

# 修士論文

## 系統周波数変動抑制のための電気自動車群の利用者 利便性を考慮したSOC同期制御手法に関する研究

A Study on SOC Synchronization Control Method of Electric Vehicles  
Considering Customers' Convenience for Suppression of System  
Frequency Fluctuation

平成23年2月9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 電気系工学専攻

37-096467

清水 浩一郎

## 内容梗概

近年、地球環境問題への対応などの観点から、太陽光・風力発電などの再生可能エネルギー電源を大量に導入する検討がおこなわれている。また、電気自動車（EV）やヒートポンプ給湯機などの新しい需要家機器も普及しつつある。そのような状況下における電力供給システムの信頼性向上を目指し、世界中でスマートグリッドに対する関心が急速に高まっている。本研究グループではユビキタスパワーネットワークと呼ばれる構想を提案し、日本型先進スマートグリッドの構築を目指している。ユビキタスパワーネットワークとは、インテリジェントな情報通信ネットワークによって再生可能エネルギーや需要家などを巻き込んだ電力ネットワークの最適化を図る構想である。

本論文では、ユビキタスパワーネットワークで解決すべき問題の中でも特に周波数に関する問題を取り上げる。太陽光・風力発電は天候によって出力が激しく変動する。この出力変動に起因して、電力系統全体の需給のバランスが崩れ、適正周波数を逸脱するおそれがある。その対策として、蓄電池（BESS）を大量に導入することが一般的であるが、BESS はコストが高いため、導入量の削減が求められている。本論文では、EV を利用して BESS の導入量の削減を図る。EV に搭載されているバッテリーを電力系統側から制御することで BESS を代替する効果がある。しかし、EV の残存容量（SOC）が変化するため、EV の使用者の利便性を考慮する必要がある。すなわち、EV の使用者はいつでも好きな時に十分な SOC を確保した状態で走行を始めることができない。また、EV は SOC が 0%あるいは 100%の時には充放電信号に応えることができないため、その不確実性を考慮しなければならない。

そこで本論文では、これらの問題を解決するために SOC 同期制御を提案する。SOC 同期制御は EV と電力系統の間に双方向通信を有した集中制御による負荷周波数制御である。SOC 同期制御は制御可能な状態にあるすべての EV の SOC を同期させることを目的としており、上記の使用者の利便性を満たすとともに不確実性を大幅に軽減することができる。そのため、中央給電指令所は EV 群を 1 つの巨大な BESS とみなして管理できる。本論文では、SOC 同期制御により①EV の SOC が同期できること②周波数変動を抑制できること、を数値シミュレーションで示す。これらは、EV の使用者の利便性・不確実性を考慮しても、大容量の再生可能エネルギー電源が系統に連系されたときに生じる周波数変動の抑制に EV 群が貢献できることを意味している。このことから、EV がユビキタスパワーネットワークの一助となることが示唆される。なお、本論文では 2030 年を想定してシミュレーションをおこなったが、本研究は大学レベルの研究であり、世間への導入にはまだ数々の諸問題を抱えていることを追記しておく。

# 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.....	3
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	大容量再生可能エネルギー電源導入による周波数への影響.....	8
2.3	蓄電池システム (BESS: Battery Energy Storage System) .....	10
第 3 章	可制御負荷としての EV 群.....	11
3.1	Vehicle-to-Grid (V2G).....	11
3.2	EV 使用者の利便性の考慮 .....	13
第 4 章	SOC 同期制御と EV 群のモデル化 .....	19
4.1	SOC 同期制御 .....	19
4.2	本章のシミュレーションの流れ.....	21
4.3	下層における SOC 同期制御の検証.....	22
4.4	下層における EV 群のモデル化.....	25
4.5	上層における SOC 同期制御の検証.....	28
4.6	上層における EV 群のモデル化.....	30
4.7	同期 SOC のフィードバック制御.....	31
第 5 章	周波数変動抑制効果の評価.....	33
5.1	周波数解析モデル.....	33
5.2	外乱の取り扱い.....	37
5.3	想定する電力系統モデル.....	39
5.4	既存周波数制御モデルの評価.....	40
5.5	周波数変動抑制効果の検討.....	41
5.6	導入台数に関する検討.....	43
5.7	使用者利便性に関する検討.....	43
5.8	SOC 同期効果 .....	45
5.9	中央給電指令所の運用.....	47

第 6 章	結論.....	49
6.1	本論文の成果.....	49
6.2	今後の課題 .....	50
謝辞	.....	51
参考文献	.....	52
発表文献	.....	54

# 第1章 序論

## 1.1 本論文の背景

### 1.1.1 ユビキタスパワーネットワーク

日本では化石エネルギーの消費量削減が大きな課題となっている。その理由の一つが環境問題である。近年、地球温暖化問題を解決するため、各国が二酸化炭素などの温室効果ガス削減に向けた対策をおこなっている。日本では温室効果ガスを 2020 年に 1990 年度比 25%削減する目標を掲げている。石炭・石油・天然ガスなどの化石エネルギーは燃焼時に二酸化炭素を排出するため、削減目標達成の足かせとなる。さらに、日本は化石エネルギーの 83%を海外に依存しており、エネルギーセキュリティの面からも好ましくない。

そこで、化石エネルギーに代わるエネルギー源として太陽光・風力発電などの再生可能エネルギーが注目されている。再生可能エネルギーは、温室効果ガスをほとんど発生させずに国産の電気を供給することができる。そのため、日本でも電力系統への導入量が年々増加している。「長期エネルギー需給見通し」<sup>(1)</sup>の中で、政府は 2020 年における風力発電の導入目標を 4,910MW、2030 年の目標を 6,610MW と定めている。また、「福田ビジョン」<sup>(2)</sup>の中で、太陽光発電は 2030 年に 53GW の導入目標を掲げている。

一方で、電力系統は供給側だけでなく、需要側の構造も変化しつつある。その一つに電気自動車（Electric Vehicle, EV）やヒートポンプ給湯器（Heat Pump, HP）などの普及による電力消費の変化が挙げられる。「次世代自動車普及戦略」<sup>(3)</sup>の中で、政府は 2030 年には 500 万台の EV が普及すると見通しを立てている。また、「新成長戦略」<sup>(4)</sup>の中で、住宅やオフィスにおけるヒートポンプ給湯器の普及拡大が盛り込まれている。これらの機器は 1 台あたりの電力消費が大きいので、電力需要にまで影響を受けるとされている<sup>(5)</sup>。

また近年、世界中でスマートグリッドに対する関心が急速に高まっている。スマートグリッドとは、こうした電力系統を取り巻く変化が著しい状況下で、電力供給システムの信頼性向上を目指し、電力系統を最適に運用することである。本研究グループではユビキタスパワーネットワークと呼ばれる構想を提案し、日本型先進スマートグリッドの構築を目指している。ユビキタスパワーネットワークの概念図を図 1.1 に示す<sup>(6)</sup>。ユビキタスパワーネットワークとは、インテリジェントな情報通信ネットワークによって再生可能エネルギーや需要家などを巻き込んだ電力ネットワークの最適化を図る構想である。

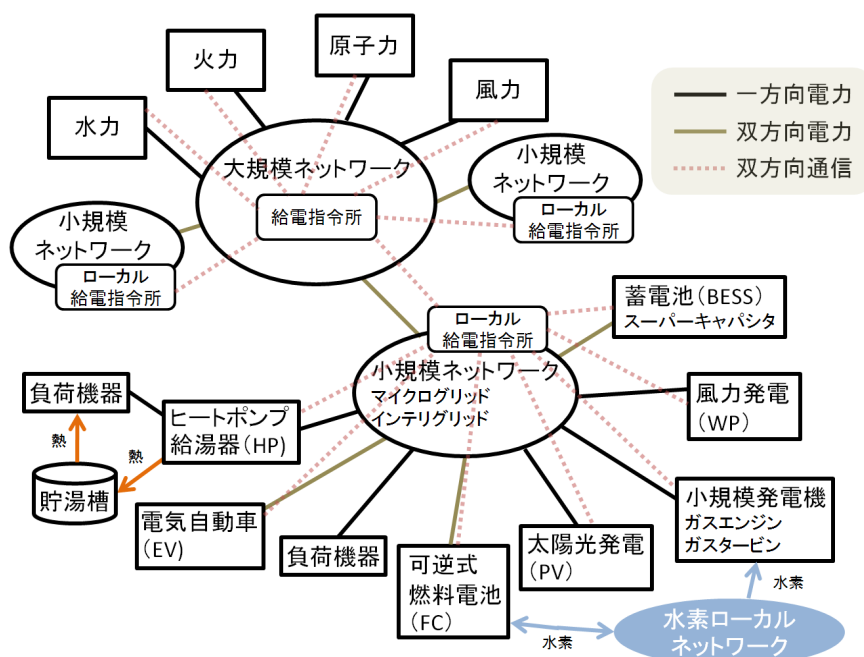


図 1.1 ユビキタスパワーネットワークの概念図

### 1.1.2 ユビキタスパワーネットワークにおける電気自動車の位置づけ

ユビキタスパワーネットワークで解決すべき問題の一つに再生可能エネルギー電源の大量導入時における周波数変動問題がある。電力は消費量と発電量が常に同時同量でなければならない。需給にズレが生じた場合は、すぐに火力発電所や水力発電所、揚水発電所の発電量を調整して、需給のバランスをとる。これは負荷周波数制御と呼ばれる。しかし、太陽光・風力発電は天気や風況によって出力が大きく変動するため、大量に導入されると既存の発電機の調整容量が不足し、周波数が変動する。

この問題の対策の一つとして周波数調整用の蓄電池（Battery Energy Storage System, BESS）を大量に導入することで解決を図る方法がある。しかし、蓄電池は高価なため、導入量はなるべく少ない方が望ましい。そのためには、既存の機器だけでなく EV や HP なども含めた最適な協調制御による負荷周波数制御が必要不可欠である。

そこで、ユビキタスパワーネットワークでは V2G（Vehicle to Grid）と呼ばれる構想を用いて、EV のバッテリーが電力系統に貢献することで解決を図る。EV が負荷周波数制御に貢献すれば BESS の導入量削減の一助となる。

しかし、V2G の構想には大きく分けて三つの課題がある。第一に、EV の使用者の利便性の問題がある。EV が放電をおこなうとバッテリー内の残存容量 (State Of Charge, SOC) が低下し、航続距離が減少する。走行を開始してすぐにエネルギー切れを生じる EV は普及しない。そのため、利便性を損なわない程度の充放電制御が必要である。第二に、EV の不確実性の問題がある。EV は使用者の意思によって自由に電力系統から切り離されるため、電力系統からの信号に EV のバッテリーが応えることができないことがある。また、

SOC が 0% (あるいは 100%) ならば放電 (あるいは充電) 信号に応えることができない。そのため、EV の適切なマネジメントが必要である。

## 1.2 本論文の目的

本論文では再生可能エネルギー電源が大量導入された際に問題となる周波数調整容量不足問題を解決するために、EV を可制御負荷として系統に貢献させる制御手法を提案する。特に、本論文では使用者の利便性、EV の不確実性の問題についての解決を図る。そこで、SOC 同期制御と呼ばれる V2G の新たな制御手法を提案する。SOC 同期制御は EV と電力系統の間に双方向通信を有した集中制御による負荷周波数制御である。SOC 同期制御は制御可能な状態にあるすべての EV の SOC を同期させることを目的としている。本論文では大きく分けて 2 つの検証をおこなう。一つ目は SOC 同期制御により各 EV の SOC が同期するかどうかの検証である。ローカルコントロールセンターを介した 2 階層のコントロールシステムを提案し、上層・下層のそれぞれにおいて SOC の同期を示すことでシステム全体の SOC の同期を示す。また、SOC を同期させることで EV 群のエネルギー収支を定量的に表すことができ、EV 群の集約モデルを作成することが可能となる。二つ目は SOC 同期制御による周波数変動抑制効果の検証である。EV 群の集約モデルを周波数解析モデルに組み込むことで、EV 群を含めた周波数変動を算出する。より詳細な検討をおこなうために EV の導入量や制御可能な SOC の範囲などをパラメータとし、周波数の RMS 値を基準として評価をおこなう。さらに、EV 群の集約モデルと BESS モデルの比較をおこない、SOC 同期効果を示す。SOC 同期効果とは各 EV がコントロールイン・プラグアウトする際のエネルギー差が原因で、LFC 信号とは関係なく同期 SOC が 85% に近づくように力が働く現象である。SOC 同期現象を踏まえて、中央給電指令所が取るべき運用のシナリオについて示す。

## 1.3 本論文の構成

本論文は、全 6 章で構成される。本章である序論で本論文の背景・目的を述べた後、第 2 章で電力系統における周波数制御システムの概要及び再生可能エネルギー電源大量導入による問題点について述べる。第 3 章では本研究における使用者利便性を考慮した EV の取り扱い第 4 章で SOC 同期制御と EV 群の集約モデルについて述べる。第 5 章で EV 群の集約モデルを用いて周波数変動抑制効果の評価をおこない、第 6 章で結論を述べる。

## 第2章 電力系統における周波数制御

本論文は再生可能エネルギー電源大量導入による出力変動が周波数制御システムへ及ぼす悪影響を軽減することを目的としている。そこで、本章では周波数制御システムと再生可能エネルギー電源大量導入時の問題点について述べる。

### 2.1 周波数制御システム

#### 2.1.1 周波数の特性

周波数変動は電力品質の悪化につながるため、わが国では各電力会社が周波数変動について、管理目標値を定めている。その値は基準周波数（東日本：50Hz，西日本：60Hz）からの最大偏差が $\pm 0.1 \sim 0.3$ 程度である。周波数は同一の基準周波数をもつ系統全体がひとかたまりになって変動するという広域的な性質を持っている。例えば、数百 km 離れた点で電力消費が急増しても、直ちに系統全体に周波数低下という現象を生じさせる。逆に、数百 km 離れた点で風力発電所が急激な電力供給をおこなっても、直ちに系統全体の周波数が上昇する。

これらの現象を防ぐためには広域的な制御が必要である。そのため、周波数は各電力会社を接続する連系線を介して横断的に制御される。ただし、本論文では想定する電力系統は独立系統とし、連系線を考慮しない。なぜなら、本論文の目的は EV による周波数制御能力の評価であり、連系線による影響は別問題であるからである。これは、自身の系統内で需給バランスを保たなければならず、本来の系統より周波数変動問題においては過酷な条件であるといえる。

#### 2.1.2 周波数制御の概要

周波数制御は負荷変動に応じて電力供給をおこなうことで周波数を一定に保つ制御である。電力系統の負荷変動は、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。これらの成分を合成したものが電力系統の負荷変動であり、パワースペクトルは概念的に図 2.2 で表される。



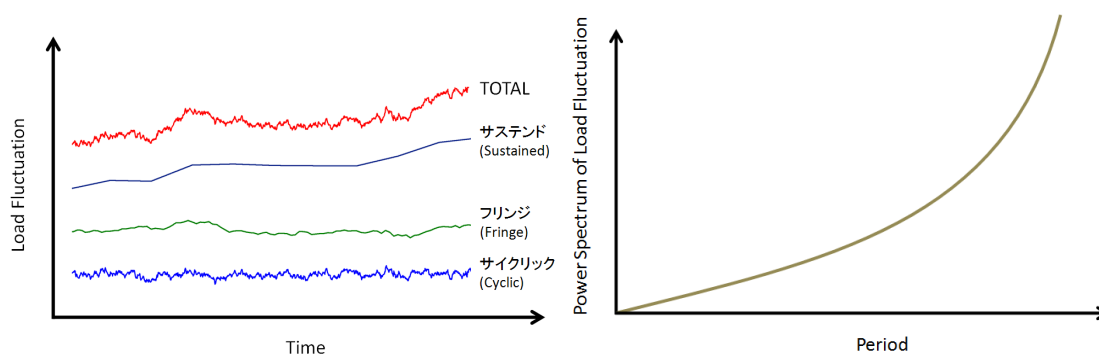


図 2.1 負荷変動の周期成分

図 2.2 負荷変動のパワースペクトル

こうした負荷変動に合わせて発電所は発電をおこなう。ただし、原子力、火力、水力などの発電設備は経済性や運転特性にそれぞれ違いがあるので、電源の開発にあたっては安定供給とコスト低減の観点でバランスのとれた電源構成を図る必要がある。一日の負荷変動である日負荷曲線にあわせてどのように電源を組み合わせるかの一例を図 2.3 に示す。一般に、原子力、水力、火力の順に発電し、急峻な変動は揚水発電などで補償する。このような最適な組み合わせをベストミックスという。

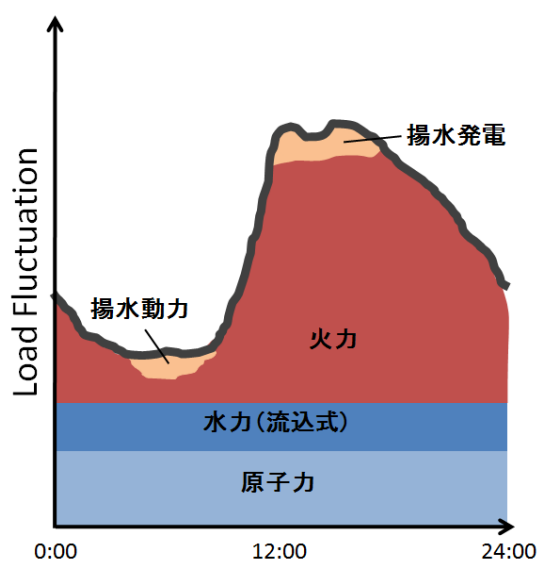


図 2.3 発電所のベストミックス

周波数制御の概略図を図 2.4 に示す。中央給電指令所では、気象情報などから予測される翌週や翌日の電気使用量をもとに、それに合わせ発電所の効率的な運用を計画する。このような制御を経済負荷配分（EDC: Economic load Dispatching Control）と呼ぶ。実運用においては、予測の誤差などの影響から計画とのズレが生じる。これは、周波数から需給のアンバランスを検知し、補償するための出力信号を各発電機に送信することで解決さ

れる。このような制御を負荷周波数制御（LFC: Load Frequency Control）と呼ぶ。また，こうした中央給電指令所による集中制御のほかに各発電機が自端の周波数を検知することで各自に周波数制御をおこなうガバナフリー運転（GF: Governor-Free operation）もおこなう。

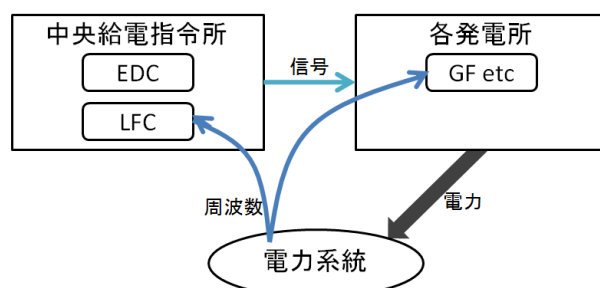


図 2.4 周波数制御概略図

これらの制御は負荷変動成分の周期に応じて使い分けられている。20 秒程度までのごく短周期の負荷変動成分は，系統の持つ負荷 - 周波数特性に吸収される。負荷 - 周波数特性とは，電力系統の一般負荷は周波数が増加すると一般負荷も増加し，逆に，周波数が減少すると一般負荷も減少する特性である。数十秒から数分程度のものは発電機の GF 運転で制御される。そして，数分から数十分程度のフリンジ成分は LFC 制御によって対応している。最後に数十分以上のサステンド成分については，EDC 制御によって対応している。以上の制御分担を概念的に示したものが図 2.5 である。

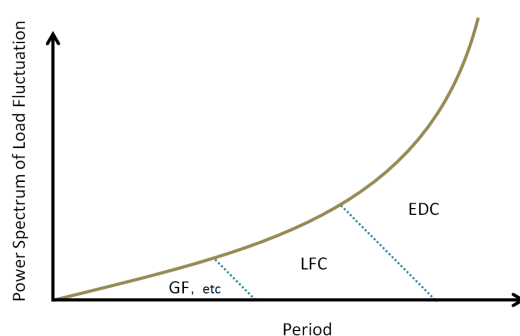


図 2.5 制御分担概略図

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（GF: Governor-Free operation）

GF 運転とは，周波数の変動に応じて発電機出力を自動的に増減する運転のことである。発電機に設けられたガバナ（スピードガバナ，調速機）の働きによりおこなわれる。周波数が基準周波数より増加した場合には出力を減らし，逆に，周波数が減少した場合には出

力を増やすように制御される。GF 運転を行う発電機の特性は式(2.1)で表される。

$$\Delta P_m = -\frac{1}{r} \Delta f \quad (2.1)$$

ただし、 $\Delta f$ は基準周波数からの偏差[Hz]、 $\Delta P_m$ は発電機出力の偏差[kW]、 $r$ は速度調定率である。速度調停率は調速機特性を表すパラメータであり、式(2.2)のように表される。

$$r = \frac{N - N_0}{N_0} \quad (2.2)$$

ただし、 $N$ は無負荷時の回転数[rpm]、 $N_0$ は定格回転数[rpm]である。

GF 運転は、各発電機が自律的に行う制御である。そのため、LFC や ELD に比べて応動が速く、負荷変動の短周期成分の補償に効果的である。しかし、他の発電機などとの協調制御ができないため、中・長周期の大きな変動には不向きである。

#### 2.1.4 負荷周波数制御 (LFC: Load Frequency Control)

LFC 制御とは周波数から需給のアンバランスを検知し、補償するための出力信号を各発電機に送信する制御である。LFC 制御は GF 運転と異なり、中央給電指令所による集中制御である。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 対象の発電機である水力発電機、火力発電機などに制御信号を送る。各発電機は、この信号に応じて発電機出力を制御する。

本論文では LFC の制御方式の中でも定周波数制御 (Flat Frequency Control, FFC) を用いる。この制御は我が国において北海道電力、東京電力、沖縄電力が採用している制御方式である。FFC とは周波数が基準値からどのくらいずれているかを検出し、周波数が基準周波数より高い場合は発電機の出力を減らし、周波数が基準周波数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。FFC における AR は式(2.3)のように算出される。

$$AR = -KP\Delta f \quad (2.3)$$

ただし、 $K$ は系統定数[%MW/Hz]、 $P$ は系統容量[MW]、 $\Delta f$ は周波数偏差[Hz]である。

LFC 制御は中央給電指令所による集中制御であるため、GF 運転よりも長い周期の大きな変動成分に効果的である。しかし、周波数を基準とした制御であるため、発電機の燃料コストなどの経済的な情報、あるいは、水力発電所の貯水量制約などの数日から数ヶ月規模の運用制約を考慮することができない。

#### 2.1.5 経済負荷配分 (EDC: Economic load Dispatching Control)

EDC 制御は ELD 制御と呼ばれることもある。EDC 制御とは気象情報などから予測される翌週や翌日の電気使用量をもとに、それに合わせ発電所の効率的な運用を計画する制

御である。一般に、発電所への出力配分は等増分燃料費法（等入法）により最も経済的に  
まるよう決定される。等入法は各発電機の増分燃料費（出力増加に必要な増加経費）を各  
発電機で等しくなるように配分すれば最も低コストであることに基づく手法である。EDC  
制御は天候や発電機の効率など幅広く考慮できるため、負荷変動が数十分以上の長周期成  
分の補償に効果的である。

## 2.2 大容量再生可能エネルギー電源導入による周波数への影響

### 2.2.1 太陽光発電

太陽光発電とは、太陽の光を直流に変える太陽電池と、その電気を直流から交流に変え  
るインバータなどで構成された発電システムである。太陽光は純国産の豊富なエネルギー  
である。そのため、一次エネルギーの多くを輸入に依存しているわが国では非常に期待さ  
れている。また、発電時に温室効果ガスを排出しないクリーンなエネルギーであるため、  
環境の面からも注目されている。

太陽光発電の設備導入量を図 2.6 に示す。政府による太陽光補助金政策なども手伝って、  
導入量は年々増加している。一般住宅だけでなく大規模な太陽光発電所も建設されている。  
「福田ビジョン」の中で、太陽光発電は 2030 年に 53GW の導入目標を掲げている<sup>(2)</sup>。

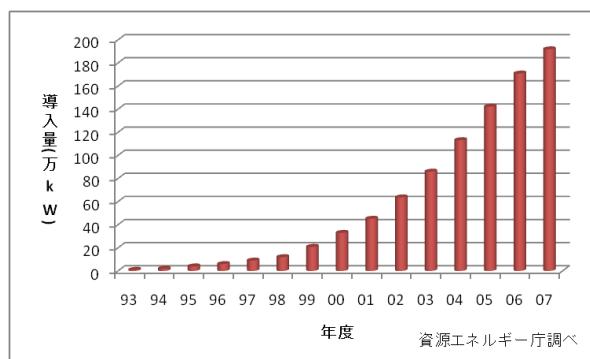


図 2.6 太陽光発電の設備導入容量

### 2.2.2 風力発電

風力発電は自然界に存在する風の力を利用して風車を回し、その回転運動を変換して電  
気エネルギーを作り出す発電システムである。風力も太陽光と同じく自然エネルギーであ  
るため、同様の理由で導入が期待されている。

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。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。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>(1)</sup>。

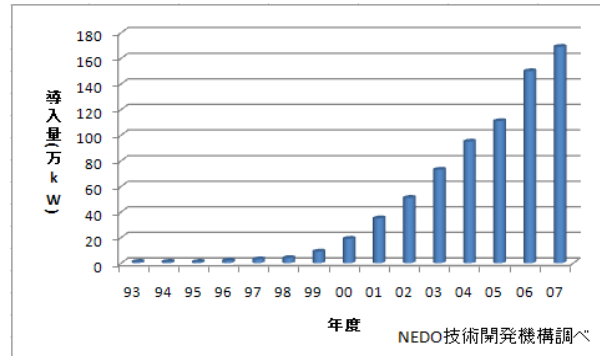


図 2.7 風力発電の設備導入容量

### 2.2.3 再生可能エネルギー電源導入による周波数への影響

太陽光・風力発電は自然エネルギーを利用するため、風況・日射量などによってその出力が大きく変動してしまうという問題を抱えている。第〈2・1〉節で述べたとおり、電力系統は需要と供給が釣り合うように制御し、周波数を一定に保っている。しかし、電力系統に太陽光・風力発電が大量導入し、その出力が大きく変動すると需給のバランスを保つことが困難になり、周波数が変動する。具体的には、電力需要の小刻みな変動（20 分程度）に、太陽光・風力出力変動が加わることで、供給エリアごとに確保している LFC 制御の調整力が不足するおそれがある。

太陽光発電はエネルギー源が太陽光であるため、日中にのみその変動が生じる。また、天候の依存性が高く、晴れと曇りを繰り返すような天候時には出力変動は大きくなる。なお、太陽光発電に起因する問題として、配電網の電圧上昇、逆潮流、余剰電力の発生、周波数調整力の不足などが懸念されているが、本論文では周波数調整力の不足のみを取り扱う。

一方、風力発電は一般に、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ため、太陽光発電に比べて出力変動が大きいとされている。風力発電の出力  $P_w$  [W] は式 (2.4) で表される。

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A V_w^3 \quad (2.4)$$

ただし、空気密度は  $\rho$  [kg/m<sup>3</sup>]、受風面積は  $A$  [m<sup>2</sup>]、風速は  $V_w$  [m/s] 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、LFC 制御の調整力が弱まっている。そのため、風力発電の導入量が拡大すると、太陽光発電と異なり、夜間において調整力不足が発生するおそれがある。

風力発電においてはすでに導入規制が検討されている。各電力会社における風力連系制約量を表 2.1 に示す。これらは、再生可能得エネルギー電源普及の足枷となるため早急な対策が必要である。

表 2.1 各電力会社における風力連系制約の現状

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 蓄電池システム (BESS: Battery Energy Storage System)

第〈2・2〉節で述べた，太陽光・風力発電による周波数への影響を解決する手段の一つとして蓄電池システム(BESS)が注目されている。蓄電池とは，充電を行うことで電気を蓄え，放電により電気を取り出すことができる電気の貯蔵設備である。

BESS で負荷周波数制御をおこなう場合，一般には以下のように用いる。電力の需要に対し供給が大きい場合，BESS は充電することで供給余剰分を吸収する。逆に，供給に対し需要が大きい場合，BESS は放電することで供給不足分を補う。こうした制御をおこなうことで，需給のアンバランスを解消し，周波数を安定化させることができる。

しかし，BESS は高コストであることが懸念されている。「低炭素電力供給システムに関する研究会」<sup>⑤</sup>によると kWh あたり 2~3 万円の費用が必要であり，調整力不足だけでなく余剰電力問題も解決させるなら 6 兆円ものコストが必要である。そのため，経済的な社会インフラ構築のためには BESS の導入量はなるべく小さくすることが望ましい。そこで，本論文では EV による BESS の代替を提案する。

## 第3章 可制御負荷としてのEV群

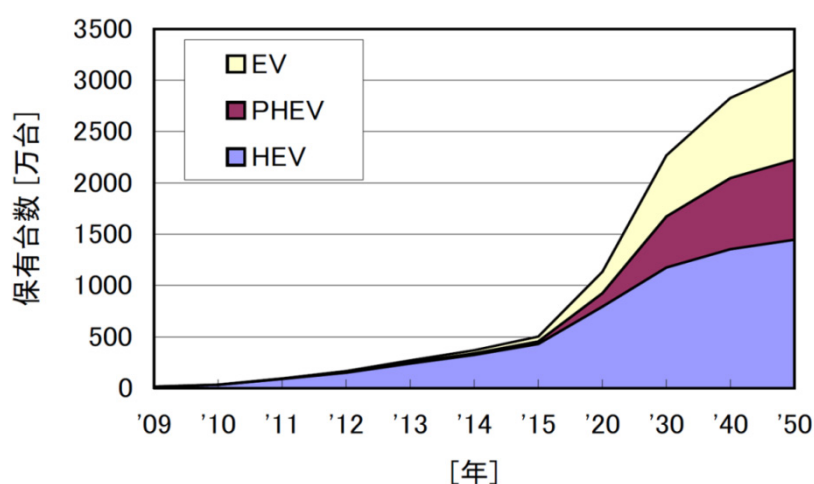
### 3.1 Vehicle-to-Grid (V2G)

#### 3.1.1 EVとは

1873年にダビッドソンが電動トラックを発明して以来、電気自動車は100年以上研究が続けられている。電気自動車には以前から幾度かの全盛時代があった。エンジンが高性能化する以前、1900年頃には道路上のほとんどの車は電気自動車であった。また、第二次世界大戦中は、燃料不足のため軍用の開発が進み、1970年代はオイルショックや大気汚染などを背景に注目が集まっていた。そして、現在では地球温暖化などの環境問題、リチウムイオンバッテリーなどのバッテリー高性能化などを背景に再び電気自動車への期待が高まっている。

バッテリーとモーターを搭載した駆動システムとして広義的に電気自動車を捉えると、様々な種類が存在する。純粋にモーターだけで駆動するEV（ピュアEV）、モーターとエンジンの両方を搭載したプラグインハイブリッド車（HEV）、HEVの中でもバッテリーへの電力供給が電力系統から可能なプラグインハイブリッド（PHEV）などがある。本論文では大容量のバッテリーを搭載しているピュアEVをEVとして取り扱う。

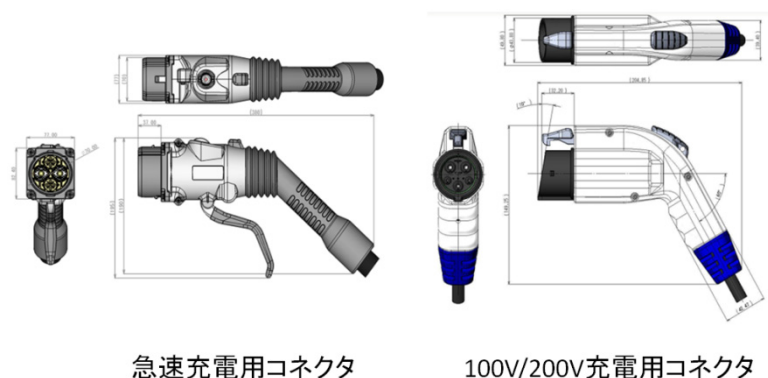
図3.1に我が国における将来の電気自動車普及台数を示す<sup>(4)</sup>。現在の電気自動車市場のほとんどはHEVで占められている。しかし、バッテリーの低価格化、充電インフラの充実などが促進されればピュアEVやPHEVなどの普及も見込まれる。2030年には約500万台のピュアEVが導入されると予測されている。



次世代自動車普及戦略検討会、次世代自動車普及戦略H21年5月

図 3.1 EV の普及台数

国内で販売されている EV には 2 種類の充電方法がある。急速充電器による充電及び車載充電機（単相 AC100V/単相 AC200V）による家庭用コンセントからの充電である。このように電源に多様性を持たせると共に充電時間の短縮を図り，EV の使用者の利便性を向上させている。なお，車両への入力電力は急速充電器の場合は直流電力，車載充電機の場合は交流電力が供給されるため，充電口はそれぞれの場所に設けられている。我が国のコネクタ部の規格を図 3.2 に示す。



CHAdemo: <http://www.chademo.com/>

図 3.2 EV の充電用コネクタ

車載充電機は，入力電圧（単相 AC100V/単相 AC200V）を自動的に判別し，充電初期では定電力制御，最終的には定電圧制御に移行する。充電時間はリチウムイオン電池の搭載容量，車載充電機能力，充電制御手法などによって変化するが，一般的な充電時間を表 3.1 に示す。ただし，表 3.1 の充電時間はバッテリーが空の状態からの充電時間であり，実際はある程度バッテリーにエネルギーが溜まった状態から充電が開始されるため，充電時間は表 3.1 より短くなる。本論文では 200V 充電において EV が電力系統に貢献することを想定する。

表 3.1 EV の充電時間

充電方式	充電時間
急速充電	15 分～30 分以内
200V 充電	5～7 時間
100V 充電	9～14 時間

### 3.1.2 Vehicle-to-Grid (V2G)

EV のバッテリーは走行開始時において走行に十分なエネルギーが確保されていれば，それまでの充放電は自由におこなうことができる。そのため，EV のバッテリーと BESS は電力貯蔵設備という点に関しては同じである。しかし，EV は走行を目的としてユーザーが購入するものであり，電力会社が設置する必要はない。そのため，EV のバッテリー



の設置コストはゼロである。そのため、周波数変動の対策費用を大幅に軽減できる可能性がある。ただし、通信・電力融通インフラの整備、EV のバッテリーの使用料などのコストが別途必要である。

こうした、駐車中の EV のバッテリーを電力貯蔵装置と捉え、電力系統に貢献させることを目的とした構想は多数存在する。その詳細を以下に示す。本論文では系統への貢献能力が高い V2G の構想を取り扱う。なお、V2G の「2(to)」は双方向電力融通という意味の「2」と、電力系統から EV「へ」という意味の「to」がかかった言葉である。

#### (i) V2H (Vehicle-to-Home)

EV のバッテリーのエネルギーを家庭内で利用する構想。電力系統と EV は双方向の電力融通をおこなうことができる。太陽光発電が導入された住宅における EV を用いた発電電力平準化などが検討されている<sup>(7)</sup>。

#### (ii) V2G (Vehicle-to-Grid)

EV のバッテリーを電力貯蔵装置と捉え、充放電により電力系統に貢献させる構想。EV は充電だけでなく、放電もおこなうことができるので、電力系統に貢献する能力が強い。双方向の電力融通が可能な EV の開発が必要である<sup>(8)</sup>。

#### (iii) V1G (Vehicle-one-Grid), G2V (Grid-to-Vehicle)

EV のバッテリーを電力貯蔵装置と捉え、充電により電力系統に貢献させる構想。とりわけ、電力系統から EV への一方向のみの電力融通のものを指す。つまり、EV は充電のみをおこなうことができ、その充電量を制御する。V2G に比べ、電力系統に貢献する能力は弱い、EV の開発は容易である。周波数に応じて充電量を変化させる研究などがなされている<sup>(9)</sup>。

### 3.2 EV使用者の利便性の考慮

EV 使用者の利便性が満たされなければ V2G の普及は困難である。本論文では、使用者の利便性を考慮するために EV を 3 つの状態に分割して定義した。本節ではその詳細について述べる。

#### 3.2.1 EV使用者の利便性

本論文において EV 使用者の利便性は下記の 2 つの制約条件として取り扱う。

- (i) EV 使用者はいつでも好きな時に走行開始・終了をおこなえること。その際、EV 使用者は事前に走行開始・終了の情報を EV に送る必要はないものとする。
- (ii) 走行開始時の SOC は 80%以上であること。

(i)は EV を使用する際の煩わしさを軽減するために設けられている。EV の使用形態は大きく分けて2つある。一つは走行開始・終了情報を事前に知らせる場合である。例えば、EV に「3 時間後に走行開始ボタン」が設置されていると仮定する。EV 使用者は走行開始の3時間前にそのボタンを押すことで走行開始時には充電が完了する。このように、事前に走行開始・終了情報を EV に送ることで、電力系統側はこれらの情報を踏まえた制御をおこなうことができる。しかし、EV 使用者は数時間先の予定を常に把握しなければならず、とても煩わしい。また、急用ですぐに EV を使用したい場合などにも対応できない。そこで、本論文では二つ目の走行開始・終了時刻を事前に知らせない場合を取り扱う。いつでも走行開始・終了をおこなうことができるので、ガソリン自動車の使用形態と近く、煩わしさは軽減される。

(ii)は走行に十分なエネルギーを確保するための制約である。SOC が 80%確保されていると EV は約 100km の走行が可能である。ガソリン自動車の平均走行距離は 38km である<sup>(10)</sup>ことから、この制約によりほとんどの EV 使用者の利便性は満たされると思われる。

一般に、EV が電力系統と接続されることをプラグイン、逆に、電力系統と解列することをプラグアウトという。本論文ではプラグインと走行開始、及び、プラグアウトと走行終了はそれぞれ同義であるとして取り扱う。EV 使用者の中には、走行しない日にはプラグを抜いておく人、また、長距離走行の機会が多く SOC が 80%確保されているだけでは満足できない人などがある。こうした本論文の想定と異なる使用形態の EV は V2G システムに寄与しない一般の EV として取り扱う。

### 3.2.2 EV状態の定義

EV の状態遷移図を図 3.3 に示す。本研究では EV 状態について、走行 (Driving EV)、充電 (Charging EV)、制御可能 (Controllable EV) の3つの状態を想定している。加えて、プラグイン (Plug-in)、コントロールイン (Control-in)、プラグアウト (Plug-out) という3つの状態遷移からなる。

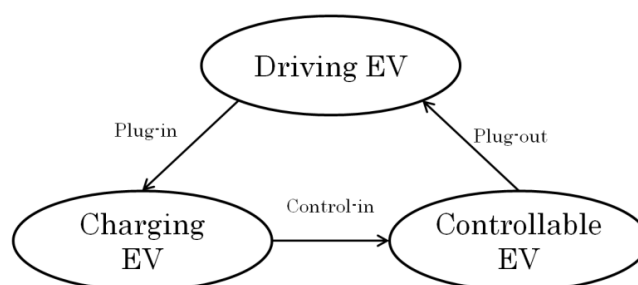


図 3.3 EV の状態遷移

#### (i) 走行状態 (Driving)

プラグアウトした EV は走行状態となる。走行状態の EV は電力系統に接続されておらず、電力の授受はおこなわれない。走行を終えた EV はプラグインし、走行状態から充電

状態へ遷移する。

### (ii) 充電状態 (Charging)

プラグインした EV は充電状態となる。本研究では各 EV は SOC が 85% となるまで充電をおこなうとする。充電状態の EV は次回の走行に必要なエネルギーを確保することが目的であり、電力系統からの信号には応えない。充電を終えた EV は、充電状態から制御可能状態に状態遷移する。この状態遷移をコントロールインと呼ぶ。

### (iii) 制御可能状態 (Controllable)

コントロールインした EV は制御可能状態となる。制御可能状態の EV は電力系統からの信号に応じるため、SOC が変動する。ここで、本研究では SOC が 80%~90% の間で制御されるものとする。このため、系統への貢献能力は低下するが、EV の使用者は 80% 以上の SOC を確保した状態でいつでも次回の走行を始めることができる。一般に、EV のバッテリーは SOC が 100% 付近で長時間使用すると、バッテリー寿命が低下する。本論文では、90% を超えた充放電を行うことがないため電池寿命に与える影響は小さいと考えられる。使用者が運転を始める時に EV はプラグアウトし、制御可能状態から走行状態へ遷移する。

平成 21 年度自動車輸送統計調査年報<sup>(10)</sup>によると乗用車の日平均実働距離は 38km である。EV が普及しても同じであると仮定すれば EV は約 2 時間（燃費 10km/kWh, 充電 3kWh/h の場合）で走行に必要なエネルギーを充電することができる。さらに、走行時間を 1 時間と仮定すれば、一日のうち約 21 時間は制御可能状態であることから、存在する EV のほとんどは制御可能状態であることが分かる。

## 3.2.3 各EV状態の台数

本論文では次世代自動車普及戦略検討会<sup>(3)</sup>のデータを基に 2030 年に 500 万台の EV が日本に導入される想定する。さらに、本論文で想定するエリアは日本の自動車規模の 10%（系統の規模も同じく 10%）とし、導入させる EV の台数は 50 万台である。加えて、充放電機能を持つ EV は全 EV の 10% とする。つまり、本論文が想定するエリアで実際に充放電をおこなう EV の台数は 5 万台である。また、シミュレーション開始時（深夜 0 時）において、5 万台の EV はすべて系統に接続されているものとする。そのため、すべての EV はプラグアウトが先におこなわれた後、プラグインがおこなわれる。

図 3.4 に本論文で想定する日本の単位時間当たりのプラグアウト、プラグイン、コントロールイン台数を示す。プラグアウト台数は平成 17 年度道路交通センサス<sup>(11)</sup>のデータから作成する。プラグイン台数は各時刻においてプラグアウトした EV は平均が 3600 秒、標準偏差が 900 秒の時間を経てプラグインされるものとして算出する。簡単のため、EV 全台が 1 回のトリップで 30km 走行し、3kWh のエネルギーを消費するとする（電費

10km/kWh)。そして、走行後、プラグインするとすぐに 3kW の充電を 1 時間おこない 3kWh の充電量を確保するものとする。プラグインから 1 時間後にコントロールインされるため、コントロールイン台数はプラグイン台数を 1 時間遅らせる（右ヘシフトさせる）ことで作成する。

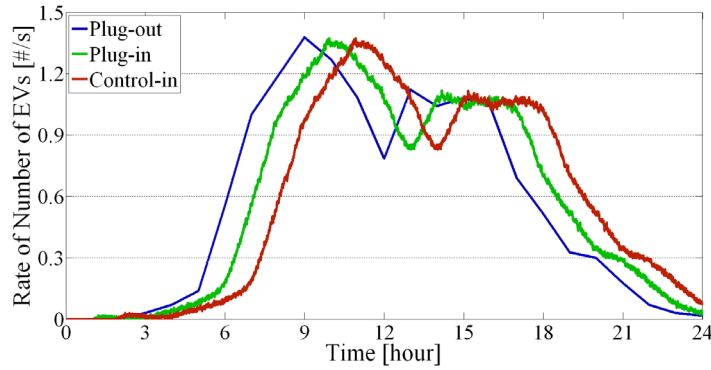


図 3.4 単位時間当たりのプラグアウト、プラグイン、コントロールイン台数

本論文では、EV の各状態の台数変化のデータが必要であるため、図 3.4 の積分値である図 3.5 が用いられる。図 3.5 は各時刻においてそれまでにプラグアウト、プラグイン、コントロールインがおこなわれた EV の台数を表している。

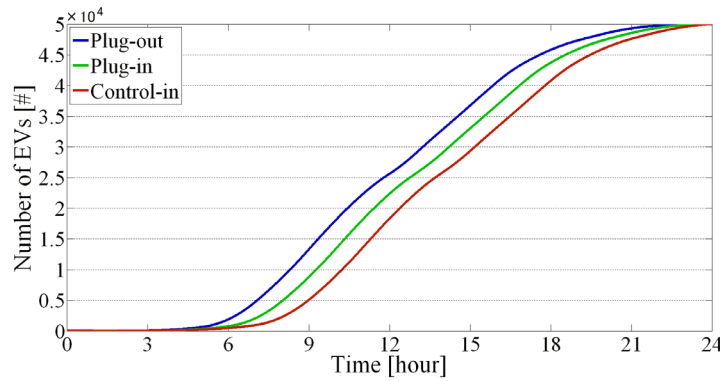


図 3.5 プラグアウト、プラグイン、コントロールイン台数

充電状態の台数を図 3.6 に示す。プラグイン後 1 時間が充電状態であるため、充電状態の台数はプラグイン台数のデータに 3600 秒の移動平均をとり、3600 を掛けることで作成する。

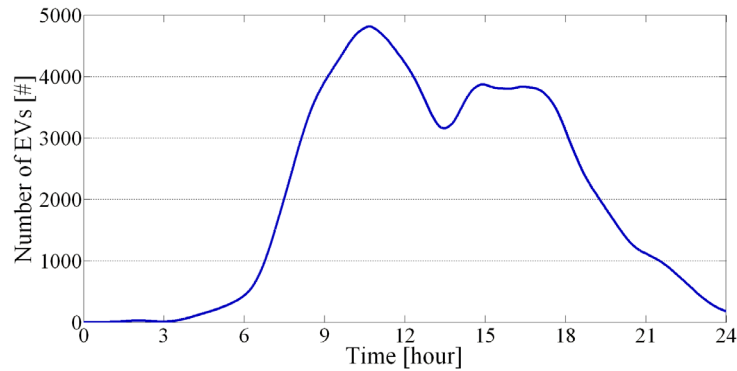


図 3.6 充電状態の EV の台数

制御可能状態の台数を図 3.7 に示す。コントロールインからプラグアウトまでが制御可能状態である。まず、全ての EV (5 万台) に図 3.5 で表されるコントロールイン台数を加える。次に、図 3.5 で表されるプラグアウト台数を引くことで作成する。日中は走行状態あるいは充電状態の EV が多く、制御可能状態の台数が少なくなっている。なお、走行状態の台数は本研究で用いないため、データは作成しない。

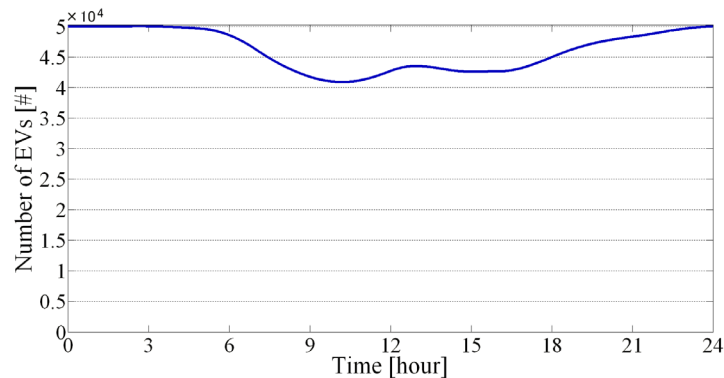


図 3.7 制御可能状態の EV の台数

ここで、各 EV のランダム性について考察する。プラグイン台数はプラグアウトした EV は平均が 3600 秒、標準偏差が 900 秒の時間を経てプラグインされるものとして算出しているため、ランダム性を持っている。しかし、図 3.5 のプラグイン台数ではプラグアウト台数の 1 時間遅れたグラフにはなっているが標準偏差による変動が確認できない。これは、図 3.5 が積分値で表されており、正規分布による変動は平準化されるためである。このことから、各 EV の走行時間のランダム性が正規分布に従うという仮定をおく限り、本論文の検討に影響を与えないことが分かる。プラグイン後、コントロールインまでの充電時間は全 EV が 1 時間であると仮定したが、同様の理由で本論文の検討に影響を与えないと考えられる。

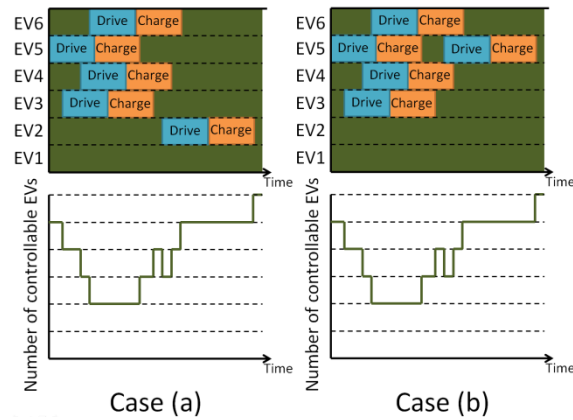


図 3.8 ドライブパターンと制御可能台数

本節で作成した台数に関するデータを用いるにあたって 1 日に複数回走行する EV を考慮する必要が無いことを示す。6 台の EV (EV1～EV6) が Case (a), (b) の 2 パターンの運転をおこなうとする。Case (a) では EV2～EV6 が一回の走行及び充電をおこなっている。Case (b) では EV5 が 2 回の走行及び充電をおこなっている。しかし、各状態の EV 台数の合計値には影響を与えない。一例として、制御可能台数の変化を図 3.8 に併記する。Case (a), (b) を比較すると、各時刻における各状態の台数は同じであることが確認できる。このことから、各状態の台数をもとにして検討をおこなう本論文では、一日に複数回走行する EV を考慮する必要が無い。

## 第4章 SOC同期制御とEV群のモデル化

EV 群の不確実性を低減させるために、本論文では SOC 同期制御を提案する。本章ではその詳細について述べるとともに、シミュレーションによる検討をおこなった。さらに、EV 群を集約したモデルを作成した。集約モデルの設計は、EV 群による周波数解析等の数値解析シミュレーションに役立てることを目的としている。集約モデルを用いることで、詳細モデルを多数台用いた場合と比べてシンプルな検討が可能となり、シミュレーション時間が短縮される。

### 4.1 SOC同期制御

#### 4.1.1 LCセンターとSOC同期制御の構成

SOC同期制御の概念図を図4.1に示す。SOC同期制御では中央給電指令所(Central Load Dispatching Center : CLDC)の下位に複数の配電用変電所レベルでのローカルコントロールセンター(LCセンター)を想定する。EVとの双方向通信をLCセンターで一度集約することにより、データ処理の高速化や通信網の簡素化などの利点がある。本研究では、中央給電指令所とLCセンターによる系を上層、LCセンターとEVによる系を下層と呼称し、5万台のEVを1ヶ所の中央給電指令所と500ヶ所のLCセンターで制御する状況を想定する。充電を完了し、制御可能状態となったEVはバッテリーのkW/kWh容量( $C_{kW\_EV}$ ,  $C_{kWh\_EV}$ )をLCセンターに送信する。さらに、SOC( $SOC_{EV}$ )を30秒間隔でLCセンターに送信する。LCセンターは担当エリアの制御可能なEVの総kW/kWh容量( $C_{kW\_LCC}$ ,  $C_{kWh\_LCC}$ )及び、それらのEVの同期したSOC( $SOC_{LCC}$ : 第〈4.2.2〉節参照)を30秒間隔で中央給電指令所に送信する。

SOC同期制御の目的はすべてのEVのSOCを同期させることである。単にLFC信号を均等配分するだけではEVのSOCが各々に変動するばかりで同期することはない。そのため、SOC同期制御ではLFC信号をSOCに応じて適切に分配することによって同期させる。そこで、SOC同期制御におけるLFC信号の配分方法を下層・上層に分けて説明する。ここで、LCセンターへの分配のために中央給電指令所が作成する信号を $LFC_{LCC}$ 、EVへの分配のためにLCセンターが作成する信号を $LFC_{EV}$ とする。また、すべての $LFC_{LCC}$ の総和を $LFC^{TOTAL}$ とする。(  $i \in N_{LCC}$ ,  $j \in N_{EV}$ ,  $N_{LCC}$ : LCセンターの総数,  $N_{EV}$ : EVの総数) なお、LFC信号は3秒間隔で送信されるものとする。

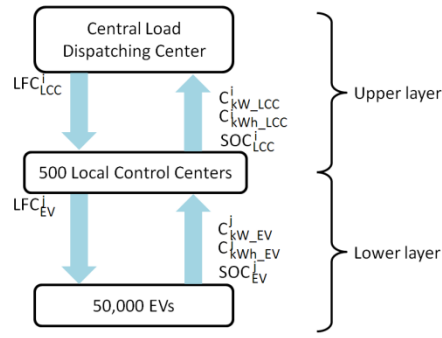
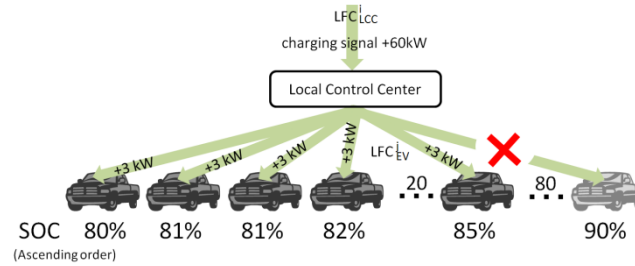


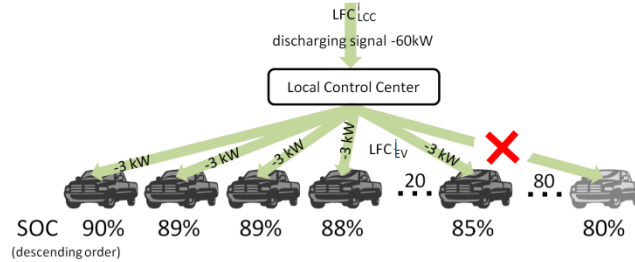
図 4.1 SOC 同期制御システム

#### 4.1.2 SOC同期制御とLFC信号分配方法

LC センターは受信した  $LFC_{LCC}$  から次に示す分配手法で  $LFC_{EV}$  を作成し, 各々の EV へ送信する。 $LFC_{LCC}$  が 60kW の充電信号及び放電信号の場合の分配手法を図 4.2 に示す。LC センターは EV から受信する  $SOC_{EV}$  情報に基づいてソートをおこない, EV に優先順位をつける。 $LFC_{LCC}$  が充電信号であれば  $SOC_{EV}$  の小さい EV から順に, 放電信号であれば  $SOC_{EV}$  の大きい EV から順に  $C_{kW\_EV}$  に応じて分配する。ここで, 本論文においてすべての EV の kW 容量 ( $C_{kW\_EV}$ ) は 3kW とする。図 4.2(a)の場合, 60kW の充電信号は  $SOC_{EV}$  の小さい EV (図では 80%) から順に 3kW ずつ 20 台 ( $3kW \times 20 \text{ 台} = 60kW$ ) まで充電信号が送信される。残りの 80 台には信号は送信されない (あるいは 0kW の信号が送信される)。同様に図 4.2(b)の場合, 60kW の放電信号は  $SOC_{EV}$  の大きい EV (図では 90%) から 3kW ずつ 20 台まで放電信号が送信される。



(a) charge LFC signal of 60kW

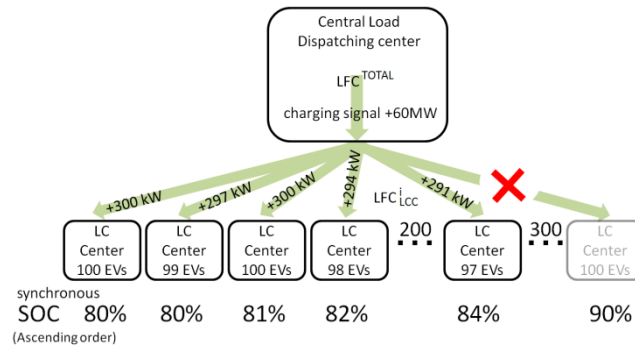


(b) discharge LFC signal of 60kW

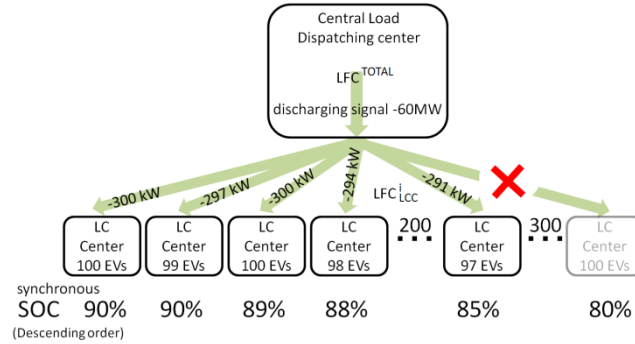
図 4.2 下層における LFC 割当の例



中央給電指令所は地域要求量などから  $LFC^{TOTAL}$  を作成した後、 $LFC^{TOTAL}$  から次に示す分配手法で  $LFC_{LCC}$  を作成し、各々の LC センターへ送信する。 $LFC^{TOTAL}$  が 60MW の充電信号及び放電信号の場合の分配手法を図 4.3 に示す。中央給電指令所は LC センターから受信する  $SOC_{LCC}$  情報に基づいてソートをおこない、LC センターに優先順位をつける。 $LFC_{LCC}$  が充電信号であれば  $SOC_{LCC}$  の小さい LC センターから順に、放電信号であれば  $SOC_{LCC}$  の大きい LC センターから順に  $C_{kW\_LCC}$  に応じて分配する。ただし、本論文では  $C_{kW\_LCC}$  は制御可能状態の EV の台数に応じて変化する。このように、SOC 同期制御は信号分配に優先順位を設けることで SOC が平均から離れているものから順に信号が分配され、結果的に全ての SOC がひとつにまとまることを図る制御である。



(a) charge LFC signal of 60kW



(b) discharge LFC signal of 60kW

図 4.3 上層における LFC 割当の例

## 4.2 本章のシミュレーションの流れ

本シミュレーションでは SOC 同期制御により各 EV の SOC が同期することを検証するとともに、EV 群の集約モデルを作成する。本章のシミュレーションの流れを図 4.4 に示す。本章のシミュレーションは 4 つに分けられる。第〈4・3〉節では、EV の詳細モデルを用いて一つの LC センターが担当する EV 群の SOC が同期することを示す。第〈4・4〉節

では、一つの LC センターが担当する EV 群を集約したモデルを作成する。第〈4・5〉節では、第〈4・4〉節で述べた集約モデルを用いて LC センター群の同期 SOC が同期することを示す。第〈4・6〉節では、LC センター群が集約、つまり、すべての EV 群を集約したモデルを作成する。また、第〈4・7〉節では、同期した SOC が上下限制約に抵触することを防ぐ同期 SOC のフィードバック制御について述べる。

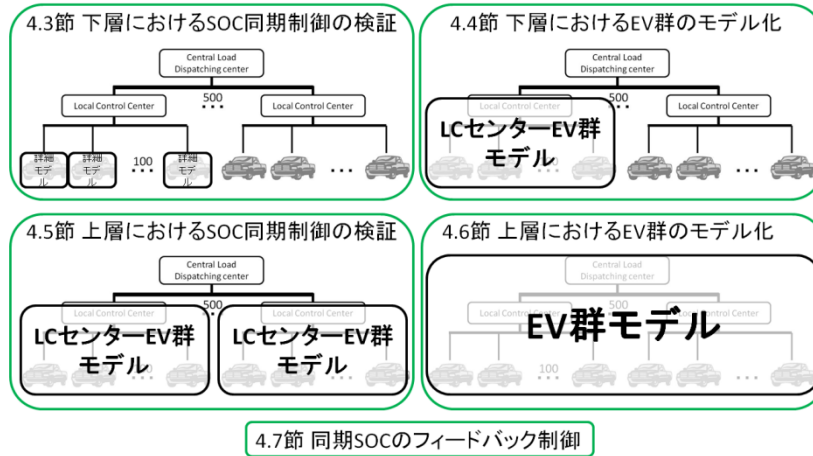


図 4.4 本章のシミュレーションの流れ

### 4.3 下層におけるSOC同期制御の検証

#### 4.3.1 モデルとシミュレーション条件

図 4.5 は一台の EV を模擬した詳細 EV モデルである。 $LFC_{EV}$  を入力とし、EV 一台の充放電出力 ( $P_{EV}$ : 正が充電) を出力するとともに  $SOC_{EV}$  を算出する。EV に関するデータを表 4.1 に示す。本研究では、バッテリーの kWh 容量 ( $C_{kWh\_EV}$ ) の異なる 2 種類の EV (タイプ A, B と表記) の普及を想定しており、その平均 ( $C_{kWh\_EV}^*$ ) は 21.6kWh である。タイプ A は軽自動車、タイプ B は乗用車を想定している。ただし、インバータの kW 容量 ( $C_{kW\_EV}$ ) はどちらも同じである。これは、インバータの kW 容量制約は EV の種類によって決まるのではなく、充電器によって決まるためである。kW 容量制約の上下限は  $\pm C_{kW\_EV}$ , kWh 容量制約の上限は  $C_{kWh\_EV}$  の 90%, 下限は 80% となっている。 $LFC_{EV}$  を積分することで  $SOC_{EV}$  を求め、 $SOC_{EV}$  が上下限制約に抵触している場合は  $LFC_{EV}$  の充電あるいは放電信号を制限する。



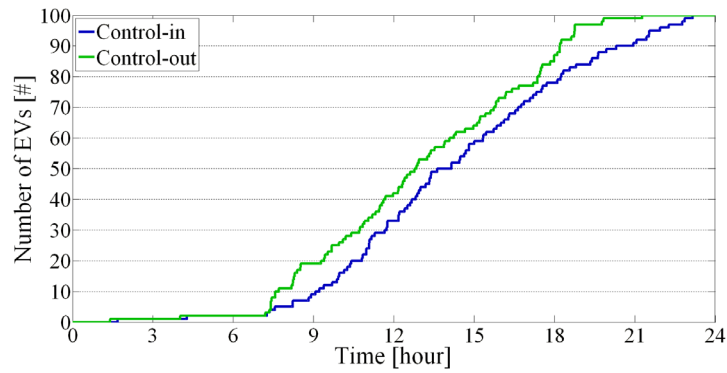


図 4.6 プラグイン・コントロールイン台数

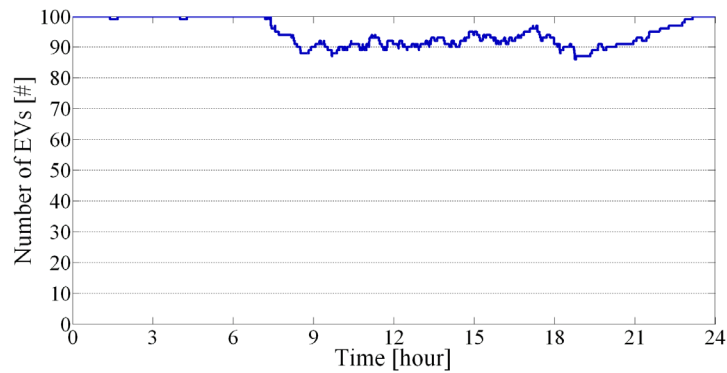


図 4.7 制御可能台数

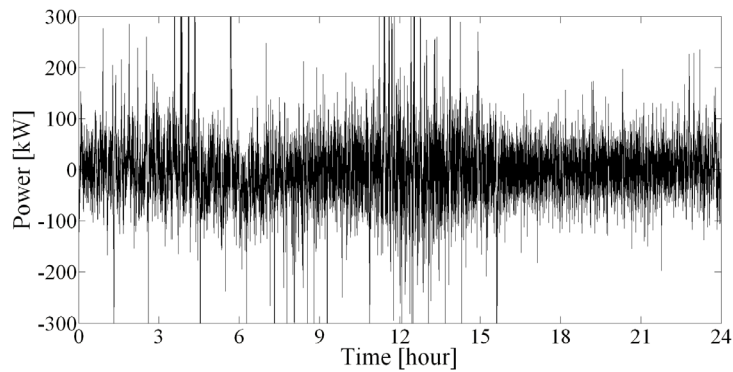


図 4.8  $LCC_{LCC}$

#### 4.3.2 シミュレーション結果

図 4.9 に第〈4.1.2〉節で提案した SOC 同期制御をおこなわない場合の  $SOC_{EV}$  の変化を，図 4.10 に SOC 同期制御をおこなった場合の  $SOC_{EV}$  の変化を示す。SOC 同期制御をおこなわない場合では， $LFC_{LCC}$  信号をすべての制御可能 EV について均等に割当てている。図中では，100 台すべての EV について  $SOC_{EV}$  の変化がプロットされている。すべての EV は SOC が 85% でコントロールインする。図 4.9 では，新しくコントロールインした EV の  $SOC_{EV}$  は時間とともに分散している。そのため，SOC が 80% あるいは 90%

の上下限制約に抵触する EV も存在する。これらの EV は LFC 信号に応えることができないため、不確実性の原因となる。対して、図 4.10 では  $SOC_{EV}$  の変動が小さくなり、多数の EV の  $SOC_{EV}$  の線が何度も重なりあう部分が見受けられる。この部分は制御可能状態にある EV 群の  $SOC_{EV}$  が同期していることを示している。コントロールイン直後の EV（例えば、3 時に 85% でプラグインされた黄土色の曲線）は数分で他の EV の SOC と同期する。これは、 $SOC_{EV}$  の高い EV から充電、 $SOC_{EV}$  の低い EV から放電させるためである。本研究では図 4.10 で示される  $SOC_{EV}$  の平均値を一つの LC センターが担当する EV 群が同期した SOC として  $SOC_{LCC}$  と定義する。

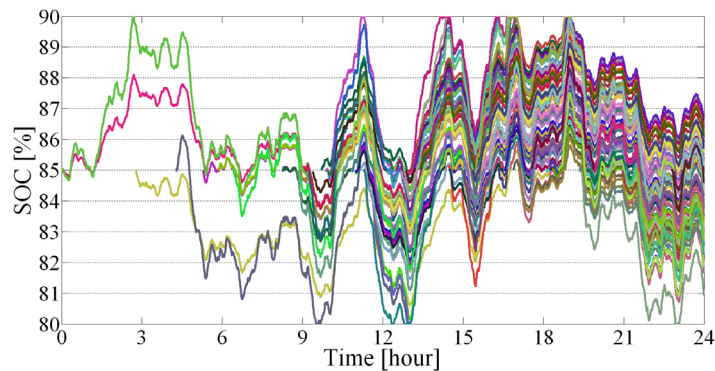


図 4.9  $SOC_{EV}$  (SOC 同期制御なし)

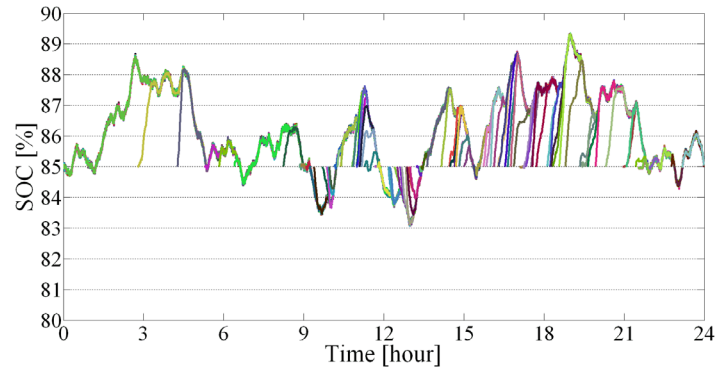


図 4.10  $SOC_{EV}$  (SOC 同期制御あり)

#### 4.4 下層におけるEV群のモデル化

前節のシミュレーションから、EV 群は SOC 同期制御によって LC センター単位で同期することが示された。そのため、コントロールイン時は EV 全台が 85% であり、プラグアウト時は EV 全台が同期 SOC である。つまり、コントロールイン・プラグアウト時のエネルギー増減を統計的な検討をおこなうことなく把握することができる。本節では、それらをふまえ、LC センター単位での EV 群のモデルを作成する。

##### 4.4.1 モデルとシミュレーション条件

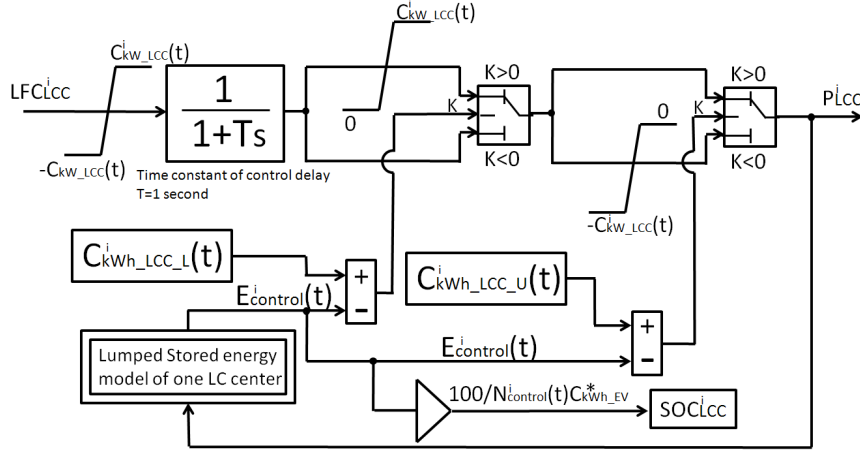


図 4.11 LC センターEV 群モデル

本研究で提案する LC センターEV 群モデルを図 4.11 に示す。このモデルは、1 つの LC センターが担当する EV 群の集約モデルで、 $LFC_{LCC}$  信号に対して制御可能状態にある全 EV の合計応答充放電電力 ( $P_{LCC}$ : 正が充電) を計算する。EV 群の充放電電力は制御可能 EV 台数と、SOC 制約によって制限されるため、その詳細を以下に示す。

(i) kW 容量制約

各 EV はインバータの kW 容量 ( $C_{kW\_EV}$ ) を超えて充放電することはできず、EV 群としての kW 容量 ( $C_{kW\_LCC}(t)$ ) は式(4.2)で計算される。

$$C_{kW\_LCC}^i(t) = N_{control}^i(t) \cdot C_{kW\_EV}^i \text{ [kW]} \quad (4.2)$$

制御可能状態にある各 EV は  $SOC_{EV}$  が上限制約 (90%) に抵触する場合は充電信号に対する応答をおこなわなくなり、下限制約 (80%) に抵触する場合は放電信号に対する応答をおこなわなくなる。このように、全体としての EV 群は kW 容量制約だけでなく kWh 容量制約を考慮する必要がある、 $\pm C_{kW\_LCC}(t)$  の容量を必ず使用できるわけではない。

(ii) kWh 容量制約

時刻  $t$  における制御可能な全 EV の合計蓄電エネルギーを  $E_{control}^i(t)$  とすると、EV 群の kWh 容量制約は次式のように表現できる。ここで、 $C_{kWh\_LCC\_L}^i(t)$  は時刻  $t$  における kWh 容量制約の下限を、 $C_{kWh\_LCC\_U}^i(t)$  は上限を示す。

$$C_{kWh\_LCC\_L}^i(t) \leq E_{control}^i(t) \leq C_{kWh\_LCC\_U}^i(t) \quad (4.3)$$

kWh 容量制約の上下限は(4.4)式および(4.5)式によって計算される。

$$C_{kWh\_LCC\_L}^i(t) = N_{control}^i(t) \cdot C_{kWh\_EV}^* \cdot \frac{80}{100} \text{ [kWh]} \quad (4.4)$$

$$C_{\text{kWh\_LCC\_U}}^i(t) = N_{\text{control}}^i(t) \cdot C_{\text{kWh\_EV}}^* \cdot \frac{90}{100} \quad [\text{kWh}] \quad (4.5)$$

図 4.11 で蓄電エネルギーモデルとして表現されている制御可能な全 EV の合計エネルギー  $E_{\text{control}}^i(t)$  の計算ブロック図を図 4.12 に示す。合計エネルギー  $E_{\text{control}}^i(t)$  は時間とともに変動するが、その内訳は、EV 群の充放電電力による変動エネルギー  $E_{\text{LFC}}^i(t)$ 、コントロールインする EV 台数に応じて増加するエネルギー  $E_{\text{control-in}}^i(t)$ 、プラグアウトする EV 台数に応じて減少するエネルギー  $E_{\text{plug-out}}^i(t)$  の 3 種類、及び、制御可能な全 EV の合計エネルギーの初期値  $E_0$  である。よって、合計エネルギー  $E_{\text{control}}^i(t)$  は(4.6)式によって計算される。を示す。

$$E_{\text{control}}^i(t) = E_0 - E_{\text{LFC}}^i(t) + E_{\text{control-in}}^i(t) - E_{\text{plug-out}}^i(t) \quad (4.6)$$

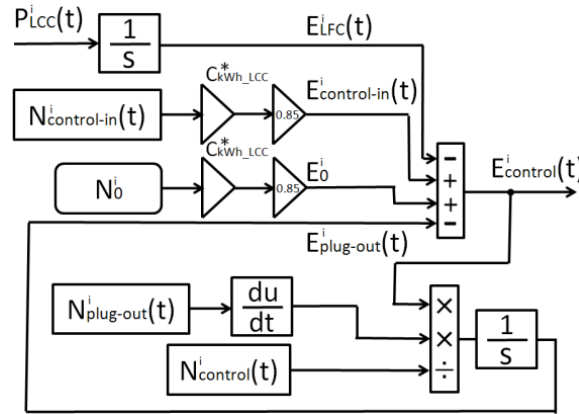


図 4.12 LC センターEV 群集約蓄電エネルギーモデル

$E_{\text{LFC}}^i(t)$  は充放電電力  $P_{\text{LCC}}^i$  を積分することで求められる。

$$E_{\text{LFC}}^i(t) = \int_0^t P_{\text{LCC}}^i(\tau) d\tau \quad [\text{kWh}] \quad (4.7)$$

$E_{\text{control-in}}^i(t)$  は EV が SOC85%で制御可能状態に遷移してくることから、コントロールイン台数に平均充電エネルギー ( $0.85 \cdot C_{\text{kWh}}^*$ ) を乗ずることで計算される。

$$E_{\text{control-in}}^i(t) = 0.85 \cdot C_{\text{kWh\_EV}}^* \cdot N_{\text{control-in}} \quad [\text{kWh}] \quad (4.8)$$

時刻  $t$  までにプラグアウトする EV によって減少した EV 全体の合計蓄電エネルギー  $E_{\text{plug-out}}^i(t)$  の計算方法について以下に説明する。時刻  $t$  でプラグアウトする EV 群の合計蓄電エネルギー  $\Delta E_{\text{plug-out}}^i(t)$  は、式(4.9)で計算される。ここで、 $E^i(t)$  は時刻  $t$  における各 EV の蓄電エネルギーを示す。 $R_{\text{plug-out}}$  は時刻  $t$  におけるプラグアウトする台数 ( $N_{\text{plug-out}}^i$  の時間微分) を示す。

$$\Delta E_{\text{plug-out}}^i(t) = \sum_{k=1}^{R_{\text{plug-out}}^i(t)} E_k^i(t) \quad (4.9)$$

EV 群は第〈4.1.2〉節で提案した SOC 同期制御を行っており, 制御可能な全 EV の  $SOC_{EV}$  は同期している。プラグアウトする各 EV の蓄電エネルギーが, 制御可能な全 EV の蓄電エネルギーの平均  $E^*(t)$  に等しいと仮定すると,  $E_{\text{plug-out}}^i(t)$  は次式によって求められる。

$$\begin{aligned} E_{\text{plug-out}}^i(t) &= \int_0^t \Delta E_{\text{plug-out}}^i(\tau) d\tau \\ &= \int_0^t R_{\text{plug-out}}^i(\tau) \cdot E^*(\tau) d\tau \\ &= \int_0^t R_{\text{plug-out}}^i(\tau) \cdot \frac{E_{\text{control}}^i(\tau)}{N_{\text{control}}^i(\tau)} d\tau \quad [\text{kWh}] \end{aligned} \quad (4.10)$$

#### 4.4.2 シミュレーション結果

図 4.11 に示す LC センターEV 群モデルに図 4.8 の  $LFC_{LCC}$  信号入力した際, 算出される  $SOC_{LCC}$  (Case A) と, 図 4.10 の  $SOC_{EV}$  を平均して得られる  $SOC_{LCC}$  (Case B) を図 4.13 に示す。LC センターEV 群モデルが, 詳細 EV モデルの動作を模擬できていることが確認できる。Case A の方が高速に処理をおこなえるため, 次章からは LC センターEV 群モデルを用いる。

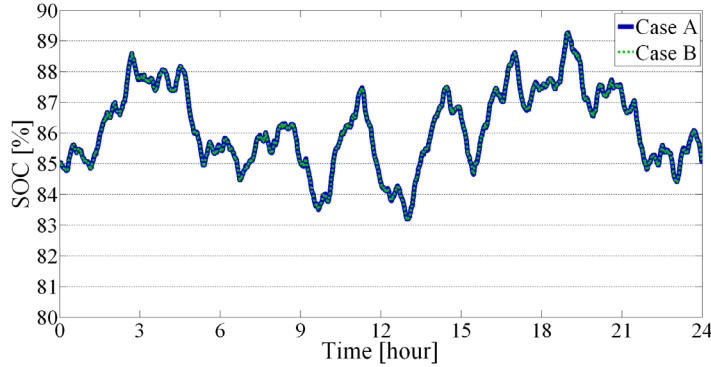


図 4.13  $SOC_{LCC}$

### 4.5 上層におけるSOC同期制御の検証

#### 4.5.1 モデルとシミュレーション条件

LC センター単位での EV の SOC は同期がとれることを第〈4.1.2〉節で示した。本節では LC センター単位で EV 群は同期がとれ, LC センターはその同期 SOC を得ることができるかと仮定する。図 4.11 で示される LC センターEV 群モデルを 500 個用いて, 図 4.14 の  $LFC^{\text{TOTAL}}$  から分配される  $LFC_{LCC}$  に対して  $SOC_{LCC}$  がどのように変化するかをシミュ



レーションによって検証する。このとき、(4.1) 式の  $N^{i_0}$  を 50～150 の範囲で LC センターごとにランダム値で与え、それに応じて  $N^{i_{plug-out}}(t)$  と  $N^{i_{control-in}}(t)$  も再度、ランダム関数を用いて作成した。

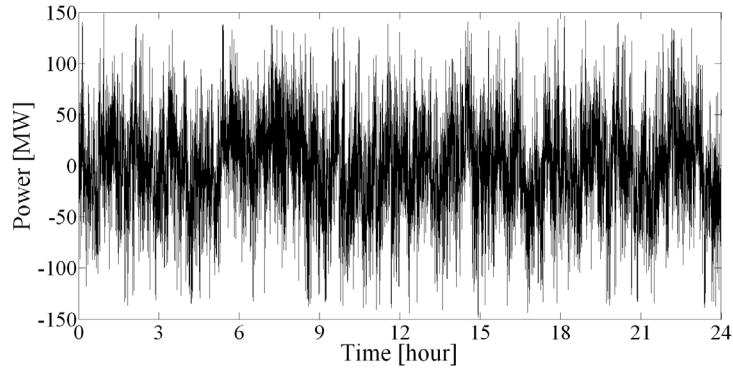


図 4.14  $LFC^{TOTAL}$

#### 4.5.2 シミュレーション結果

図 4.15 に〈4.1.2〉節で提案した SOC 同期制御を行った場合の  $SOC_{LCC}$  の変化を示す。図 4.15 は 500 個の  $SOC_{LCC}$  が重なっていることを示すため、0～1200 秒の拡大図を図 4.16 に示す。図 4.16 から  $SOC_{LCC}$  は高い精度をもって同期がとれていることが分かる。本研究では図 4.16 で示される  $SOC_{LCC}$  の平均値をすべての EV 群が同期した SOC として  $SOC^{TOTAL}$  と定義する。

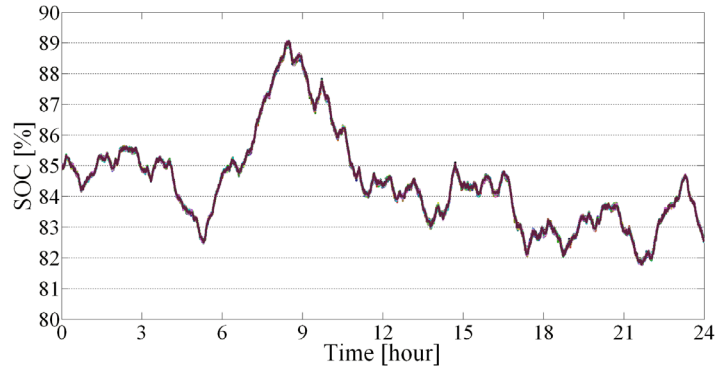


図 4.15  $SOC_{LCC}$ (24 時間)

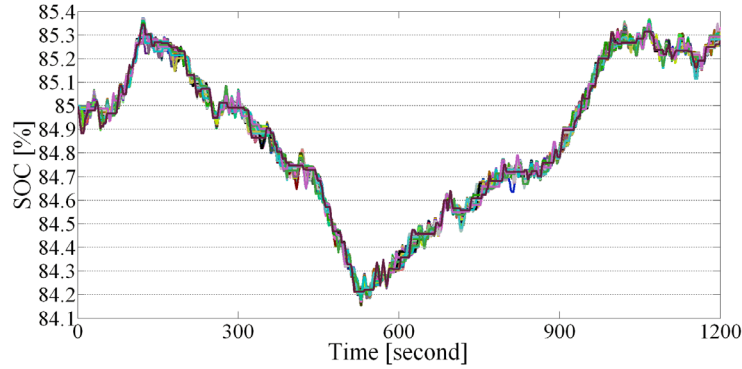


図 4.16  $SOC_{LCC}$  (0~1200 秒)

## 4.6 上層におけるEV群のモデル化

### 4.6.1 モデルとシミュレーション条件

本研究で提案する EV 群モデルを図 4.17 及び図 4.18 に示す。本モデルは図 4.11 で表される LC センターEV 群モデルに次に示す修正を加えたものである。まず、モデルの各パラメータ (X) を 1 つの LC センターの値から全ての LC センターの合計値に変更する。

$$X^{TOTAL}(t) = \sum_{i=1}^{N_{LCC}} X^i(t) \quad (4.11)$$

次に入力を  $LFC_{LCC}$  から  $LFC^{TOTAL}$  に変更する。これらの修正により、全 EV の合計充電電力 ( $P^{TOTAL}$ :正が充電) を出力し、 $SOC^{TOTAL}$  を計算することができる。なお、本モデルにおいて、コントロールイン・プラグアウト台数や制御可能台数などの実運用上予測困難な値を用いている。これらの値はシミュレーション上でのみ用いる値であり、実運用上において本モデルを用いるわけではないことを追記しておく。詳細は第〈5・9〉節にて述べる。

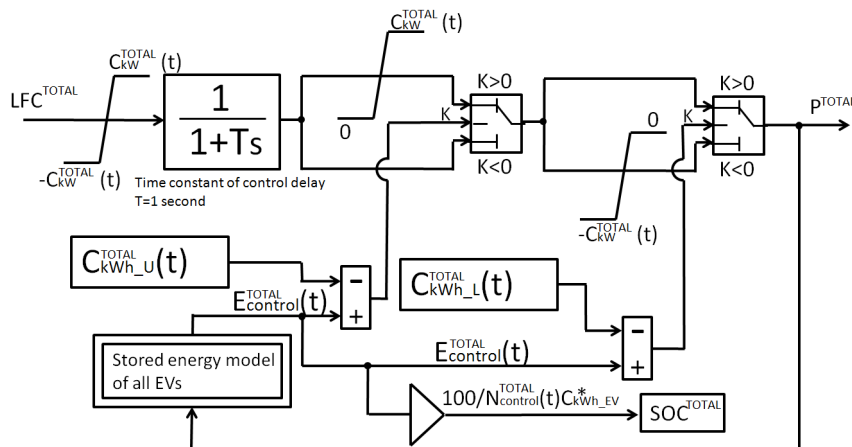


図 4.17 EV 群モデル

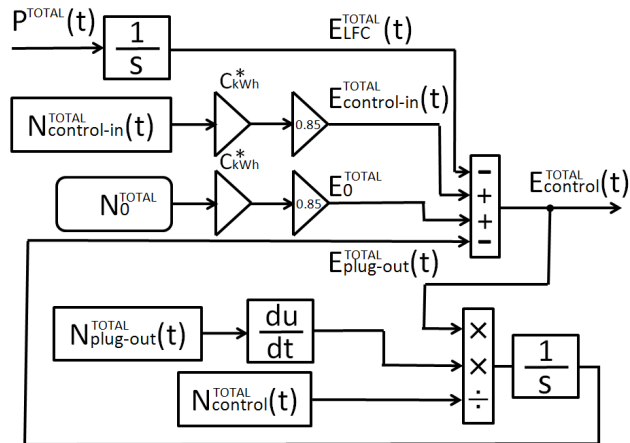


図 4.18 集約蓄電エネルギーモデル

#### 4.5.2 シミュレーション結果

EV 群モデルに図 4.14 の  $LFC^{TOTAL}$  信号入力した際、算出される  $SOC^{TOTAL}$  (Case X) と、図 4.15 の  $SOC_{LCC}$  を平均して得られる  $SOC^{TOTAL}$  (Case Y) を図 4.19 に示す。EV 群モデルが、LC センターEV 群モデルの動作を模擬できていることが確認できる。Case X の方が高速に処理できるため、次章で用いる周波数解析モデルには EV 群モデルを用いる。

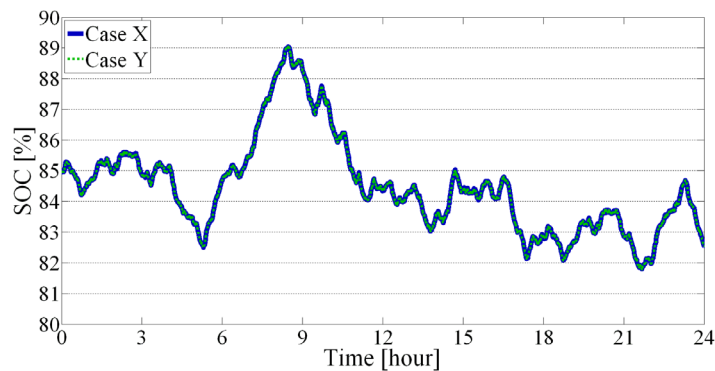


図 4.19  $SOC^{TOTAL}$  (0~1200 秒)

#### 4.7 同期SOCのフィードバック制御

SOC 同期制御では全ての EV が同期しているため同期 SOC が上下限制約に抵触した場合、すべての EV が同時に制御不能になり系統に悪影響を及ぼす。そのため、同期 SOC が上下限制約に近づくと LFC 信号を抑制する同期 SOC のフィードバック制御を取り入れる。

SOC 同期制御において、すべての EV は同期しているため、中央給電指令所近くの EV の SOC を一つ計測しておく、中央給電指令所は同期 SOC をリアルタイムに把握することができる。同期 SOC のフィードバック制御では、中央給電指令所で作成された LFC 信

号を同期 SOC に基づいて修正する。

同期 SOC が 88%以上となった場合、式(4.12)のように LFC 信号は修正される。

$$LFC' = LFC - C_{kW}^{TOTAL} \cdot 0.5 \cdot \frac{SOC^{TOTAL} - 88}{2} \quad (4.12)$$

ただし、 $LFC'$ は修正後の LFC 信号、 $LFC$ は修正前の LFC 信号、 $C_{kW}^{TOTAL}$ は EV 群の総 kW 容量、 $SOC^{TOTAL}$ は同期 SOC とする。

また、同期 SOC が 82%以下となった場合、式(4.13)のように LFC 信号は修正される。

$$LFC' = LFC - C_{kW}^{TOTAL} \cdot 0.5 \cdot \frac{82 - SOC^{TOTAL}}{2} \quad (4.13)$$

$SOC^{TOTAL}$  が 88%以上であるにも関わらず大きな充電信号を EV 群に送信すると EV の kWh 容量上限制約 (90%) に抵触するおそれがある。そのため、最大で  $C_{kW}^{TOTAL}$  の半分まで LFC 信号を抑制する。その抑制量は 88%の基準値と  $SOC^{TOTAL}$  との差に比例して増加させるものとする。逆に、 $SOC^{TOTAL}$  が 82%以下であるにも関わらず大きな放電信号を EV 群に送信すると EV の kWh 容量下限制約 (80%) に抵触するおそれがある。そのため、最大で  $C_{kW}^{TOTAL}$  の半分まで LFC 信号を抑制する。その抑制量は 82%の基準値と  $SOC^{TOTAL}$  との差に比例して増加させるものとする。

## 第5章 周波数変動抑制効果の評価

第4章で示したEV群モデルを周波数解析モデルに組み込むことで、本提案手法による周波数変動抑制効果を評価する。

### 5.1 周波数解析モデル

#### 5.1.1 周波数解析モデルの概要

本モデルは先行研究<sup>(12)</sup>で用いられていた数十分～一時間の周波数解析をおこなうモデルを数時間～一日の周波数解析をおこなうことができるよう拡張したものである。発電機モデル、火力プラントモデル、風力発電機モデル、太陽光発電機モデル、原子力発電モデル、EDC・LFCシステムモデル及び第4章で述べたEV群モデルから構成される。ここで、EVモデルに送られる制御信号はLFCシステムモデルによって作成される。原子力発電は定格容量を4000MWとし、3800MWの一定出力とする。

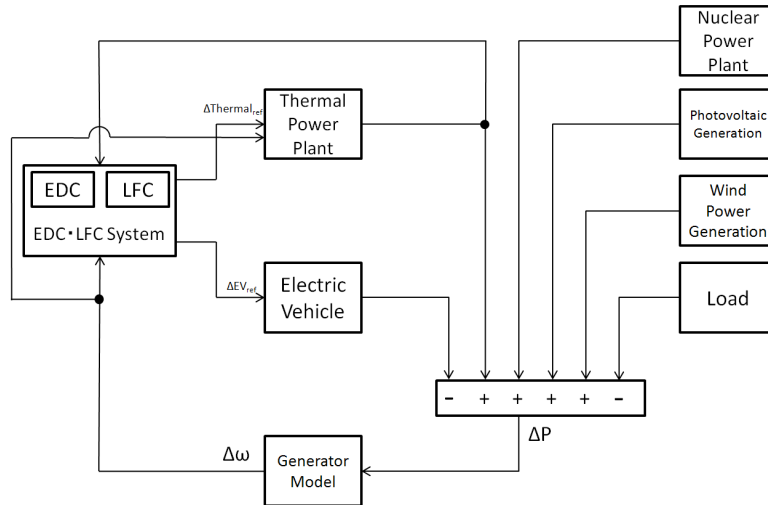


図 5.1 周波数解析モデル

#### 5.1.2 発電機モデル

本モデルは複数の発電機を一台で模擬した等価発電機モデルであり、需給のアンバランス  $\Delta P$  から回転角速度偏差  $\Delta \omega$  を算出する。一般に、発電機の出力と回転角速度には式(5.1)及び(5.2)の関係がある。

$$M \frac{d\Delta\omega}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (5.1)$$

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega \quad (5.2)$$

ただし、 $M$  は発電機慣性定数、 $\Delta P_m$  は発電機機械的入力、 $\Delta P_e$  は発電機電氣的出力、 $\Delta P_L$  は負荷変動、 $D$  はダンピング係数である。

周波数は変動するが各時間断面の周波数において各発電機の同期はとれている。すべての発電機の回転の同期がとれている場合、発電機群を等価的に一つのモデルとして扱うことができる。以上の考察から得られる等価的な発電機モデルを図 5.2 に示す。

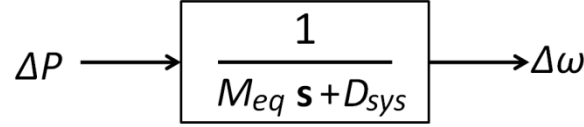


図 5.2 等価発電機モデル

発電機モデルのパラメータである  $M_{eq}$  は式(5.3)で与えられる。

$$M_{eq}[s] = (M_{th}[s] * P_{th}[MW] + M_{nu}[s] * P_{nu}[MW]) / P_{sys}[MW] \quad (5.3)$$

ただし、 $M_{th}$  は火力発電機の慣性定数、 $P_{th}$  を火力発電機の定格容量、 $M_{nu}$  を原子力発電機の慣性定数、 $P_{nu}$  を原子力発電機の定格容量、 $P_{sys}$  を系統全体の容量とする。火力および原子力発電機群の慣性乗数は「電力系統の標準モデル」<sup>(13)</sup>をもとに計算し、 $M_{th}=9.01[s]$ 、 $M_{nu}=9.03[s]$ としている。ここで、並解列する火力発電機によらず慣性定数  $M_{th}$  は同じ値を用いる。

また、発電機モデルのパラメータである  $D_{sys}$  は式(5.4)で与えられる。

$$\begin{aligned} D_{sys}[p.u.] &= D \cdot P_{demand}[p.u.] \\ &= D \cdot P_{demand}[MW] / P_{sys}[MW] \end{aligned} \quad (5.4)$$

ただし、 $P_{demand}$  は総需要とする。また、 $D$  はダンピング係数であり、 $2.0[p.u.]$  で一定とする。式(5.3)の  $M_{th}$  及び式(5.4)の  $P_{demand}$  は火力発電機の並解列や負荷変動に応じて時変する変数であり、及びもリアルタイムに更新される。

### 5.1.3 火力プラントモデル

図 5.3 に火力発電機群を一つに集約した火力プラントモデルを示し、火力プラントモデルのパラメータを表 5.1 に示す。本研究で用いたモデルでは、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、主蒸気系、プラント制御系、給水・燃料制御系は考慮しない。火力プラントモデルの入力は周波数、LFC 信号、EDC 信号であり、出力は火力発電機群の総出力 ( $\Delta P_{th}$ ) である。GF 運転による信号は周波数から算出される。このとき、火力発電機群の調整可能容量 (GF 容量) により信号は制限される。同様に LFC 信

号も調整可能容量（LFC 容量）により制限される。ただし、火力発電機は 30 分ごとに並列・解列を行うものとしているために、GF 容量及び LFC 容量は時間とともに変化する。GF 容量は並列発電機容量の±5%とする。EDC 信号は長周期変動を対象とするため、変化率制約（ランプレート）と時定数の大きい一時遅れ系を設けている。これら 3 つの信号（GF 運転の信号、LFC 信号、EDC 信号）の和を入力として  $\Delta P_{th}$  は出力される。

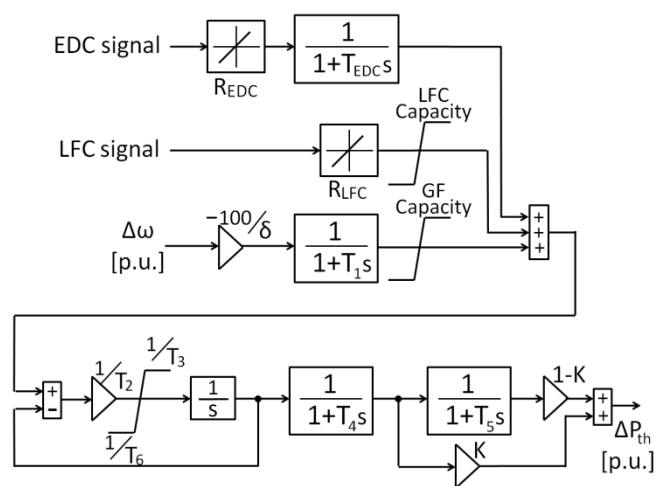


図 5.3 火力発電機モデル

表 5.1 火力プラントモデルのパラメータ

$\delta$	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
$T_{EDC}$	EDC Time Constant [s]	30
$R_{LFC}$	LFC Rate Limiter[%MW/min]	5
$R_{EDC}$	EDC Rate Limiter[%MW/min]	5
$K$	High Pressure Output Dispatching Rate [p.u.]	0.3

#### 5.1.4 LFCシステムモデル

中央給電指令所は周波数から電力の需要と供給のアンバランスを地域要求量(Area Requirement: AR)として算出する。地域要求量を基に LFC 信号に応答する発電機（本論文では火力発電機と EV 群）へ送信する LFC 信号を作成する。一連の処理を模擬した LFC

システムモデルを図 5.4 に示す。また、モデル内に含まれる諸パラメータの値を表 5.2 に示す。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時定数である。

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、大容量再生可能エネルギー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るために、この PI 制御系を用いた。この飽和特性の上下限値は、LFC 容量とする。LFC 容量は並列火力発電機容量の $\pm 1.5\%$ とする。

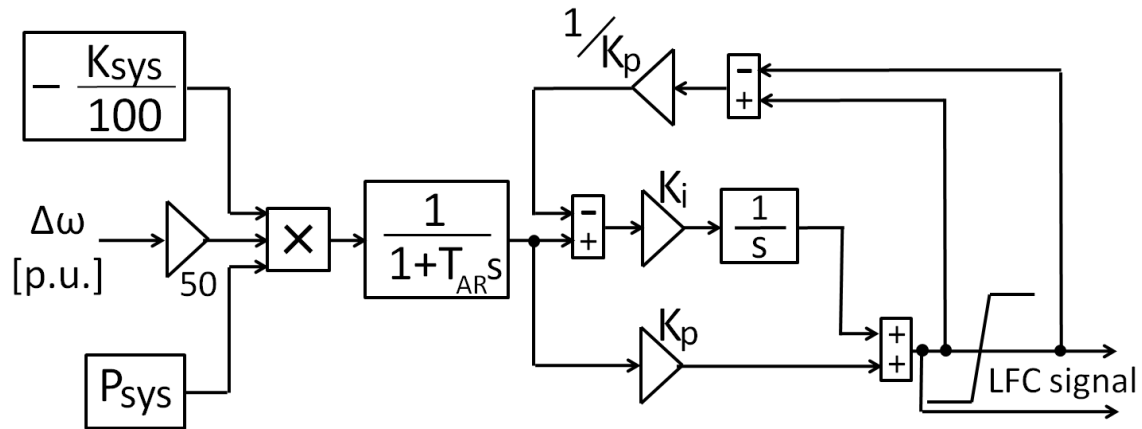


図 5.4 LFC システムモデル

表 5.2 LFC システムモデルのパラメータ

$T_{AR}$	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
$K_{sys}$	System Frequency Characteristic Constant [%MW/Hz]	9
$P_{sys}$	System Capacity [p.u.]	1

次に、図 5.4 の LFC システムモデルで算出される LFC 信号を火力発電機群と EV 群に分配する LFC 信号分配モデルを図 5.5 に示す。本モデルでは、まず、火力発電機群への LFC 信号を割り当て、そして、火力発電機群で LFC 容量超過分を EV 群によって補償する。火力発電機群は EV 群に比べ不確実性が少なく、信頼性の高い LFC 応答性能を持つ。そのため、先に火力発電機群へ LFC 信号を割り当てることにより LFC システム全体の信



頼性を向上させている。なお、本モデルで作成された EV へ送信する LFC 信号は  $LFC^{TOTAL}$  であり、中央給電指令所は  $LFC^{TOTAL}$  から  $LFC_{LCC}$  を作成し、LC センターを介して EV 群に送信されるが、本モデルでは考慮しないものとする。

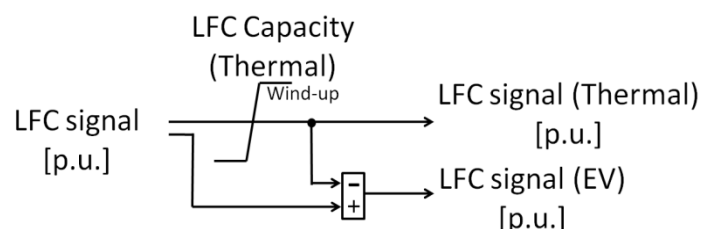


図 5.5 LFC 信号分配モデル

### 5.1.5 EDCシステムモデル

本論文では火力発電機群を集約しており、経済付加配分をおこなっていないが、便宜上、変動の長周期成分を EDC 成分と呼ぶ。EDC システムモデルの概念図を図 5.6 に示す。EDC 信号は 5 分ごとに火力発電機が分担すべき出力を中央給電指令所が総需要から作成する。火力発電機群は EDC 信号、LFC 信号、GF 信号を考慮した出力変更をおこなう。並列火力発電機容量は 30 分ごとにその時点での火力発電機出力の 1.25 倍を確保するように更新する。

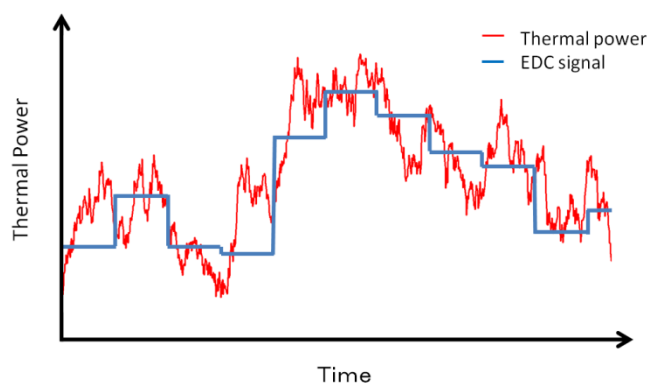


図 5.6 EDC システムモデルの概念図

## 5.2 外乱の取り扱い

### 5.2.1 太陽光・風力発電変動の模擬

本研究で用いた風力発電の出力を図 5.7 に示す。想定系統の地域に定格出力 2000MW の風力発電が導入されるものとし、風力発電機モデル<sup>(14)</sup>に風速データを入力して計算する。風速データは 1 分ごとの風速の最大値・最小値・平均値（青森気象台、2007 年 1 月 1 日～20 日<sup>(15)</sup>）をもとに作成する。ただし、これらは 1 分ごとのデータなので、1 分ごとの風速の最大値と最小値の差の 2 分の 1 を変動の大きさとする乱数を平均値に加算するという

方法で1分以下のデータを補間している。なお、多数の風力発電機による平滑化効果については、1時間以上の変動の長周期成分を0.6倍、1時間未満の成分を0.3倍することとで考慮している<sup>(16)</sup>。

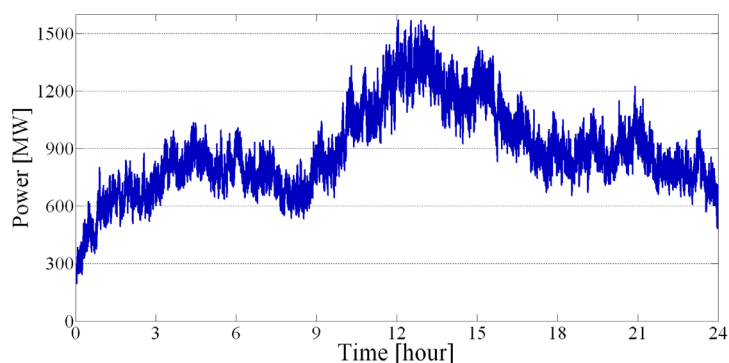


図 5.7 風力発電出力

本研究で用いた太陽光発電の出力を図 5.8 に示す。想定系統の地域に定格出力 2000MW の太陽光発電が導入されると想定し、日射量から作成する。太陽光発電データは、1 分ごとの全天日射量（青森地方気象台、2007 年 1 月 1 日～20 日の 5 日間の晴天日<sup>(15)</sup>）をもとに作成する。ただし、これらは 1 分ごとのデータなので、1 分前と減時刻のデータの平均日射量と偏差を求め、この値をもとに確率的な変動を与えて 1 分以下のデータを補間している。一般的な太陽光発電と同じく、晴天時の正午の最大出力が定格の発電出力の 8 割程度となるように出力を求める。ただし、本研究で想定する太陽光発電出力は系統全体の出力であり、ある程度の平準化効果があるものと推測されるため、晴天 5 日分のデータを平均することで平準化効果を模擬している。

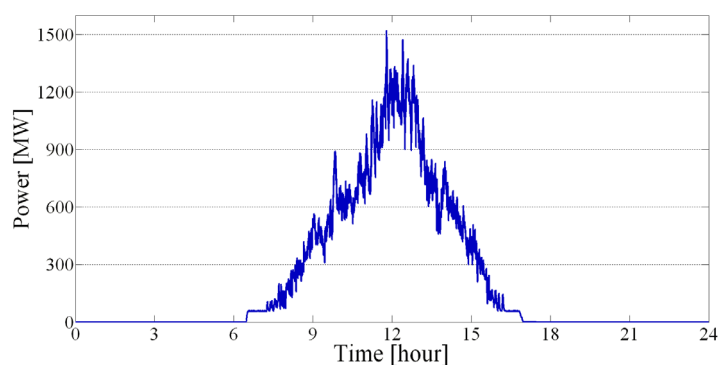


図 5.8 太陽光発電出力

### 5.2.2 長周期負荷変動の模擬

本研究で用いた中間期、平日の負荷変動を図 5.9 に示す。一般に短周期成分の負荷変動は式(5.5)に示すように総需要の平方根に比例する<sup>(17)</sup>。

$$\sigma_D = \gamma \sqrt{P_{demand}} \quad (5.5)$$

ただし、 $\sigma_D$ [MW]は負荷変動の標準偏差、 $P_{demand}$ [MW]は総需要、 $\gamma$ は比例定数であり想定している地域においては0.6とする。

充電状態のEVは一般負荷として図5.9に足しこんでいる。また、図5.9の負荷変動から図5.7の風力発電出力、図5.8の太陽光発電出力を差し引いたものが、火力発電機及びEVで補償しなければならない変動となる。

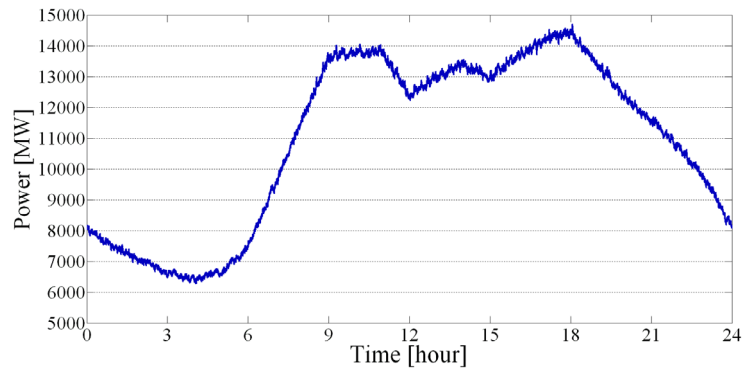


図 5.9 一般負荷変動

### 5.3 想定する電力系統モデル

#### 5.3.1 8機系統モデル

本論文で用いたモデル系統を図5.10に示す。電気学会東30機系統モデル<sup>(13)</sup>は大規模系統と小規模系統が連系線で結ばれたモデルである。本論文の電力系統モデルは小規模系統側を用いる。小規模系統側は火力発電機6基、原子力発電機2基の計8機で構成される。本来、この系統は連系線で結ばれているが、簡単のために、単独系統として扱う。この地域には50万台のEVが導入され、うち5万台が充放電機能を持つEVとする。(ただし、ベースケースとなる第〈5・4〉節、EVの導入量について考察する第〈5・6〉節を除く)

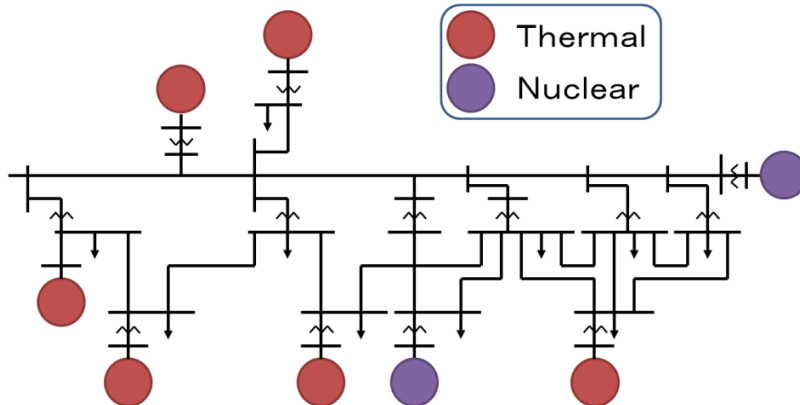


図 5.10 8機系統モデル

### 5.3.2 発電機データ、及びシミュレーション条件

8機系統モデルの発電機データを表 5.3 に示す。シミュレーションは 2030 年の平日中間期の 24 時間とする。原子力発電出力は 3800MW の一定出力、火力発電出力は図 5.2 の火力発電機モデルから算出される。風力発電・太陽光発電はそれぞれ図 5.7, 5.8 の変動データで与えられる。また、初期状態での EV 群の同期 SOC は 85% とする。

表 5.3 発電機データ

	Rated Capacity[MW]
Nuclear plant	4,000
Thermal plant (MAX)	12,000
Wind power generation	2000
Photovoltaic generation	2000

### 5.4 既存周波数制御モデルの評価

EV が導入されず火力発電機のみで周波数制御をおこなったと仮定した場合の周波数変動及び火力発電機の出力を図 5.11 及び図 5.12 に示す。これらは次章以降のシミュレーションのベースケースとなる。周波数の最大偏差という点では、特に 3 時から 6 時、12 時から 14 時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。また、昼間は太陽光発電出力が大きいいため、火力発電出力が低下し、周波数の変動も大きい。しかし、火力発電機の最低出力からはまだ十分な余裕があり、太陽光発電による余剰電力問題は発生していない。

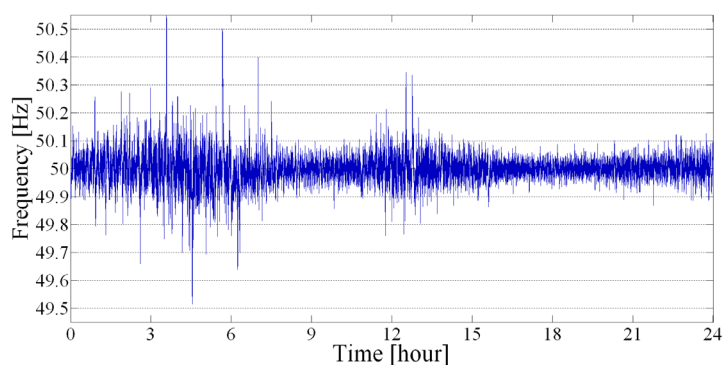


図 5.11 ベースケースの周波数変動

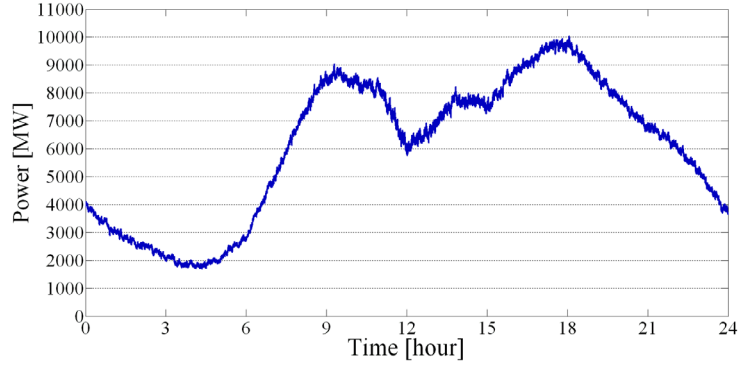


図 5.12 ベースケースの火力発電出力

図 5.10 を定量的に評価するために、周波数の RMS (Root Mean Square) 値を指標とする。周波数の RMS 値  $x_{rms}$  とは、基準周波数 (想定している地域では 50Hz) からの偏差を表す値であり、次式で定義される。

$$x_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \Delta f_i^2} \quad (5.6)$$

ただし、 $N$  は評価時間内のサンプル数、 $\Delta f$  は周波数偏差 [Hz] である。

図 5.11 の RMS 値は 0.0509Hz であった。RMS 値は値が小さいほど変動が小さく、負荷周波数制御により周波数変動がよく抑制されていると言える。次章以降はこのベースケースにおける RMS 値と比較することにより、EV 群による周波数抑制効果を評価する。

## 5.5 周波数変動抑制効果の検討

### 5.5.1 シミュレーション結果

EV 群が同期 SOC 制御をおこなった場合の EV 群の総出力 ( $P^{\text{TOTAL}}$ ) を図 5.13 に示す。 $P^{\text{TOTAL}}$  は正が充電出力、負が放電出力である。また、EV 群の同期 SOC ( $SOC^{\text{TOTAL}}$ ) の変化を図 5.14 に示す。EV 群による SOC 同期制御をおこなった場合の周波数変動と第 5.4) 節で示したベースケースの周波数変動を図 5.15 に示す。

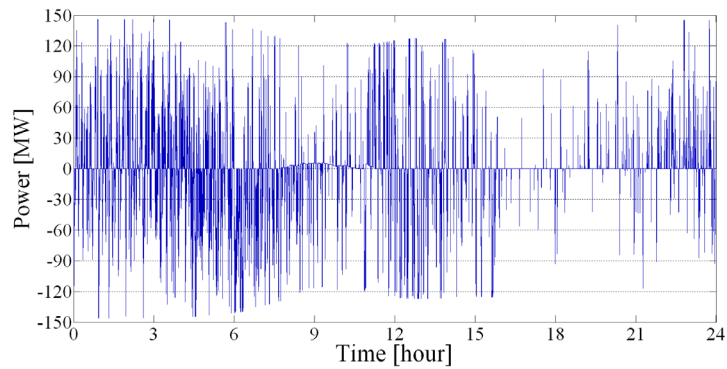


図 5.13 EV 群の総出力( $P^{\text{TOTAL}}$ )

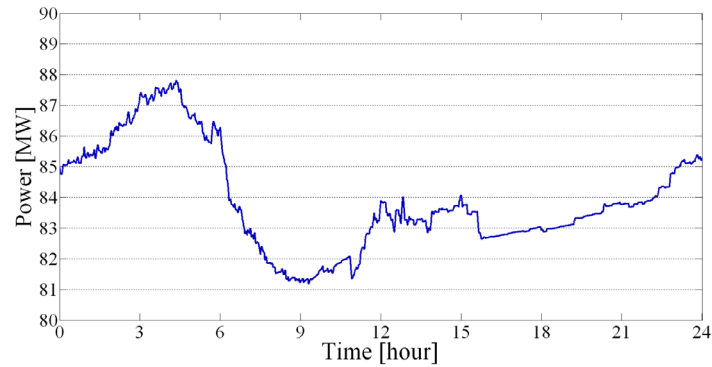


図 5.14 EV 群の同期 SOC( $SOC^{TOTAL}$ )

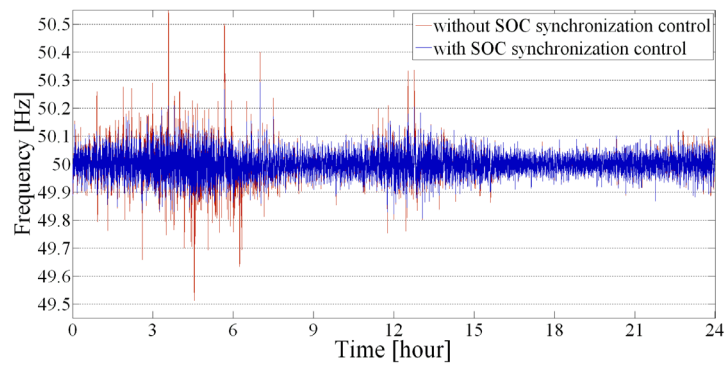


図 5.15 SOC 同期制御の有無における周波数変動

### 5.5.2 周波数変動抑制効果の考察

図 5.13 を見ると零を基準として充放電が激しくおこなわれていることが分かる。零が基準となるのは第〈5・1・4〉節で示される LFC 信号分配方法によるためである。つまり、LFC 信号が小さく、火力発電機で補償することができる場合、EV は充放電をおこなう必要がないため、 $P^{TOTAL}$  は零となる。図 5.13 を見ると 3 時頃に充電信号が多い。そのため、図 5.14 では  $SOC^{TOTAL}$  の上昇が確認できる。また、図 5.13 を見ると 6 時頃に放電信号が多い。そのため、図 5.14 では  $SOC^{TOTAL}$  の下降が確認できる。

図 5.14 の 9 時頃を見ると 82% 以下である。そのため、第〈4・7〉節で述べた同期 SOC のフィードバック制御により LFC 信号は充電側に修正される。図 5.13 の 9 時頃を見ると充電出力が増加していることが確認できる。図 5.15 を見ると EV 群を用いることにより周波数変動が抑制されていることが確認できる。RMS 値は EV 群がある場合に 0.0332Hz, EV 群が無い場合に 0.0509Hz である。

図 5.16 に同期 SOC のフィードバック制御をおこなった場合とおこなわなかった場合の  $SOC^{TOTAL}$  の変化を示す。フィードバック制御をおこなうことにより、9 時頃の同期 SOC が低下した状態から早く復帰していることが確認できる。もし、同期 SOC が 80% 以下と

なると、全ての EV の利便性が損なわれてしまうため、この制御は必要であるといえる。

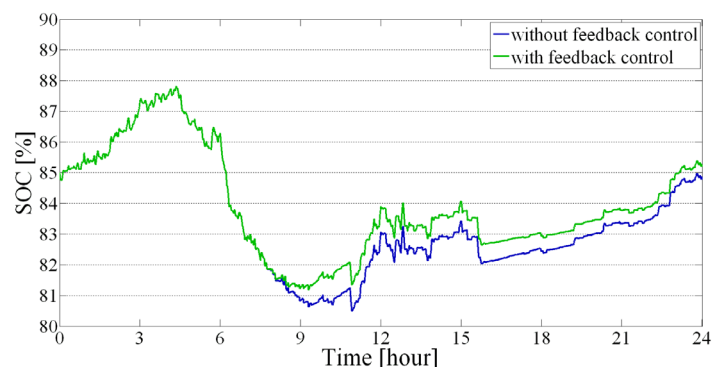


図 5.16 フィードバック制御の有無における EV 群の同期 SOC( $SOC^{TOTAL}$ )

## 5.6 導入台数に関する検討

### 5.6.1 シミュレーション結果

EV の導入台数をパラメータとし、0 から 8 万台まで変化させたときの EV の導入台数と周波数の RMS 値の関係を図 5.17 に示す。

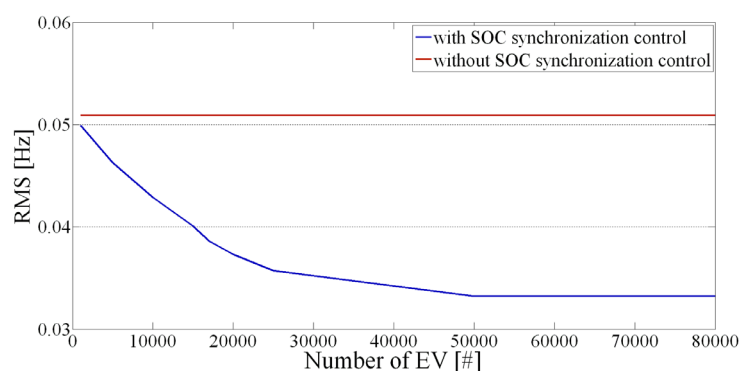


図 5.17 導入台数と周波数偏差 RMS 値の関係

### 5.6.2 導入台数に関する考察

EV の導入台数が増加するに従って RMS 値が低下し、周波数変動抑制能力が向上していることが確認できる。これは、EV 群の総バッテリー容量が増加し、多くの LFC 信号を EV 群に割り当てることができるためである。しかし、周波数変動抑制に必要なバッテリー容量が満たされると信号遅れによる応答性の悪化などの要因によるバッテリーが持つ周波数変動抑制能力の限界が支配的になる。したがって、導入台数に対し RMS 値は 0.03Hz 近傍で飽和特性を示す。

## 5.7 使用者利便性に関する検討

### 5.7.1 シミュレーション結果

前節までは、EV 群のバッテリーの SOC が 80%～90%の範囲で制御可能であると仮定し

ていた (Case A)。4 万 2000 台の EV が導入時における EV 群の総出力 ( $P^{TOTAL}$ ) と同期 SOC ( $SOC^{TOTAL}$ ) を図 5.18, 図 5.19 に示す。本節では EV 群のバッテリーの SOC が 70%～90%の範囲で制御可能であると仮定する (Case B)。つまり, 使用者利便性の制限が前節より緩和される。その際の  $P^{TOTAL}$  と  $SOC^{TOTAL}$  を図 5.20, 図 5.21 に示す。また, 制御可能な SOC の範囲が 70%～90%の場合と 80%～90%の場合の 6 時から 9 時における RMS 値を表 5.4 に示す。

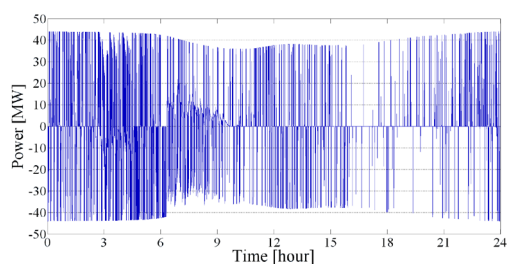


図 5.18 EV 群の総出力( $P^{TOTAL}$ )[CaseA]

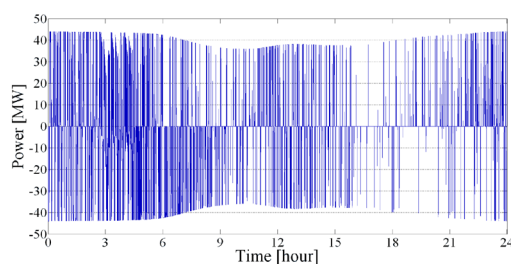


図 5.20 EV 群の総出力( $P^{TOTAL}$ )[CaseB]

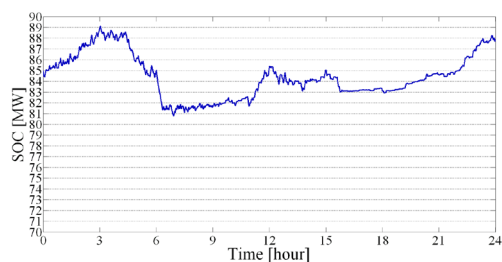


図 5.19 同期 SOC( $SOC^{TOTAL}$ )[CaseA]

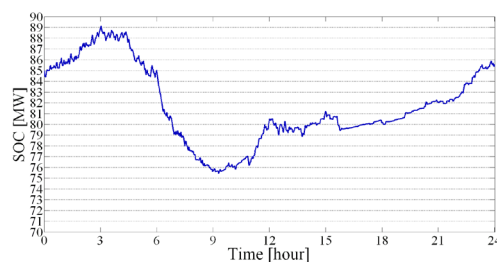


図 5.21 同期 SOC( $SOC^{TOTAL}$ )[CaseB]

表 5.4 シミュレーション結果

	RMS(6:00-9:00)
Controllable range between 70% and 90% [Case A]	0.0429
Controllable range between 80% and 90% [Case B]	0.0436

### 5.7.2 使用者利便性の考察

図 5.19 を見ると CaseA では 6 時から 9 時において使用者利便性の下限制約 (80%) に抵触している。(実際にはフィードバック制御のため厳密な 80%ではない) そのため, 図 5.18 において 6 時から 9 時の放電信号が制限されていることが確認できる。使用者利便性の制約を緩めた CaseB において, 図 5.20 を見ると下限制約に抵触せず, 図 5.20 を見ても EV 群は充放電信号に応えていることが確認できる。表 5.4 から, 使用者利便性の制約



を緩める方が周波数変動抑制には効果的である。しかし、使用者利便性の制約を緩めることは使用者の不満につながるため、最適なトレードオフを模索する必要がある。この問題は今後の検討課題とする。

## 5.8 SOC同期効果

SOC 同期制御とは EV のバッテリーの充放電を電力系統側から制御し、EV の SOC を同期させることで、EV 群を 1 つの巨大な BESS とみなせる制御である。しかし、実際はコントロールイン・プラグアウトなどの影響で BESS と異なる特性を持つ。本節ではこの特性を EV 群の SOC 同期効果と呼称し、BESS との比較をおこなう。

### 5.8.1 シミュレーション条件

BESS 側のモデルとして用いる BESS モデルを図 5.22 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つ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) に上下限制約を設けており、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。EV 群のバッテリーの総容量は 150MW/1080MWh であることから、BESS の容量は 150MW/1080MWh とした。 $LFC_{TOTAL}$  を積分することで  $SOC_{BESS}$  を計算し、が上下限制約に抵触する場合はの充電、あるいは放電信号を制限する。

一方で、EV 側のモデルとして周波数解析モデルは用いず、図 4.17, 図 4.18 の EV 群モデルを用いる。EV は 5 万台とし、24 時間のシミュレーションをおこなう。シミュレーション開始時の同期 SOC は 85%とする。

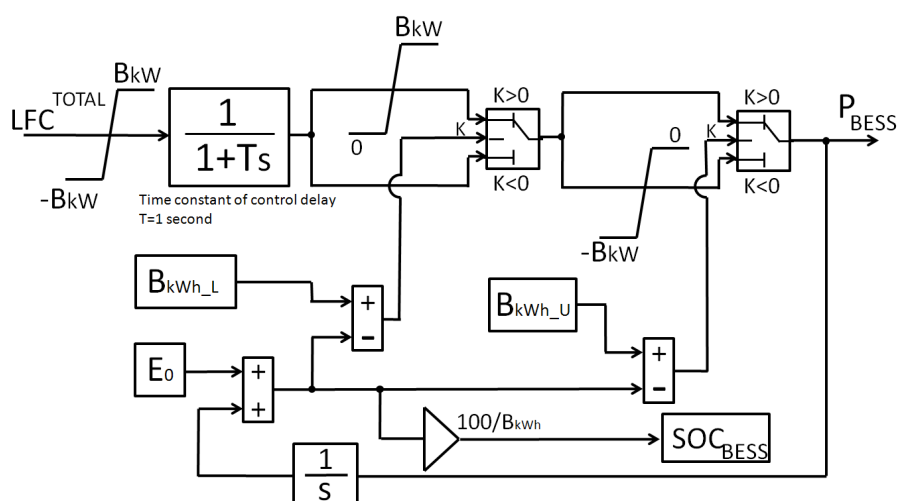


図 5.22 BESS モデル

### 5.8.2 シミュレーション結果

本シミュレーションでは周波数解析モデルを用いず、EV 群モデルを用いる。EV 群モデ

ル及び BESS モデルに 1.5MW の充電 LFC 信号 (Case 1) 及び 1.5MW の放電 LFC 信号 (Case 2) を入力しとしてシミュレーションをおこなう。入力信号, 出力信号, SOC をそれぞれ図 5.23～図 5.28 に示す。

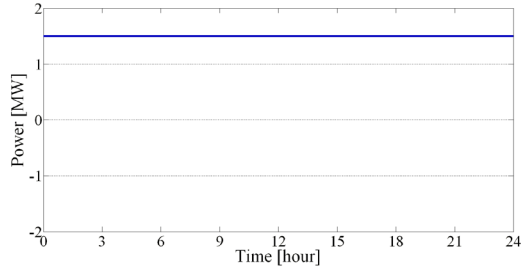


図 5.23 入力信号( $LFC^{TOTAL}$ )[Case 1]

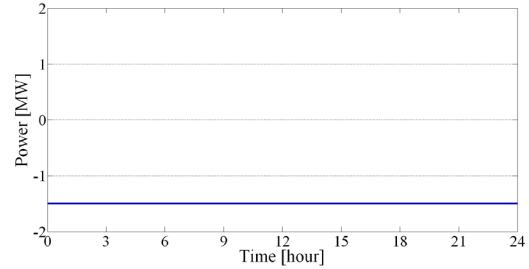


図 5.26 入力信号( $LFC^{TOTAL}$ )[Case 2]

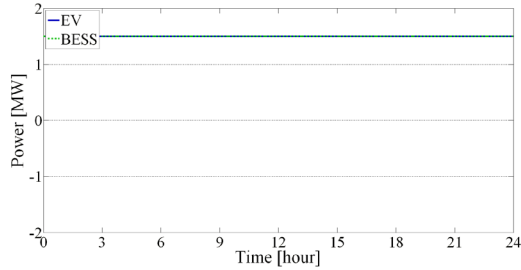


図 5.24 EV 群の総出力( $P^{TOTAL}$ )[Case 1]

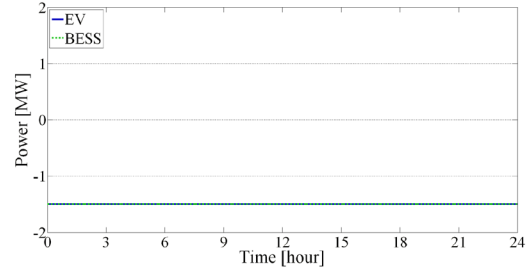


図 5.27 BESS の出力( $P^{BESS}$ )[Case 2]

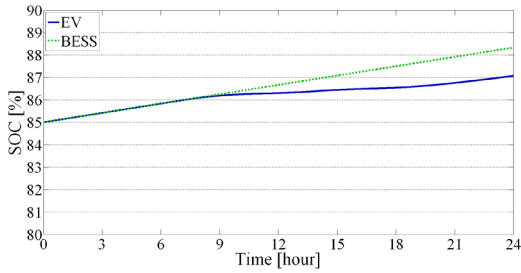


図 5.25 同期 SOC( $SOC^{TOTAL}$ )[Case 1]

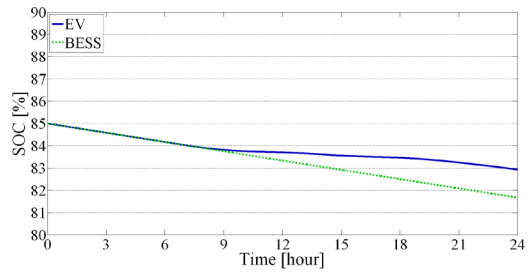


図 5.28 同期 SOC( $SOC^{TOTAL}$ )[Case 2]

$P^{TOTAL}$  と  $P^{BESS}$  の結果を図 5.24, 図 5.27 に示す。どちらも LFC 信号に正しく応えている。一般に EV は昼間に走行するため, EV 群の制御可能容量が減少し,  $P_{EV}$  が LFC 信号に応答できない可能性がある。しかし, 今回は LFC 信号が十分小さいため, その影響は現れていない。 $SOC^{TOTAL}$  と  $SOC_{BESS}$  の結果を図 5.25, 図 5.28 に示す。BESS では, 充電信号が一定なので SOC は時間に比例して増加する。しかし, EV 群では SOC 増加量が抑制されており, 非線形である。これは, 各 EV がそれぞれのコントロールイン時, プラグアウト時における SOC に差があることが原因である。SOC 同期制御において, 各 EV

は使用者の利便性から SOC が 85%でコントロールインされることになっている。しかし、プラグアウトするときは同期した SOC である。同期した SOC が 85%以上の時はコントロールインで得るエネルギーよりもプラグアウトで減るエネルギーの方が大きい。よって、EV 群全体で考えるとエネルギーは減少する。同期した SOC が 85%以下の場合と同様の理由でエネルギーは増加する。結果として、同期した SOC は 85%に近づくように力が働く。この現象を EV 群の SOC 同期効果とする。

1.5MW の充電 LFC 信号を入力とした場合の SOC の変化を Case 1 と合わせて図 5.29 に示す。充電信号が大きいほど SOC 同期効果が大きくなることが確認できる。これは、同期 SOC が 85%から離れるほどコントロールイン・プラグアウトのエネルギー差が大きくなるためであると考えられる。

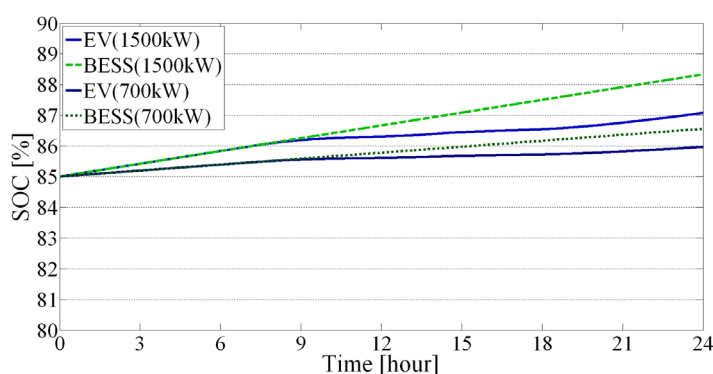


図 5.29 同期 SOC( $SOC^{TOTAL}$ )[700/1500kWCharge]

## 5.9 中央給電指令所の運用

中央給電指令所は制御可能な総バッテリー容量と同期 SOC をリアルタイムに知ることができる。そのため、同期 SOC が制御可能な範囲内におさまるような LFC 信号を作成することができる。その一例が第〈4・7〉節で述べた同期 SOC フィードバック制御である。このことから、EV 側の視点に立つと利便性は保たれている。それでは、系統運用者の視点に立つとどうであるか。LFC 信号の大きさが総バッテリー MW 容量より小さく、同期 SOC が制御可能な範囲内に収まっていれば LFC 信号に応じた充放電を EV 群はおこなうことができ、BESS と同様の運用をおこなうことができる。つまり、系統運用者側からの立場でも一応の利便性は保たれる。しかし、制御可能な総バッテリー容量及び同期 SOC はリアルタイムに変化するものであり BESS と異なる。この相違点は予測可能性において運用上の問題となるおそれがある。

中央給電指令所の運用における予測可能性には二種類ある。一つ目は、LFC 信号に対する同期 SOC の変動の予測である。同期 SOC をリアルタイムに知ることができるだけでは、上下限制約に抵触することを事前に知ることができず、対応が遅れるおそれがある。BESS の場合、LFC 信号に対する積分値が SOC の変動となるが、EV 群の場合、さらに SOC 同

期効果の影響を受ける。SOC 同期効果の予測はコントロールイン・プラグアウト台数の予測が必要であり困難である。しかし、SOC 同期効果は同期 SOC を 85%に近づくように働く力、つまり、上下限制約の抵触を防ぐ力である。そのため、同期 SOC の予測の目的の観点から、SOC 同期効果の予測は必要がないと言える。

二つ目は、制御可能な総バッテリー容量の予測である。将来的に、既存の電力設備やヒートポンプ給湯機などとの協調制御を考えた場合、中・長期的な運用計画の作成時に必要となるおそれがある。制御可能な総バッテリー容量は予測困難な制御可能台数が影響し、予測誤差を生じる。ただし、一般に、制御可能台数は昼間に減少するが、その量は 10%程度である。そのため、制御可能な総バッテリー容量の予測誤差も最大で 10%程度であると考えられる。この予測誤差は EV 群に代わる他の機器にて補償する必要がある。

以上を踏まえ、中央給電指令所は「EV の台数に応じてバッテリー容量が変化する BESS」とみなして EV 群を仮想的な BESS としてと同様に運用をおこなうことができる。

## 第6章 結論

### 6.1 本論文の成果

本論文では再生可能エネルギー電源が大量導入された際に問題となる周波数調整容量不足問題を解決するために、EV を可制御負荷として系統に貢献させる制御手法を提案した。周波数調整容量不足問題の一般的な解決策として BESS の導入が挙げられるが、蓄電池は高価であるため、EV による BESS の代用は BESS の導入コストを削減できる。

EV は BESS と違い、使用者の利便性を考慮しなければならない。また、BESS には存在しないプラグアウトや充電といった事象がある。本論文ではこれらを考慮した上で EV 群を仮想的な BESS として扱うことのできる SOC 同期制御を提案した。SOC 同期制御は EV と電力系統の間に双方向通信を有した集中制御による負荷周波数制御である。SOC 同期制御は制御可能な状態にあるすべての EV の SOC を同期させることを目的としている。

本論文では大きく分けて2つの検証をおこなった。一つ目は SOC 同期制御により各 EV の SOC が同期するかどうかの検証である。ローカルコントロールセンターを介した2階層のコントロールシステムを提案し、上層・下層のそれぞれにおいて SOC の同期を示すことでシステム全体の SOC の同期がとれることを示した。また、SOC を同期させることで EV 群のエネルギー収支を定量的に表すことができ、EV 群の集約モデルを作成することが可能となった。二つ目は SOC 同期制御による周波数変動抑制効果の検証である。EV 群の集約モデルを周波数解析モデルに組み込むことで、EV 群を含めた周波数変動を算出した。より詳細な検討をおこなうために EV の導入量や制御可能な SOC の範囲などをパラメータとし、周波数の RMS 値を基準として評価をおこなった。そして、導入量が大きくなる、あるいは制御可能な SOC の範囲が大きくなるほど周波数変動抑制に効果があることを支援した。さらに、EV 群の集約モデルと BESS モデルの比較をおこない、SOC 同期効果があることを示した。SOC 同期効果とは各 EV がコントロールイン・プラグアウトする際のエネルギー差が原因で、LFC 信号とは関係なく同期 SOC が 85% に近づくように力が働く現象である。SOC 同期現象を踏まえて、中央給電指令所が取るべき運用のシナリオについて示した。

SOC 同期制御のメリットは大きく分けて2つある。一つ目は、各 EV の不確実性を大幅に低減することである。中央給電指令所は各 EV の SOC のばらつきによる LFC 信号応答の不確かさを考慮する必要が無い。電力系統運用者は安定供給が第一使命である。EV 群の不確かさにより電力系統全体の不安定となることを最も恐れると考えられる。SOC 同期制御では EV 群の LFC 容量内であれば SOC のばらつきによる不確かさはなく、系統全体へ与える悪影響は少ない。そのため、電力系統運用者にとって、導入しやすい制御といえる。

二つ目は、制御変数が同期 SOC 一つに集約されることである。中央給電指令所は全ての EV の SOC を把握する必要がない。そのため、管理が容易であり、他の制御との協調もとりやすい。第〈4・7〉節では同期 SOC に応じて LFC 信号を修正する制御を組み込んだ。もし、SOC が同期されておらず、各 EV の SOC から LFC 信号を個別に修正しなければならないとしたら、システムはとても複雑なものとなったであろう。

このように本論文の提案手法は電力系統運用者側からみた利便性も考慮されていることが大きな特徴である。EV 使用者の利便性も考慮されており、双方に受け入れやすい制御となっている。

## 6.2 今後の課題

今後の課題として、第一に V2G 実現にかかるコストの問題がある。EV はバッテリーに充電することを目的に設計されている。そこに、電気から系統側に電池を放電するための機能を追加すれば、その分車両コストは上がることになる。さらに、充放電のタイミングを制御するためには系統状況などを双方向で通信制御するシステム構築コストも必要である。

第二にさらに詳細なシミュレーションをおこなう必要がある。特に EV が充放電をおこなうことによる損失、具体的な通信システムの模擬などを考慮することは重要であると考ええる。また、利用者利便性と系統貢献との間のトレードオフについても検討する必要がある。

第三に、ヒートポンプ給湯機など他の可制御性を有する可能性のある負荷や既存の発電設備などとの協調制御をおこなう必要がある。電力系統を取り巻く諸問題は EV だけでなく需要側・供給側の双方が協調したユビキタスパワーネットワークにより解決を図る。そのため、EV などを含めた電力系統全体の最適化が必要である。

このように、本研究は未だ大学レベルの研究であり、解決すべき問題は多く残されている。

## 謝辞

本論文を作成するにあたり、横山明彦教授には、懇切かつ熱心な御指導と貴重なご助言をして頂きました。また、企業との交流会や横山宅での新年会など幅広い分野の方々との交流の機会を与えていただきました。ここに厚く御礼申し上げます。

研究を進めるにあたり様々な便宜を図っていただいた島田規人氏、兼近直美氏、岡田とも子氏には大変感謝しております。また、佐久間寿人氏、鎌田剛史氏、クリサナ・タンパティパーン氏、ナタウット・パンスワン氏、グエン・ホアン・ヴィエト氏、チャイラーク・ヤパタナジット氏、チャトゥプロムウォンピシエン氏には研究に関する御助言だけでなく、様々な文化・慣習・社会を教えて頂き、非常に感謝しております。河辺賢一氏、益田泰輔氏、若林悠太氏、千貫智幸氏、木原寛之氏、郡司掛安俊氏、井上考弘氏、石川幸一郎氏には、様々な形でサポートして頂き、誠に感謝しております。特に、益田泰輔氏には入学当初からお世話になり、熱心な御指導を頂いたことを御礼申し上げます。同期の相原良太氏、宮原啓太氏、吉原徹氏、吉住大介氏には、この2年間互いに切磋琢磨し、楽しい時間を過ごすことができ、大変感謝しております。

また、馬場旬平准教授をはじめとする馬場研究室の皆様、並びに谷口治人特任教授、高崎昌洋教授、中島達人教授、Liyanage 氏、太田豊助教、APET の皆様には、本研究を進めるにあたり非常に有益な御助言を賜ったことを心より感謝しております。

最後に、私の研究生生活を支えて頂いた全ての方々に改めて感謝の意を申し上げますと共に、皆様のますますの御発展と御活躍を心よりお祈り申し上げます。

## 参考文献

- [1] 資源エネルギー庁：長期エネルギー需給見通し(2009)  
<http://www.enecho.meti.go.jp/topics/080523.htm>
- [2] 首相官邸：「低炭素社会・日本」を目指して(2008)  
<http://www.kantei.go.jp/jp/hukudaspeech/2008/06/09speech.html>
- [3] 経済産業省：「次世代自動車普及戦略」(2010)  
<http://www.meti.go.jp/press/20100412002/20100412002.html>
- [4] 首相官邸：「新成長戦略」(2010)  
<http://www.kantei.go.jp/jp/sinseichousenryaku/>
- [5] 経済産業省：「低炭素電力供給システムに関する研究会」(2010)  
[http://meti.go.jp/committee/kenkyukai/k\\_9.html](http://meti.go.jp/committee/kenkyukai/k_9.html)
- [6] 東京大学先端電力エネルギー・環境技術教育センター (APET) :  
<http://www.apet.t.u-tokyo.ac.jp>
- [7] 坂斉典, 雪田和人, 五島康之, 一柳勝宏：「PV 導入住宅におけるEVを用いた発電電力平準化の一検討(その2)」, 平成22年電気学会電力・エネルギー部門大会, p39, 福岡(2010-9)
- [8] W.Kempton, V.Udo, K.Huber, K.Komara, S.Letendre, S.Baker, D.Brunner, and N.Pearre: "A Test of Vehicle-to-Grid(V2G) for Energy Storage and Frequency Regulation in the PJM System", Publication of MAGICC(Mid-Atlantic Grid Interface Cars Consortium), [http://www.magicconsortium.org/\\_Media/test-v2g-in-pjm-jan09.ppd](http://www.magicconsortium.org/_Media/test-v2g-in-pjm-jan09.ppd) (2009)
- [9] 太田豊, 谷口治人, 中島達人, K. M. Liyanage, 馬場旬平, 横山明彦：「ユビキタスパワーネットワークにおけるスマートストレージの提案 -電気自動車の自律分散型 Vehicle-to-Grid-」, 電気学会論文誌 B, Vol.130, No.11, pp.989-994 (2010)
- [10] 国土交通省：「平成21年度自動車輸送統計調査年報」,  
<http://www.mlit.go.jp/k-toukei/jidousya/jidousya.html> (2009)
- [11] 国土交通省：「平成17年度道路交通センサス」,  
<http://www.mlit.go.jp/road/ir/ir-data/ir-data.html> (2005)
- [12] 入江寛：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」
- [13] 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)
- [14] 宮原啓太：卒業論文「系統に連系された多数の風力発電機に対する個別ピッチ角制御モデルを用いた蓄電池容量削減効果の研究」
- [15] 財団法人気象業務支援センター：「地上気象観測1分値データ」



<http://www.jmbse.or.jp/>

- [16] 阿部, 石岡, 市川, 榎本:「風力発電所の出力変動実績の分析と平滑化効果に関する一考察」, 電気学会論文誌B, Vol.121-B,pp1681-1689
- [17] 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)

## 発表文献

### ➤ 本論文に関する発表文献

- [1] 清水, 益田, 太田, 横山:「使用者の利便性を考慮した大量再生可能エネルギー電源導入時における電気自動車を用いた周波数制御」, 平成 23 年電気学会全国大会, 大阪(発表予定)
- [2] 清水浩一郎, 太田豊, 横山明彦:「系統周波数制御のための多数台の電気自動車の SOC 同期制御」, 平成 23 年電力系統技術研究会, PSE-11-006, 北海道(2011-1)
- [3] K.Shimizu, T. Masuta, Y. Ota, A. Yokoyama:” Load Frequency Control in Power System Using Vehicle-to-Grid System Considering the Customer Convenience of Electric Vehicles”, 2010 International Conference on Power System Technology(PowerCon2010), FP0658 DG-03, China(2010-10)
- [4] 清水浩一郎, 益田泰輔, 太田豊, 横山明彦:「系統周波数制御のための多数台電気自動車のモデリング」, 平成 22 年電力技術電力技術合同研究会, PE-10-163 PSE-10-162, 広島(2010-9)
- [5] 清水, 益田, 太田, 横山:「ユビキタスパワーネットワークにおける電気自動車の使用者利便性を考慮した V2G 周波数制御」, 平成 22 年電気学会電力・エネルギー部門大会, p4, 福岡(2010-9)
- [6] K.Shimizu, T. Masuta, Y. Ota, K. M. Liyanage, A. Yokoyama:”System Frequency Control Using Electric Vehicles in PowerSystem with a Large Penetration of Renewable Energy Sources”, 16th International Conference on Electrical Engineering(ICEE2010), SGIS-06, Korea(2010-7)
- [7] 清水, 益田, 太田, 横山:「使用者の利便性を考慮した大量再生可能エネルギー電源導入時における電気自動車を用いた周波数制御」, 平成 22 年電気学会全国大会, 6-158, 東京(2010-3)

### ➤ 本論文の内容以外の発表文献

- [8] Y. Ota, H. Taniguchi, T. Nakajima, K. M. Liyanage, K. Shimizu, T. Masuta, J. Baba, and A. Yokoyama: “Autonomous Distributed Vehicle-to-Grid for Ubiquitous Power Grid and its Effect as a Spinning Reserve”, The Journal of International Council on Electrical Engineering (ICEE)(掲載予定)
- [9] K. M. Liyanage, T. Masuta, K. Shimizu, H. Kihara, A. Yokoyama, Y. Ota, T. Nakajima,

- and H. Taniguchi : "Performance Analysis of Ubiquitous Power Systems under Coordinated Control of System Elements", The Journal of International Council on Electrical Engineering (ICEE)(掲載予定)
- [10] 太田豊, 谷口治人, 中島達人, K. M. Liyanage, 清水浩一郎, 益田泰輔, 馬場旬平, 横山明彦, "ユビキタスパワーネットワークにおけるスマートストレージの周波数制御への効果", 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol.131, No.1, pp.94-100 (2011-1)
- [11] Y. Ota, H. Taniguchi, T. Nakajima, K. M. Liyanage, K. Shimizu, T. Masuta, J. Baba, and A. Yokoyama : "Effect of Autonomous Distributed Vehicle-to-Grid (V2G) on Power System Frequency Control", Proceedings of Fifth International Conference on Industrial & Information Systems (ICIIS2010), Mangalore, India (2010-7)
- [12] K. M. Liyanage, T. Masuta, K. Shimizu, H. Kihara, A. Yokoyama, Y. Ota, T. Nakajima, H. Taniguchi : "Performance Analysis of Ubiquitous Power Systems under Coordinated Control of System Elements", 16th International Conference on Electrical Engineering (ICEE2010), DR-01, Korea(2010-7)
- [13] Y. Ota, H. Taniguchi, T. Nakajima, K. M. Liyanage, K. Shimizu, T. Masuta, J. Baba, A. Yokoyama : "Autonomous Distributed Vehicle-to-Grid for Ubiquitous Power Grid and its Effect as a Spinning Reserve", 16th International Conference on Electrical Engineering (ICEE2010), PEVs-01, Korea(2010-7)
- [14] 太田豊, 谷口治人, 中島達人, K. M. Liyanage, 清水浩一郎, 益田泰輔, 馬場旬平, 横山明彦:「ユビキタスパワーネットワークにおけるスマートストレージの周波数制御への効果」, 平成 22 年電気学会電力・エネルギー部門大会, p48, 福岡 (2010-9)
- [15] 太田豊, 谷口治人, 中島達人, K. M. Liyanage, 清水浩一郎, 益田泰輔, 馬場旬平, 横山明彦:「自律分散型 V2G の瞬動予備力としての効果」, 平成 22 年電気学会全国大会, 6-023, 東京 (2010-3)

