

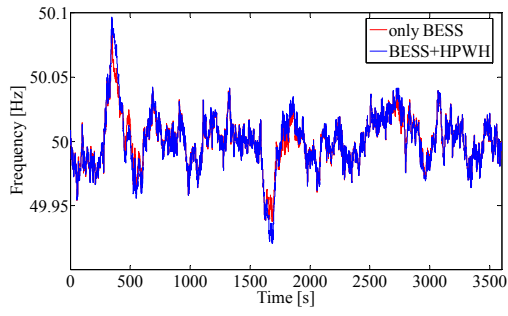
Fig.B.10 Relationship between Frequency Maximum Deviation and BESS Capacity

#### B.4 改良集中型 LFC 分担協調制御のシミュレーション結果

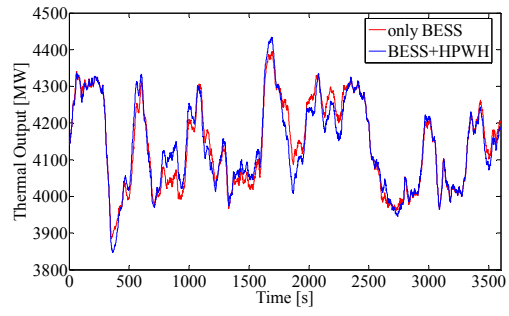
本附録の最後に、HP 給湯器群モデルが図 B.1 で表わされるような時の、6 章で示した改良集中型 LFC 分担協調制御のシミュレーション結果を図 B.11 に示す。また、蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係を図 B.12 に、蓄電池容量と周波数最大偏差の関係を図 B.13 に示す。

改良集中型 LFC 分担協調制御は各システムの応答性を考慮し、LFC 信号を配分しているので、B.3 で示した分散型出力仮想平滑化制御同様、HP 給湯器の応答遅れに強い制御系であると言える。現に図 B.12、図 B.13 の結果からは、HP 給湯器の制御の導入によって周波数 RMS 値、周波数最大偏差ともに抑制されていることがわかり、改良集中型 LFC 分担協調制御手法は HP 給湯器の制御導入のために最適な制御系であることがわかる。

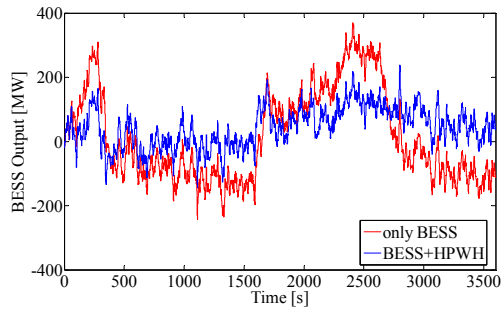




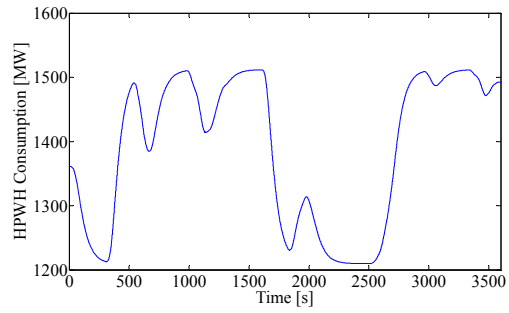
(a-i) Frequency



(a-ii) Thermal Power Plant

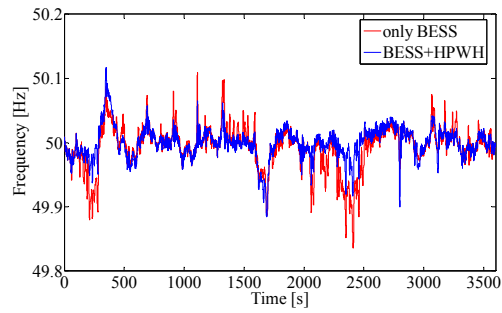


(a-iii) Battery Energy Storage System

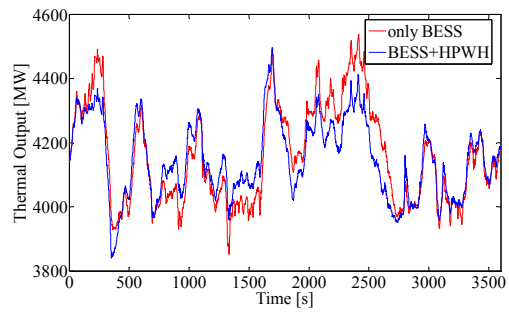


(a-iv) Heat Pump Based Water Heater

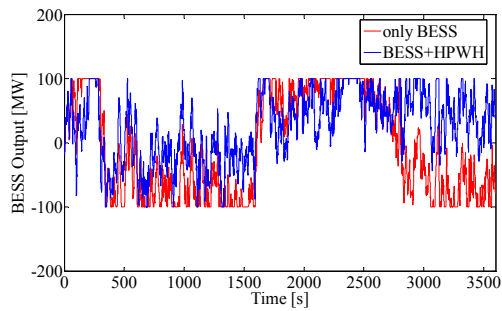
(a) BESS Capacity: No Limit



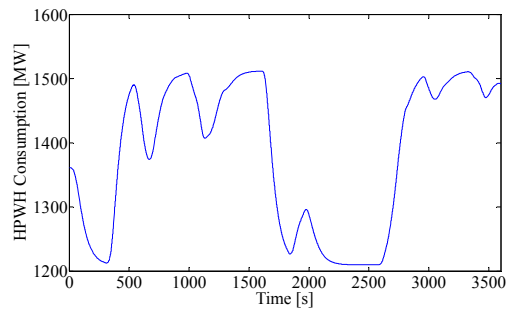
(b-i) Frequency



(b-ii) Thermal Power Plant



(b-iii) Battery Energy Storage System



(b-iv) Heat Pump Based Water Heater

(b) BESS Capacity: 100MW

図 B.11 シミュレーション結果 (改良集中型 LFC 分担協調制御)

Fig.B.11 Simulation Result

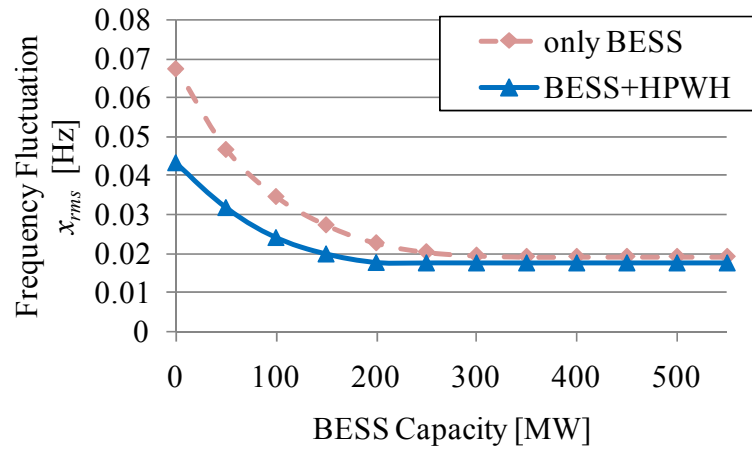


図 B.12 蓄電池容量と周波数 RMS 値の関係

Fig.B.12 Relationship between Frequency RMS and BESS Capacity

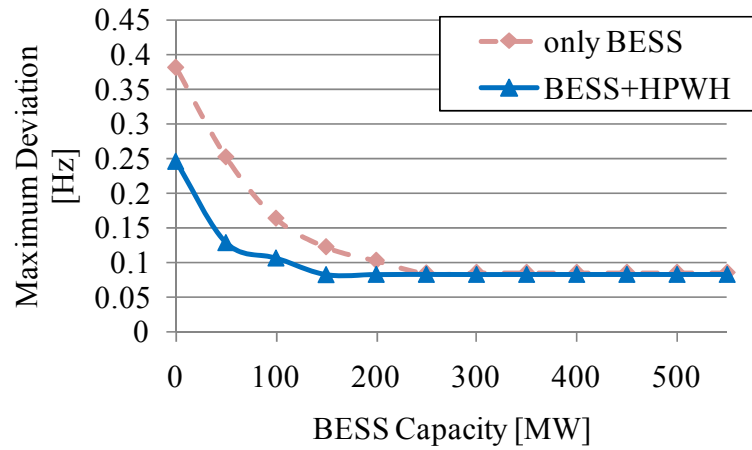


図 B.13 蓄電池容量と周波数最大偏差の関係

Fig.B.13 Relationship between Frequency Maximum Deviation and BESS Capacity