

博士論文

実時間価格提示方策を利用した  
電力機器群の分散制御に関する研究

Decentralized Control of Multiple Electric Power Equipment  
using Real-time Pricing Strategy

指導教員 明田川 正人 教授



長岡技術科学大学  
大学院 工学研究科 情報・制御工学専攻

学籍番号 13300389

阿久津 隼

2020 年 3 月



March, 2020.

# Decentralized Control of Multiple Electric Power Equipment using Real-time Pricing Strategy

by

No.13300389

**AKUTSU Hikaru**

## Abstract

Global warming and depletion of fossil fuels encourage installing distributed generators using renewable energy sources and storage device. Especially, photovoltaic (PV) system has experienced the most growth in the last decade because of feed-in-tariff. On the other hand, at the interconnection point, the voltage fluctuation occurs due to output power variation or reverse power flow from a PV generation plant. Additionally, more recently special problem in Japan, PV installation capacity qualified as PV generation plant exceeded the allowable interconnection capacity in the operation area of utility company. To interconnect PV into the power grid, it is enforced by law to use the equipment which can reduce the amount of power output according to output curtailment instruction from utility company. Furthermore, for reliable operation, demand response (DR) which is adjusting power consumption of consumer is also considered. To integrate three types of equipment such as generators, storage devices and consumers, virtual power plant (VPP) and aggregator are also proposed. However, the centralized operation is not suitable because there is various equipment in the next-generation power system.

In this dissertation, decentralized control method of Power Conditioning Systems (PCSs) in a large-scale PV system is proposed for voltage deviation problem. The operator can update and provide price by only observing voltage deviation at the interconnection point. It is not need to know the parameters and operating state of all PCSs. Each PCS determines the reference of power output based-on decentralized optimization including price and operating state, and outputs the power according to its dynamics. The effectiveness of the proposed method is evaluated through numerical experiment and real physical experiment under various situations. The proposed method works well for plug-and-play type operation and the situation when there is a PCS that has a different parameter or different operating state. The generally used solver is not applicable for PCS. For the implementation of proposed method, a simple solving algorithm

is considered. It is constructed by four arithmetic operations and if statement using C-language, thus it is applicable for the current PCS.

For output curtailment problem, decentralized control methods for a large-scale PV system and a large-scale PV system with storage are proposed. The operator does not need to know the operating state of PCS and the state-of-charge of storage, and can update and provide price by only observing the power output at the interconnection point. The effectiveness of the proposed method for output curtailment is also evaluated through numerical experiment and real physical experiment under various situations. The proposed method works well for plug-and-play type operation and the situation when there is a PCS that has a different operating state.

To maintain the supply and demand balance, the hierarchical type decentralized control method is proposed for VPP which consists of generators, storage devices and consumers. In the proposed method, electric power equipment is grouped according to the type of them. The first layer consists of VPP operator and groups' operator (global operation) and the second layer consists of group operator and equipment (group operation). In the first layer, group operator determines the reference of group operation. Also in the second layer, each equipment determines the reference of power output such that the output of the whole group (sum of the output of equipment) satisfies the reference of group operation. The VPP operator can update and provide the price by receiving the value of the group's output and the flag regarding the interior point solution, without detailed information of operation. Similarly, the group operator can update and provide the price by receiving the value of the equipment's output. By solving the decentralized optimization problem including price, the group operator determines the reference of group's output, and each equipment determines the reference of own power output. The operation using the proposed hierarchical decentralized control method is evaluated through numerical experiment. The effectiveness is confirmed even in various situations such as generators break down and storage devices do not have enough state-of-charge.

In the proposed methods, the operator can update and provide price by only observing or receiving the output of the group. And each equipment determines the reference by solving decentralized optimization problem with price considering own operating condition, and outputs according to its dynamics. For practical use, a simple solving algorithm is also developed to solve the decentralized optimization problem, and it is easy to implement it for the current PCS. This dissertation can contribute to the stable operation of the next-generation power system, because it has excellent scalability for a large-scale system.

## 概要

地球温暖化や資源枯渇などの環境エネルギー問題を背景に、再生可能エネルギー源を利用した分散型の発電設備や蓄電設備を電力系統に導入する必要性が高まっている。なかでも大規模太陽光発電システムは、固定価格買取制度などの政策により導入量が増加してきた。一方で、太陽光発電システムからの電力出力量は、自然条件に依存し大きく変化することもある。このような出力変動などに起因し、系統連系点において電圧が変動するという問題が発生している。さらに一部の電力会社管轄下においては、大規模太陽光発電システムの設備認定量が電力会社の接続可能量算定値を超過した。これに起因して、快晴時における供給過剰を避けることを目的に、出力抑制指令に対応可能な機器を使用することが法律で義務付けられた。ただし、単純な出力抑制は利用可能なエネルギーの廃棄を意味する。そこで蓄電池の導入も検討されてきている。また、発電設備の出力電力調整、蓄電設備の充放電電力調整に加え、消費者による使用電力調整（デマンドレスポンス）の活用も検討されている。このような発電、蓄電、消費の3種類の機器を統合的に運用するため、仮想発電所（Virtual Power Plant: VPP）やアグリゲーターの導入も提案されている。しかしながら、分散型の発電設備や蓄電設備が大量導入された次世代電力系統においては、多種多様な電力機器が混在することになり、集中管理は困難となる。

本研究では電圧変動問題に関して、複数台の Power Conditioning System (PCS) で構成される大規模太陽光発電システムを対象に、実時間価格提示方策を利用した分散型の制御方策を提案した。提案方策では、運営管理者は各 PCS の運転状態を把握することなく、連系点の電圧変動を観測するのみで、価格更新・提示が可能であることを示した。各 PCS は提示された価格、自身の運転状態および効用を考慮した分散最適化問題を解くことにより目標値を決定、自身の動特性に従い出力する。提案方策の有効性を、数値実験と実機 PCS を用いた実験により検証した。機器容量が異なる PCS が混在する場合、発熱などにより電力出力を減少させる PCS がある場合や接続・離脱のタイミングが異なる PCS が存在する場合など、様々な条件で検証し、提案方策の有効性を確認した。また制御方策の実装のために、最適化問題の特徴を活かした簡易な求解アルゴリズムを考案した。この求解アルゴリズムは、四則演算と条件分岐文のみでコーディング可能であり、現行の PCS にも容易に実装可能である。

出力抑制指令への対応問題について、複数台の PCS により構成される大規模太陽光発電システムおよび蓄電池併設型太陽光発電システムを対象に分散制御方策を検討した。提案方策では、運営管理者は、各 PCS の運転状態や蓄電池の充電状態を把握することなく、連系点の電力出力を観測するのみで、価格更新・提示が可能であることを示した。各 PCS は提示された価格、自身の運転状態および効用を考慮した分散最適化問題を解くことにより、目標値を決定、自身の動特性に従い出力する。出力抑制指令への対応問題についても、機器の容量が異なる PCS が混在する場合、接続・離脱のタイミングが異なる PCS が存在する場合、蓄電池の充電状態により運転状態を変える PCS が存在する場合な

ど、様々な条件にて数値実験および実機実験により検証し、有効性を確認した。

また、複数の発電機器、蓄電機器、消費機器により構成された仮想発電所を対象とし、電力需要・供給バランスを維持するための階層型分散制御方策について検討した。提案方策では、電力機器を機器の種類ごとにグループ分けし、VPP 管理者とグループ管理者により構成される第 (i) 層で VPP 全体の需給バランスの維持が可能なグループの運用目標値を決定する (グローバル運用)。そして、グループ管理者と電力機器により構成される第 (ii) 層で、グローバル運用にて決定したグループの運用目標値を満たすように、各電力機器は出力目標値を決定、自身の動特性に従い出力する (グループ運用)。VPP 管理者による価格提示は、グループの詳細な運用情報を集約することなく、各グループの電力出力値と内点解かどうかのフラグのみを受信することにより可能である。グループ管理者による価格提示もほぼ同様で、各電力機器の出力電力値のみを受信することにより可能である。また、提示された価格を含む分散最適化問題を解くことにより、グループ管理者はグループ運用目標値を決定、同様に各電力機器は自身の出力目標値を決定する。提案した階層型分散制御方策による運用を数値実験で検証し、発電量が低下した場合、消費機器の急な故障が発生した場合、蓄電池の充電残量により充放電量が低下した場合などの条件において、有効性を確認した。

本研究で提案した制御方策では、運営管理者は合計出力のみを観測または各電力機器の出力電力値を受信するのみで価格の更新・提示が可能である。各電力機器は、提示された価格と自身の運転状態のみを考慮した最適化問題を分散的に解き目標値を決定、自身の動特性にしたがい出力する。さらに、汎用のソルバを使用しないアルゴリズムによる最適化問題の求解も実現しており、現行の PCS にも容易に実装ができる。このように本研究の提案方策は、高速に演算可能な計算機は必要なく、機器の運転状態を考慮した目標値決定や plug-and-play 型の運用も可能で、かつ拡張性にも優れており、今後のシステムの大規模化にも対応できるため、次世代電力システムの安定運用に寄与できる。

# 目次

<b>第 1 章 序論</b>	<b>1</b>
1.1 本研究の背景	1
1.2 本研究の目的と概要	3
1.3 略語表	4
<b>第 2 章 電力系統工学の基礎</b>	<b>5</b>
2.1 電力の基本式と有効電力, 無効電力, 皮相電力および複素電力	5
2.2 対称三相交流	7
<b>第 3 章 太陽光発電システムの系統連系点における分散型電圧変動抑制制御</b>	<b>11</b>
3.1 はじめに: 大規模太陽光発電システムの系統連系点における電圧変動問題	11
3.1.1 連系点電圧変動モデル (近似式) の導出	12
3.1.2 数値実験 - 電圧変動の確認	13
3.2 無効電力分散制御による電圧変動抑制	15
3.2.1 PCS による目標値決定と運営管理者による実時間価格提示	15
3.2.2 数値実験	20
3.3 有効・無効電力分散制御による電圧変動抑制	29
3.3.1 PCS による目標値決定と運営管理者による実時間価格提示	29
3.3.2 数値実験	35
3.4 実機 PCS を使用した実験による分散制御方策の有効性検証	46
3.4.1 実験装置	46
3.4.2 実時間価格提示方策および分散最適化の実機実装	48
3.4.3 無効電力分散制御による電圧変動抑制実験	51
3.4.4 有効・無効電力分散制御による電圧変動抑制実験	55
3.5 おわりに: 本章のまとめ	59
<b>第 4 章 出力抑制指令への対応を可能とする分散型出力抑制制御</b>	<b>61</b>

---

4.1	はじめに: 出力抑制指令への対応問題 . . . . .	61
4.2	大規模太陽光発電システムにおける出力抑制 . . . . .	62
4.2.1	PCS による目標値決定と運営管理者による実時間価格提示 . . . . .	62
4.2.2	数値実験 . . . . .	67
4.3	蓄電池併設型大規模太陽光発電システムにおける出力抑制 . . . . .	71
4.3.1	PCS による目標値決定と運営管理者による実時間価格提示 . . . . .	72
4.3.2	数値実験 . . . . .	78
4.4	実機 PCS を使用した実験による分散制御方策の有効性検証 . . . . .	85
4.4.1	実験装置 . . . . .	85
4.4.2	実時間価格提示方策および分散最適化の実機実装 . . . . .	86
4.4.3	大規模太陽光発電システムを想定した実機実験 . . . . .	88
4.4.4	蓄電池併設型太陽光発電システムを想定した実機実験 . . . . .	89
4.5	おわりに: 本章のまとめ . . . . .	95
<b>第 5 章</b>	<b>仮想発電所における電力需給管理を目的とした階層型分散制御</b>	<b>97</b>
5.1	はじめに: 仮想発電所の電力需要供給管理 . . . . .	97
5.2	グローバル運用問題 . . . . .	99
5.2.1	グループ管理者による運用目標値決定と VPP 管理者による実時間価格提示 . . . . .	99
5.2.2	数値実験 . . . . .	106
5.3	グループ運用問題 . . . . .	113
5.3.1	電力機器による目標値決定とグループ管理者による実時間価格提示 . . . . .	113
5.3.2	数値実験 . . . . .	126
5.4	数値実験 - 階層型分散制御方策の検証 . . . . .	135
5.5	おわりに: 本章のまとめ . . . . .	154
<b>第 6 章</b>	<b>結論</b>	<b>157</b>
6.1	本研究の成果 . . . . .	157
<b>付録 A</b>	<b>仮想発電所の数値実験</b>	<b>159</b>
<b>参考文献</b>		<b>161</b>
<b>謝辞</b>		<b>164</b>
<b>本研究に関する論文, 講演および賞罰</b>		<b>167</b>

# 目次

2.1	Simple diagram of alternating current circuit. . . . .	5
2.2	Power triangle. . . . .	7
2.3	Simple model of three-phase power system. . . . .	7
2.4	Voltage vector and current vector of symmetric three-phase system. . . . .	8
2.5	Simple model of three-phase power system (grounding). . . . .	9
3.1	Configurations of PV generation plant. . . . .	12
3.2	Mathematical model of PCS. . . . .	13
3.3	Voltage deviation by active power output $P_i$ and reactive power output $Q_i$ . . . . .	14
3.4	Closed-loop system for voltage regulation by reactive power control using real-time pricing strategy and decentralized optimization. . . . .	20
3.5	Time responses when the operator does not provide price. . . . .	21
3.6	Time responses of the voltage regulation system where the step-like variations of reference for active power $P_i^r$ . . . . .	22
3.7	Time responses of the voltage regulation system where PCS <sub>4</sub> and PCS <sub>5</sub> have a smaller apparent power capacity compared to the other PCSs. . . . .	23
3.8	Time responses of the voltage regulation system in which PCS <sub>4</sub> and PCS <sub>5</sub> adjust their weighting coefficient $w_4$ and $w_5$ , respectively. . . . .	24
3.9	Time responses of the voltage regulation system where PCS <sub>4</sub> and PCS <sub>5</sub> have a tighter power factor constraint compared to the others. . . . .	25
3.10	Time responses of the voltage regulation system in which PCS <sub>4</sub> and PCS <sub>5</sub> adjust their limit of power factor $\cos(\theta_4^l)$ and $\cos(\theta_5^l)$ , respectively. . . . .	26
3.11	Time responses of the voltage regulation system where PCS <sub>8</sub> disconnects at $t = 80$ s, PCS <sub>9</sub> and PCS <sub>10</sub> connect at $t = 120$ s. . . . .	27
3.12	Time responses of the voltage regulation system where $\epsilon$ , a design parameter for time-constant, is changed. . . . .	27

3.13	Time responses of the voltage regulation system where the reactance $\bar{X}$ and resistance $\bar{R}$ , the actual line parameters, are unknown, however the voltage deviation can be suppressed in the steady-state. . . . .	28
3.14	Power circle diagram. . . . .	34
3.15	Closed-loop system for voltage regulation by active and reactive power control using real-time pricing strategy and decentralized optimization. . . . .	35
3.16	Mathematical model of PCS. . . . .	36
3.17	Time responses when the operator does not provide price. . . . .	37
3.18	Time responses of the voltage regulation system where the step-like variations of unknown potential active power generation $P_i^c$ . . . . .	38
3.19	Time responses of the voltage regulation system where the apparent power capacity $S_5^1$ and $S_6^1$ are smaller than the others. . . . .	39
3.20	Time responses of the voltage regulation system in which PCS <sub>5</sub> and PCS <sub>6</sub> adjust their $S_i^d$ due to over-heating during the operation. . . . .	40
3.21	Time responses of the voltage regulation system, where the unknown potential generations $P_5^c$ and $P_6^c$ are smaller than the rated power capacities $P_5^1$ and $P_6^1$ . . . . .	41
3.22	Time responses of the voltage regulation system where PCS <sub>8</sub> disconnects at $t = 80$ s, PCS <sub>9</sub> and PCS <sub>10</sub> connect at $t = 120$ s. . . . .	42
3.23	Time responses of the voltage regulation system where a design parameter of the operator $\epsilon > 0$ , is changed. . . . .	43
3.24	Time responses of the voltage regulation system where resistance $\bar{R} < R$ and reactance $\bar{X} > X$ are unknown, but the voltage deviation can be suppressed in the steady-state. . . . .	44
3.25	Time responses of the voltage regulation system where resistance $\bar{R} > R$ and reactance $\bar{X} < X$ are unknown, but the voltage deviation can be suppressed in the steady-state. . . . .	45
3.26	Scale-down model PCS. . . . .	46
3.27	Power grid simulator. . . . .	46
3.28	Operator PC. . . . .	46
3.29	Schematic diagram of the experimental environment. . . . .	47
3.30	PV simulator. . . . .	48
3.31	Rectifier. . . . .	48
3.32	Optimization problem eq. (3.6). . . . .	49

---

3.33	Optimization problem eq. (3.31). . . . .	50
3.34	Experimental result of the voltage regulation system by reactive power control. . . . .	51
3.35	Experimental result of the voltage regulation system where PCS <sub>5</sub> and PCS <sub>6</sub> have a smaller capacity compared to the others. . . . .	52
3.36	Experimental result of the voltage regulation system in which PCS <sub>5</sub> and PCS <sub>6</sub> adjust their weighting coefficients $w_5$ and $w_6$ , respectively. . . . .	53
3.37	Experimental result of the voltage regulation system where PCS <sub>5</sub> and PCS <sub>6</sub> have a tighter power factor constraint compared to the others. . . . .	54
3.38	Experimental result of the voltage regulation system in which PCS <sub>5</sub> and PCS <sub>6</sub> adjust their limit of power factors $\cos(\theta_5^l)$ and $\cos(\theta_6^l)$ , respectively. . . . .	55
3.39	Experimental result of the voltage regulation system by active and reactive power control. . . . .	56
3.40	Experimental result of the voltage regulation system where PCS <sub>5</sub> and PCS <sub>6</sub> have a smaller capacity compared to the others. . . . .	57
3.41	Experimental result of the voltage regulation system in which PCS <sub>5</sub> and PCS <sub>6</sub> adjust their $S_i^d$ during the operation due to over-heating. . . . .	58
3.42	Experimental result of the voltage regulation system where PCS <sub>5</sub> and PCS <sub>6</sub> have a tighter power factor constraint compared to the others. . . . .	59
4.1	Configurations of PV generation plant. . . . .	62
4.2	Closed-loop system for output power curtailment of PV generation plant using real-time pricing strategy and decentralized optimization. . . . .	66
4.3	Time responses of the output power curtailment system for PV generation plant. . . . .	68
4.4	Time responses of the output power curtailment system where PCS <sub>5</sub> sets the weighting coefficient $w_5 = 2$ . . . . .	69
4.5	Time responses of the output power curtailment system where there are PCSs with different unknown potential power generation. . . . .	70
4.6	Time responses of the output power curtailment system where there are PCSs with different rated power capacity. . . . .	71
4.7	Configurations of PV generation plant with storage. . . . .	72
4.8	Inequality constraint parameter $\alpha_j$ . . . . .	74
4.9	Closed-loop system for output power curtailment of PV generation plant with storage using real-time pricing strategy and decentralized optimization. . . . .	78

4.10	Time responses of the output power curtailment system for PV generation plant with storage. . . . .	80
4.11	Time responses of the output power curtailment system where $\text{PCS}_5^{\text{S}}$ decreases the amount of charging power. . . . .	81
4.12	Time responses of the output power curtailment system where all $\text{PCS}_j^{\text{S}}$ s decrease the amount of charging power and all $\text{PCS}_i^{\text{P}}$ s suppress the amount of power output. . . . .	82
4.13	Time responses of the output power curtailment system where unknown potential power generation of all $\text{PCS}_i^{\text{P}}$ s decrease temporarily. . . . .	83
4.14	Time responses of the output power curtailment system where $\text{PCS}_3^{\text{P}}$ disconnects at $t = 120$ s and, $\text{PCS}_4^{\text{P}}$ and $\text{PCS}_5^{\text{P}}$ connect at $t = 220$ s. . . . .	84
4.15	Lithium-ion capacitor. . . . .	86
4.16	Optimization problem eq. (4.4). . . . .	87
4.17	Optimization problem eq. (4.21). . . . .	87
4.18	Optimization problem eq. (4.22). . . . .	87
4.19	Experimental result of the output power curtailment system where $\text{PCS}_5$ sets the weighting coefficient $w_5 = 2$ . . . . .	88
4.20	Experimental result of the output power curtailment system where there exists PCSs that have different rated power capacity. . . . .	89
4.21	Experimental result of the output power curtailment system for PV generation plant with storage. . . . .	90
4.22	Experimental result of the output power curtailment system where $\text{PCS}_1^{\text{S}}$ decreases the amount of charging power. . . . .	91
4.23	Experimental result of the output power curtailment system where all $\text{PCS}_j^{\text{S}}$ s decrease the amount of charging power and all $\text{PCS}_i^{\text{P}}$ s suppress the amount of power output. . . . .	92
4.24	Experimental result of the output power curtailment system where unknown potential power generation of $\text{PCS}_1^{\text{P}}$ decreases temporarily. . . . .	93
4.25	Experimental result of the output power curtailment system where $\text{PCS}_3^{\text{P}}$ disconnects at $t = 120$ s. . . . .	94
4.26	Experimental result of the output power curtailment system where $\text{PCS}_3^{\text{P}}$ connects at $t = 110$ s. . . . .	95
5.1	Configuration of Virtual Power Plant. . . . .	98

---

5.2	Closed-loop system for maintaining supply-demand balance of Virtual Power Plant using real-time pricing strategy and decentralized optimization. . . . .	104
5.3	Closed-loop system for maintaining supply-demand balance of Virtual Power Plant using real-time pricing strategy and decentralized optimization (rewritten). . . . .	105
5.4	Mathematical model of groups. . . . .	106
5.5	Time responses of the closed-loop system for maintaining supply-demand balance by discharging of storage group. . . . .	108
5.6	Time responses of the closed-loop system for maintaining supply-demand balance by charging of storage group. . . . .	109
5.7	Time responses of the closed-loop system for maintaining supply-demand balance in which the amount of power output from generator group is decreased by weather condition. . . . .	110
5.8	Time responses of the closed-loop system for maintaining supply-demand balance in which the amount of power consumption of consumer group is decreased by a mechanical fault. . . . .	111
5.9	Time responses of the closed-loop system for maintaining supply-demand balance where consumer group decreases the amount of power consumption. . . . .	112
5.10	Time responses of the closed-loop system for maintaining supply-demand balance where generator group decreases the amount of power output. . . . .	113
5.11	Closed-loop system for tracking to the reference of group operation using real-time pricing strategy (Generator Group). . . . .	120
5.12	Closed-loop system for tracking to the reference of group operation using real-time pricing strategy (Storage Group). . . . .	121
5.13	Closed-loop system for tracking to the reference of group operation using real-time pricing strategy (Consumer Group). . . . .	121
5.14	Inequality constraint parameters of storage. . . . .	122
5.15	Mathematical model of equipment. . . . .	126
5.16	Time responses of the closed-loop system for tracking to the reference for group operation using real-time pricing strategy and decentralized optimization (Generator Group). . . . .	128
5.17	Time responses of the closed-loop system for Generator Group in which there is a PV PCS with smaller amount of power generation than other PV PCSs. . . . .	129

---

5.18	Time responses of the closed-loop system for tracking to the reference input of group operation using real-time pricing strategy (Storage Group - Discharging).	130
5.19	Time responses of the closed-loop system for tracking to the reference input of group operation using real-time pricing strategy (Storage Group - Charging).	130
5.20	Time responses of the closed-loop system in which all storage decrease the amount of power discharging.	132
5.21	Time responses of the closed-loop system in which all storage decrease the amount of power charging.	132
5.22	Time responses of the closed-loop system for tracking to the reference input of group operation using real-time pricing strategy (Consumer Group).	133
5.23	Time responses of the closed-loop system for Consumer Group in which one consumer equipment breakdown.	134
5.24	Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance by discharging of storage group.	137
5.25	Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance by charging of storage group.	139
5.26	Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance in which the amount of power output from Generator <sub>4</sub> is decreased by weather condition.	141
5.27	Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance in which the amount of power consumption of Consumer <sub>5</sub> is decreased by a mechanical fault.	143
5.28	Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance where consumer group decreases the amount of power consumption.	145
5.29	Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance where generator group decreases the amount of power output.	147
5.30	Configuration of Virtual Power Plant (Example 7 and 8).	148
5.31	Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance by discharging of storage group.	151

5.32 Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance when two units of storage equipment disconnect by machine fault. . . . . 154

A.1 Time responses of the closed-loop system for maintaining supply-demand balance where consumer group decreases the amount of power consumption. . . . . 160

A.2 Time responses of the closed-loop system for Generator Group where there is a PV PCS with smaller amount of power generation than other PV PCSs. . . . . 160



# 表 目 次

3.1	Impedance of distribution line . . . . .	13
3.2	Specification of ES24000T. . . . .	47
3.3	Specification of PVU01403. . . . .	48
3.4	Specification of S3P-240-10. . . . .	48
4.1	Comparison of PV installation capacity with connectable capacity . . . . .	61
4.2	Parameters of inequality constraint. . . . .	74
4.3	Specification of SLCB110AMD3201DH01. . . . .	85
5.1	Parameters of inequality constraint. . . . .	122
5.2	Parameters of generator. . . . .	148
5.3	Parameters of storage. . . . .	148
5.4	Parameters of consumer. . . . .	149



# 第 1 章

## 序論

本章では、本研究の動機となった背景および目的について述べる。

### 1.1 本研究の背景

資源枯渇や地球温暖化など環境・エネルギー問題の解決に向けて、再生可能エネルギー源を利用した分散型電源を電力系統へ導入する取り組みが国内外でなされている [1, 2]. その中でも太陽光発電システムの導入量は、固定価格買取制度などの政策により大きく増加し、今後も世界中でさらに導入量が増加していくとみられている [3]. 日本では、2020 年までに 2.8 GW, 2030 年までに 5.3 GW の高い導入目標値が示されている [4]. 一方で、太陽光発電システムの出力量は自然条件に依存し大きく変動する. このような出力変動や逆潮流などに起因し、系統電圧が変動するという問題が発生しており、許容電圧範囲を超える可能性がある. さらに、日本国内の一部の電力会社管轄下では、太陽光発電システムの設備認定量が接続可能量算定値を超過したことを受け、出力抑制指令への対応が法律で義務付けられている [5, 6]. また、分散型発電機器の出力調整、蓄電池の充放電調整のほかに、消費者による使用電力調整 (デマンドレスポンス) の活用も検討されている [7]. このような分散型電源、蓄電池、需要家など、様々な電力機器で構成された電力系統において、電力品質の維持を可能とする安定運用方策の構築が求められている [8, 9, 10, 11, 12]. また電力自由化に伴い、大量導入された分散型電源の出力電力の調整、蓄電池の充放電量の調整および消費者による使用電力調整、これらを統合的に管理する方法の一つとして、アグリゲータや仮想発電所 (Virtual Power Plant) が提案され、研究が進められている [13, 14].

電圧変動問題の対策として、文献 [15, 16, 17] では、負荷時タップ切替変圧器や線路用電圧調整器などの変圧器を用いて電圧変動を抑制する方法が検討されている. また文献 [18, 19, 20] では、静止型無効電力補償装置などの高速に制御可能な機器による電圧変動抑制手法も報告されている. しかしながら、このような高速に制御可能な機器の導入には、大きなコストが必要となる. このほかにも太陽光発電システムの系統連系に使用される Power Conditioning System (PCS) の有効、無効電力出力を制御することにより、電圧管理を行う方法も提案されている [21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28]. 文献 [23], [24], では、電圧の変化に応じて力率を変化させ、電圧を制限範囲内に収める分散型の方策が

提案されている。また集中型管理方策の欠点について、安定運用に必要となるセンサーや通信環境、コントローラの実装 (十分な計算能力を持つ計算機の使用) に多くの投資が必要となることが指摘されている。

出力抑制指令への対策として、文献 [29] では、現在の日射量により定まる最大の有効電力出力可能量から、一定の割合で出力抑制を行う方策が検討されている。文献 [30] では、PV システムの出力抑制量の低減を目的とし、上位系統に設置された定置型電力貯蔵装置および需要地に複数設置されたヒートポンプ式給湯器などの負荷機器を対象に集中管理する方策も検討されている。一方で、蓄電池が併設された PV システムを対象とした研究として、日射量変動に伴う発電量変動の抑制あるいは計画発電量への追従などを目的としたものが数多く報告されている [31, 32]。

アグリゲータや仮想発電所は、機器単体の容量は小さいものの、大量に点在する分散型電源、蓄電池、消費機器を一つにまとめ電力市場での経済的競争力を持つ (交渉力を大きくする) ことと、電力系統を安定的に運用するための調整力の提供を可能にすることを目的としている。また仮想発電所の運用により、PV システムの出力抑制の回避も期待されている [14]。アグリゲータや仮想発電所に関する研究として、文献 [33, 34] では、仮想発電所の入札戦略について検討されている。文献 [35, 36, 37] では、点在している需要家を束ねた需要家アグリゲータの戦略的入札が、ネットワーク全体に与える影響の検証が行われている。日本における電力市場設計において、発電能力・供給力 (kW) を扱う容量市場、実際に発電される電気 (kWh) を扱う卸電力市場 (一日前市場, 時間前市場, ベースロード市場), さらに短期の需給調整能力 ( $\Delta kW$ ) も扱う需給調整力市場に分類されている [38]。VPP の機能としては、電力市場における取引を担う Commercial VPP (CVPP) と実際の需給調整, 電圧管理などを担う Technical VPP (TVPP) のようにグループ化することができ、短期の需給調整能力は TVPP により実現されると考えられる [39]。文献 [33] などで検討されている卸電力市場での入札に加え、30 分未満の需給変動への対応 (短期の需給調整能力) も可能とすることが、アグリゲータおよび仮想発電所の役割として重要となる。特に、太陽光発電や風力発電など 自然エネルギー源を利用した発電設備は天候条件により発電量が変化するため、このような不確実な条件も考慮する必要がある [39, 40]。文献 [40] では、モデル予測制御を適用したスケジューリング方策が検討されている。しかしながら、このような短周期の問題に対応するにあたり、発電設備, 蓄電設備, 消費機器 (需要家) の数は膨大となるため、通信環境の構築や計算機の導入にかかる費用が大きくなることや、運用時の通信および計算に関して運営管理者にかかる負荷が大きくなることから、中央集中型の情報処理機構による運用は困難となることが予想される [41]。

電圧変動問題, 出力抑制指令対応問題について本研究では、運営管理者と数台から数十台規模の PCS により構成された大規模太陽光発電システムを対象とする。同様に、仮想発電所の需給調整問題においても、発電, 充放電, 消費など種類の異なる複数の電力機器により構成されるグループを対象とする。電圧変動適正化, 指令値への追従, 需給バランスの適正化など最適な運用状態へ誘導するに

あたり、発電設備からの有効電力出力を単純に抑制することは、利用可能なエネルギーの廃棄を意味するため、避けるべき運用状態である。また、電力出力の調整可能量は各電力機器の容量や運転状態によって定まる。最適な運用状態の実現のために、運営管理者が大規模な集中最適化問題により定式化し、指令値を各電力機器与えるような、中央集中型の運用方策がまず考えられる。しかしながら、機器の容量など静的な情報のみで集中最適化問題を定式化した場合、フィードフォワード型の運用となり、天候不順や機器故障への対応が不可能となる。機器の運転状態に依存するパラメータの集約を前提とした集中最適化問題の定式化も考えられるが、大規模太陽光発電システム内における PCS の台数は数十台規模以上になることもあり、仮想発電所における電力機器の数もそれと同等以上となるため、大規模な双方向通信が必要となる。さらには、短時間で多変数の集中最適化問題を求解する必要もある。したがって、運用時における運営管理者の負荷が非常に大きくなる。また、大規模な通信環境の構築や非常に高性能な計算機の導入が不可欠であり、中央集中型の情報処理による運用の実装とその維持には、多大な費用もかかるおそれがある。さらに、運転状態により連系（電力系統への接続）タイミングが電力機器ごとに異なることや発熱から機器を保護するために離脱することも考えられ、このような場合には最適化問題の再構築をする必要もある。中央集中型の運用方策は、実装だけでなく plug-and-play 型の運転や将来的な機器の増設によるシステムの拡張に不向きでもある。したがって、各電力機器の機能を最大限に活用した電圧管理、電力出力管理および需要供給調整のためには、利用可能な電力の出力最大化や各電力機器の運転状態にも対応可能であり、かつ分散型の制御方策の構築が必要となる。

## 1.2 本研究の目的と概要

本研究では、複数の電力機器により構成される大規模太陽光発電システムおよび VPP を対象に、天候不順や機器故障などが発生した場合でも最適な運用状態（電圧適正化、出力抑制指令への対応、需要供給バランスの維持）へ誘導することが可能な分散型の制御方策について検討し、有効性を検証する。本研究で提案する制御方策では、電圧変動の抑制、出力指令値への追従または電力需給バランスの適正化というネットワーク全体の利得を確保するために、電力機器を組織化し、運営管理者は価格提示をすることにより最適な運用状態へ誘導することを担い、目標値の決定はそれぞれの電力機器が行う。また有効性検証にあたっては、MATLAB/SIMULINK を用いた数値実験のみならず、実機の PCS および模擬電力系統により構成された実験環境を用いて行う。

以下に本論文の概要を示す。2 章では、電力系統工学の基礎について概説する。

3 章では、太陽光発電システムの系統連系点における電圧変動問題について述べ、有効電力および無効電力の変化によって電圧が変動することを簡易な数値実験から示す。そして、簡単のために無効電力のみを取り扱った分散型制御方策を検討し、数値実験から電圧変動を抑制することを確認する。次に、有効電力の調整も加味する分散型制御方策へと拡張し、有効電力および無効電力の調整によつ

て電圧変動の抑制が可能なことを数値実験から確認する。制御方策の有効性を数値実験で確認したのち、実機 PCS を用いた実機実験により有効性検証を行う。

4 章では、出力抑制指令への対応問題について述べ、まず太陽光パネル用 PCS のみにより構成された発電所を対象に、分散型制御方策を検討し、数値実験から有効性検証を行う。そして、蓄電池が併設された大規模太陽光発電システムへと対象を変更し、蓄電池との相互運用が可能な分散制御方策を検討、数値実験から有効性を検証する。数値実験による有効性が確認できたのち、実機実験により有効性の確認を行う。

5 章では、複数の発電機器、蓄電機器および消費機器により構成される仮想発電所を対象とし、需要供給バランスを維持するための分散型制御方策を検討する。本論文では、点在している電力機器を機器の種類ごとにグループ分けし、仮想発電所の管理者、グループ管理者および電力機器により構成されると考え、VPP 管理者とグループの管理者とで構成される層を第 (i) 層、グループ管理者と電力機器とで構成される層を第 (ii) 層とし、階層型の分散制御方策を検討する。具体的には、VPP 全体で需要供給バランスを達成可能とする各グループの運用目標値の決定方策 (第 (i) 層 グローバル運用) について検討し、グローバル運用で決定したグループの運用目標値にグループ全体の出力が追従することを可能とする、各電力機器の電力出力の決定方策 (第 (ii) 層 グループ運用) について検討する。検討した分散制御方策の有効性は数値実験から確認する。

6 章では、本論文を総括し、得られた結果を要約する。

### 1.3 略語表

略語	英語表記	日本語表記
PV	Photovoltaics	太陽光発電
PCS	Power Conditioning Systems	パワーコンディショナ
MPPT	Maximum Power Point Tracking	最大電力点追従
KKT	Karush-Kuhn-Tucker	カルーシュ・クーン・タッカー
SOC	state-of-charge	充電状態
VPP	Virtual Power Plant	仮想発電所

## 第 2 章

# 電力系統工学の基礎

本章では、電力系統工学の基礎事項についてまとめる。

### 2.1 電力の基本式と有効電力、無効電力、皮相電力および複素電力

Fig. 2.1 に示すような、電源と負荷のみが接続された簡単な交流回路を考える。

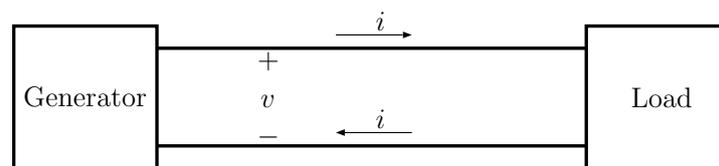


Fig. 2.1 : Simple diagram of alternating current circuit.

電圧  $v$  の系統で、発電機から負荷に向かって電流  $i$  が流れている時、電力は

$$s = vi \quad (2.1)$$

と表される。本論文では交流の電力系統を対象とするため、電圧の最大値 (振幅) を  $V_m$ 、電流の最大値 (振幅) を  $I_m$ 、角周波数を  $\omega$ 、電圧と電流の位相角差を  $\theta$  とし、電圧  $v$  と電流  $i$  を

$$\begin{aligned} v &= V_m \sin \omega t \\ i &= I_m \sin(\omega t - \theta) \end{aligned}$$

と表す。よって、(2.1) 式は、

$$\begin{aligned} s &= vi = V_m I_m \sin \omega t \sin(\omega t - \theta) \\ &= \frac{V_m I_m}{2} (\cos \theta - \cos(2\omega t - \theta)) \end{aligned} \quad (2.2)$$

となる。加法定理により (2.2) 式は、

$$\begin{aligned} s &= \frac{V_m I_m}{2} \cos \theta - \frac{V_m I_m}{2} \cos(2\omega t - \theta) \\ &= \frac{V_m I_m}{2} \cos \theta - \left( \frac{V_m I_m}{2} \cos 2\omega t \cos \theta + \frac{V_m I_m}{2} \sin 2\omega t \sin \theta \right) \\ &= \frac{V_m I_m}{2} \cos \theta (1 - \cos 2\omega t) - \frac{V_m I_m}{2} \sin \theta \sin 2\omega t \end{aligned} \quad (2.3)$$

と書き換えられる。(2.3) 式の右辺第 1 項の 1 周期 ( $T = 1/f$ ,  $f = \omega/(2\pi)$ ) の間の平均値は、 $\frac{V_m I_m}{2} \cos \theta$  である。 $\frac{V_m I_m}{2} \cos \theta$  の電力を有効電力といい、 $P$  で表す。また  $\cos \theta$  を力率という。位相角差  $\theta$  が  $|\pi/2|$  でないとき、平均値は 0 でない値となる。一方で、(2.3) 式の右辺第 2 項の 1 周期の間の平均値は常に 0 である。 $\frac{V_m I_m}{2} \sin \theta$  の電力を無効電力といい、 $Q$  で表す。無効電力は電源と抵抗との間を往復する電力の最大値である。位相角差が  $\theta = 0$  のとき (力率  $\cos \theta = 1$ )、有効電力は最大、無効電力は 0 となる。また、電圧の実効値  $\frac{V_m}{\sqrt{2}}$  と電流の実効値  $\frac{I_m}{\sqrt{2}}$  の積を皮相電力といい  $S$  で表すと、

$$\begin{aligned} S &= \frac{V_m I_m}{2} = \sqrt{\frac{V_m^2 I_m^2}{4} \cos^2 \theta + \frac{V_m^2 I_m^2}{4} \sin^2 \theta} \\ &= \sqrt{P^2 + Q^2} \end{aligned} \quad (2.4)$$

となる。

電力系統工学では、複素電力を用いて解析することが一般的である。そこで、電圧の実効値を  $\frac{V_m}{\sqrt{2}} = |\dot{V}| = V$ 、電流の実効値を  $\frac{I_m}{\sqrt{2}} = |\dot{I}| = I$  とし、電圧  $\dot{V}$  と電流  $\dot{I}$  は以下のように表す。

$$\begin{aligned} \dot{V} &= V e^{j\theta_V} \\ \dot{I} &= I e^{j\theta_I} \end{aligned}$$

複素電力  $\dot{S}$  は電圧  $\dot{V}$  と電流  $\dot{I}$  の複素共役値の積

$$\dot{S} = \dot{V} \dot{I}^*$$

で表す。また、 $\dot{V} = V e^{j\theta_V}$ 、 $\dot{I} = I e^{j\theta_I}$  より

$$\dot{S} = V e^{j\theta_V} \cdot I e^{-j\theta_I} = VI e^{j(\theta_V - \theta_I)}$$

$\theta_V - \theta_I = \theta$  とし、オイラーの公式より

$$\dot{S} = VI \cos \theta + jVI \sin \theta = P + jQ \quad (2.5)$$

となる。(2.5) 式を図示すると Fig. 2.2 のようになる。また、複素電力の大きさ  $|\dot{S}|$  は (2.4) 式と同様に

$$|\dot{S}| = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

である。本節以降、 $|\dot{S}| = S$  として取り扱う。

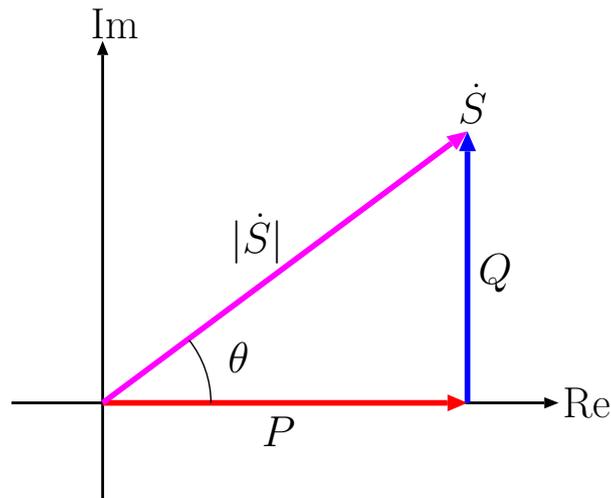


Fig. 2.2 : Power triangle.

## 2.2 対称三相交流

住宅地などの低圧系統では 101 V の単相交流もあるが, 本論文の第 3 章および第 4 章で想定している 6600 V の系統では, 効率的な電力輸送のために対称三相交流が使用されている. Fig. 2.3 に示す三相電力系統を考える.

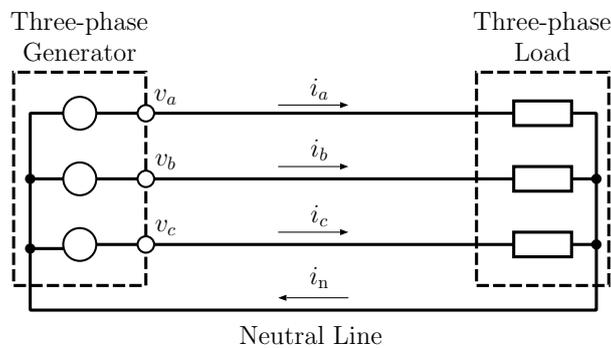


Fig. 2.3 : Simple model of three-phase power system.

各相 (各線) の電圧を相電圧と呼び,

$$v_a = \sqrt{2}V_p \sin \omega t \quad (2.6a)$$

$$v_b = \sqrt{2}V_p \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \quad (2.6b)$$

$$v_c = \sqrt{2}V_p \sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \quad (2.6c)$$

と表す. ここで,  $v_a, v_b, v_c$  は  $a$  相,  $b$  相,  $c$  相の相電圧をそれぞれ示す.  $V_p$  は相電圧の実効値である.

相電圧を  $a$  相を基準としベクトルで表すと次式のようにになる.

$$\dot{V}_a = V_p \angle 0 \quad (2.7a)$$

$$\dot{V}_b = V_p \angle -\frac{2\pi}{3} \quad (2.7b)$$

$$\dot{V}_c = V_p \angle -\frac{4\pi}{3} \quad (2.7c)$$

また、ベクトル図で表すと Fig. 2.4 のようになる.

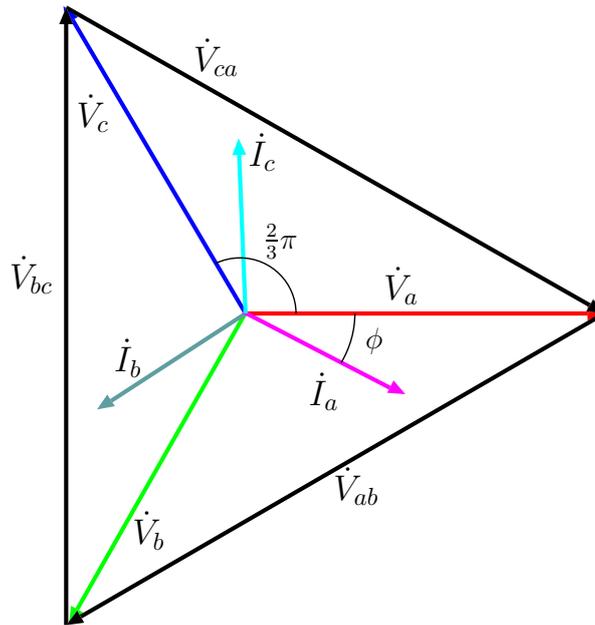


Fig. 2.4 : Voltage vector and current vector of symmetric three-phase system.

相間で測られる電圧は線間電圧とよび,  $a$  相 -  $b$  相間の電圧を  $\dot{V}_{ab}$ ,  $b$  相 -  $c$  相間の電圧を  $\dot{V}_{bc}$ ,  $c$  相 -  $a$  相間の電圧を  $\dot{V}_{ca}$  とすると, 相電圧と線間電圧には

$$\dot{V}_{ab} = \dot{V}_a - \dot{V}_b \quad (2.8a)$$

$$\dot{V}_{bc} = \dot{V}_b - \dot{V}_c \quad (2.8b)$$

$$\dot{V}_{ca} = \dot{V}_c - \dot{V}_a \quad (2.8c)$$

の関係がある. 対称三相交流回路における線間電圧の大きさは等しいため,

$$|\dot{V}_{ab}| = |\dot{V}_{bc}| = |\dot{V}_{ca}| = 2|\dot{V}_a| \cos \frac{\pi}{6} = \sqrt{3}V_p \quad (2.9)$$

と表される. 三相電力系統では線間電圧を定格電圧として扱うことが一般的である.

対称三相交流の電源から供給される負荷が対称で平衡しているならば, 相電流も対称となっている.

したがって、 $i_a, i_b, i_c$  をそれぞれ  $a$  相、 $b$  相、 $c$  相の相電流とすると、

$$i_a = \sqrt{2}I_p \sin(\omega t - \phi) \quad (2.10a)$$

$$i_b = \sqrt{2}I_p \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3} - \phi) \quad (2.10b)$$

$$i_c = \sqrt{2}I_p \sin(\omega t - \frac{4\pi}{3} - \phi) \quad (2.10c)$$

と表される。ここで  $I_p$  は相電流の実効値である。 $\phi$  は電圧に対する位相角差である。 $a$  相を基準とし、相電流をベクトルで表すと次式のようなになる。

$$\dot{I}_a = I_p \angle -\phi \quad (2.11a)$$

$$\dot{I}_b = I_p \angle -\frac{2\pi}{3} - \phi \quad (2.11b)$$

$$\dot{I}_c = I_p \angle -\frac{4\pi}{3} - \phi \quad (2.11c)$$

また、ベクトル図で表すと Fig. 2.4 のようになる。中性線に流れる電流  $\dot{I}_n$  は 3 つの相電流の和であり、 $\dot{I}_n = \dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c = 0$  となるため、中性線を流れる電流はなく、中性線は不要である。実際の電力システムでは、発電機および負荷それぞれの中性点の電位を定めるため、接地される。したがって、Fig. 2.5 のようになる。

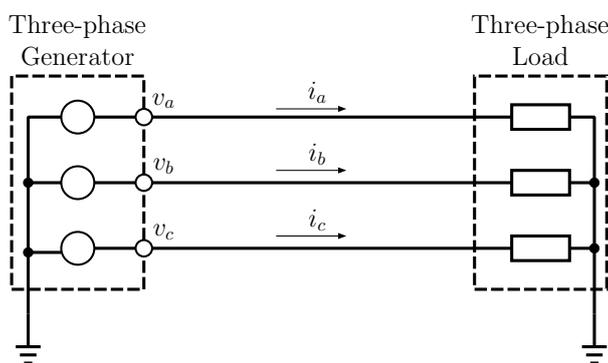


Fig. 2.5 : Simple model of three-phase power system (grounding).

三相電力システムにおいて送電される三相電力の瞬時値は、

$$s_{3\phi} = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (2.12)$$

と表される。ここで、(2.6) 式および (2.10) 式より、

$$\begin{aligned} & v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \\ &= 2V_p I_p \sin \omega t \sin(\omega t - \phi) \\ &+ 2V_p I_p \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3} - \phi) \\ &+ 2V_p I_p \sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \sin(\omega t - \frac{4\pi}{3} - \phi) \\ &= 3V_p I_p \cos \phi \end{aligned} \quad (2.13)$$

となる。ここで、三相有効電力を  $P_{3\phi}$ 、単相有効電力を  $P_{1\phi}$  とすると、

$$P_{3\phi} = 3V_p I_p \cos \phi = 3P_{1\phi} \quad (2.14)$$

となる。対称三相電力系統では、三相瞬時電力の脈動はなく、三相有効電力は単相有効電力の 3 倍である。(ただし、各相において電力は単相電力系統と同様に脈動する。) 三相電力系統における有効電力の大きさは、一般的に三相有効電力のことをいう。三相無効電力  $Q_{3\phi}$  は同様に、単相無効電力を  $Q_{1\phi}$  とすると

$$Q_{3\phi} = 3Q_{1\phi} = 3V_p I_p \sin \phi \quad (2.15)$$

と表される。三相の皮相電力  $S_{3\phi}$  は、単相皮相電力を  $S_{1\phi}$  とし、

$$S_{3\phi} = 3S_{1\phi} = 3V_p I_p \quad (2.16)$$

と表現される。

## 第 3 章

# 太陽光発電システムの系統連系点における分散型電圧変動抑制制御

本章では、複数台の Power Conditioning System (PCS)\* により構成される大規模太陽光発電システムの系統連系点における電圧変動問題について述べ、電圧変動抑制を達成する PCS 群の分散制御方策を提案する。

はじめに、問題設定について述べ、連系点における電圧変動を表す近似式を導出し、PCS から出力される有効電力および無効電力により生じることを MATLAB/SIMULINK を用いた数値実験により示す。次に、簡単のため無効電力の調整のみを取り扱う、実時間価格提示を利用した分散最適化にもとづく分散制御方策を検討し、様々な状況を想定した数値実験から有効性を検証する。そして、有効電力の調整も加味した分散制御方策についても検討し、分散制御方策の有効性を数値実験から検証する。最後に、実機 PCS を使用した実験から検討した分散制御方策の有効性を検証する。

### 3.1 はじめに：大規模太陽光発電システムの系統連系点における電圧変動問題

$n$  台の Power Conditioning System  $PCS_i, i = 1, \dots, n$  を有する太陽光発電 (PV) システムを考える。PV システムの構成図を Fig. 3.1 に示す。PV システム内における各 PCS 間の電線は短いため、インピーダンスは無視できるほど小さいと仮定する。上位系統電圧  $V_1$  および PV システムの連系点電圧  $V_2$  はそれぞれ実効値である。なお、上位系統側は十分に大きな容量を有する無限大母線系統とし、 $V_1$  を定数として扱う。 $P_i^r, Q_i^r$  は、それぞれ各  $PCS_i$  に対する有効電力、無効電力出力目標値であり、各 PCS は、目標値に追従する有効電力  $P_i$ 、無効電力  $Q_i$  を自身の動特性に従い出力する。

\* 太陽電池パネルにて発電された直流電力を交流電力へ変換する装置のこと。インバータとも呼称される。

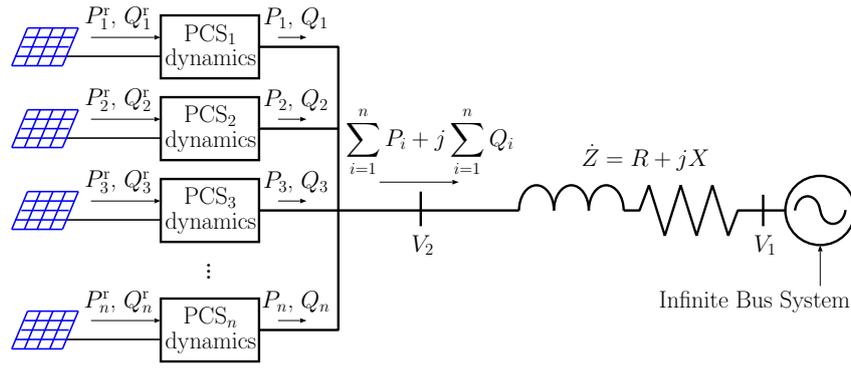


Fig. 3.1 : Configurations of PV generation plant.

### 3.1.1 連系点電圧変動モデル (近似式) の導出

PV システムと上位系統の間にある配電線の抵抗を  $R$ , リアクタンスを  $X$ , 各 PCS から出力される複素電力を  $P_i + jQ_i$ ,  $i = 1, \dots, n$  とすると, 連系点において潮流方程式

$$\sum_{i=1}^n P_i + j \sum_{i=1}^n Q_i = \dot{V}_2 \dot{I}^* = \dot{V}_2 \left( \frac{\dot{V}_2 - \dot{V}_1}{R + jX} \right)^* \quad (3.1)$$

が成立する. ここで,  $\dot{V}_1$  は上位系統側における大きさ  $V_1$  の電圧ベクトル,  $\dot{V}_2$  は連系点における大きさ  $V_2$  の電圧ベクトルであり,  $\dot{I}^*$  は連系点を流れる電流ベクトルの複素共役値である. 上位系統側の電圧  $\dot{V}_1$  を基準とし位相差を  $\theta$  とすると,  $\dot{V}_1 = V_1 e^{j0}$ ,  $\dot{V}_2 = V_2 e^{-j\theta}$  と表すことができ, (3.1) 式を実数部, 虚数部に分けると,

$$\begin{cases} R \sum_{i=1}^n P_i + X \sum_{i=1}^n Q_i - V_2^2 = -V_1 V_2 \cos \theta \\ R \sum_{i=1}^n Q_i - X \sum_{i=1}^n P_i = V_1 V_2 \sin \theta \end{cases} \quad (3.2)$$

となる. ここで,  $\dot{V}_1$  と  $\dot{V}_2$  の位相差が微小であるとし実数部のみに着目すると, 電圧変動を表現する近似式

$$V_2 - V_1 \approx \frac{R}{V_2} \sum_{i=1}^n P_i + \frac{X}{V_2} \sum_{i=1}^n Q_i \quad (3.3)$$

が得られる [42].

(3.3) 式は, 各 PCS が出力する有効電力  $P_i$  により, 連系点電圧が変動すること, また無効電力  $Q_i$  の適切な注入により, この電圧変動を抑制できる可能性があることを表している. 本章での目的は, 電圧変動を適切に抑制するために電力出力の分散的な決定手法を与えることである.

### 3.1.2 数値実験 - 電圧変動の確認

ここでは, PCS からの有効電力出力  $P_i$  と無効電力出力  $Q_i$  により, 連系点の電圧が変動することを数値実験から確かめる. 系統電圧 6600 V に連系される総容量 2 MW の PV システムを想定する. PCS の定格容量は 1 台あたり 500 kW, 台数は 10 台としている. (3.3) 式中の抵抗値  $R$  とリアクタンス値  $X$  を Table 3.1 に示す. ここで  $R = R_\ell \times \ell$ ,  $X = X_\ell \times \ell$  である.

Table 3.1 : Impedance of distribution line

Line Resistance	$R_\ell$	0.220 $\Omega/\text{km}$
Line Reactance	$X_\ell$	0.276 $\Omega/\text{km}$
Line Length	$\ell$	5 km

### PCS の数理モデル

PCS の基本的な構成要素は, もっとも早い応答特性を有する電流制御系とその上位制御系の電力制御系である. PCS 内部のモデルを Fig. 3.2 に示す.

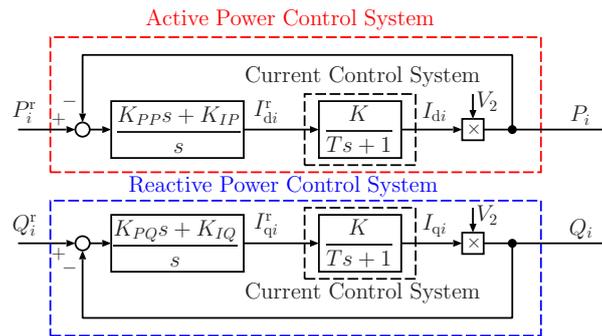


Fig. 3.2 : Mathematical model of PCS.

PCS 内部の有効, 無効電流制御系 (Fig. 3.2 中の Current Control System の部分) は, 本章での主題である電力出力目標値の更新と比較し, 十分に高速に応答するよう設計される [43]. そこで事前に適切な制御系設計がなされているとし, すべての PCS で共通に  $K = 1$ ,  $T = 10^{-4}$  の 1 次遅れ系で表現している.

電流制御系の上位制御系となる電力制御系 (Fig. 3.2 中の Active Power Control System および Reactive Power Control System の部分) は, ステップ入力に対し 1 s 以内で収束する程度の時定数を想定し,  $K_{PP} = K_{PQ} = 1.0 \times 10^{-7}$ ,  $K_{IP} = K_{IQ} = 1.2 \times 10^{-3}$  の PI 補償器を利用して構成する.

### 電圧変動の確認

ここでは簡単のために、各 PCS の有効出力電力目標値  $P_i^r$  を  $10 \text{ s} \leq t < 200 \text{ s}$  において  $P_i^r = 300 \text{ kW}$ ,  $t < 10 \text{ s}$  および  $t \geq 200 \text{ s}$  において  $P_i^r = 0 \text{ kW}$  とステップ状とした。各 PCS の無効電力出力目標値  $Q_i^r$  も同様にステップ状とし、 $60 \text{ s} \leq t < 110 \text{ s}$  において  $Q_i^r = 200 \text{ kvar}$ ,  $t < 10 \text{ s}$  および  $t \geq 200 \text{ s}$  において  $Q_i^r = 0 \text{ kvar}$  とした。このときの応答を Fig. 3.3 に示す。

Figs. 3.3(a), 3.3(b) に、有効電力出力目標値  $P_i^r$ , 有効電力出力  $P_i$  をそれぞれ示す。Fig. 3.3(c) に連系点の電圧変動を示す。Figs. 3.3(d), 3.3(e) に、無効電力出力目標値  $Q_i^r$ , 無効電力出力  $Q_i$  をそれぞれ示す。

Fig. 3.3(c) より、有効電力出力  $P_i$  の上昇に伴い電圧が上昇していること、無効電力出力  $Q_i$  により上昇した電圧を抑制していることが確認できる。ただし本数値例では、電圧変動を  $0 \text{ V}$  まで抑制できず、偏差が残ってしまっている。また、無効電力出力  $Q_i$  が  $0 \text{ kvar}$ , 有効電力出力  $P_i$  が  $0 \text{ kW}$  へと戻った時、連系点電圧の電圧変動が  $0 \text{ V}$  となっていることも確認できる。

このように、有効電力出力により上昇した電圧を無効電力を出力することにより抑制でき、また有効電力出力を抑制することによっても電圧上昇を抑制可能なことが、数値実験からも確認できる。本章での目的は、有効電力出力  $P_i$  を最大化し、かつ連系点の電圧変動を抑制する適切な有効電力目標値  $P_i^r$ , 無効電力目標値  $Q_i^r$  の分散的な決定法を検討することである。

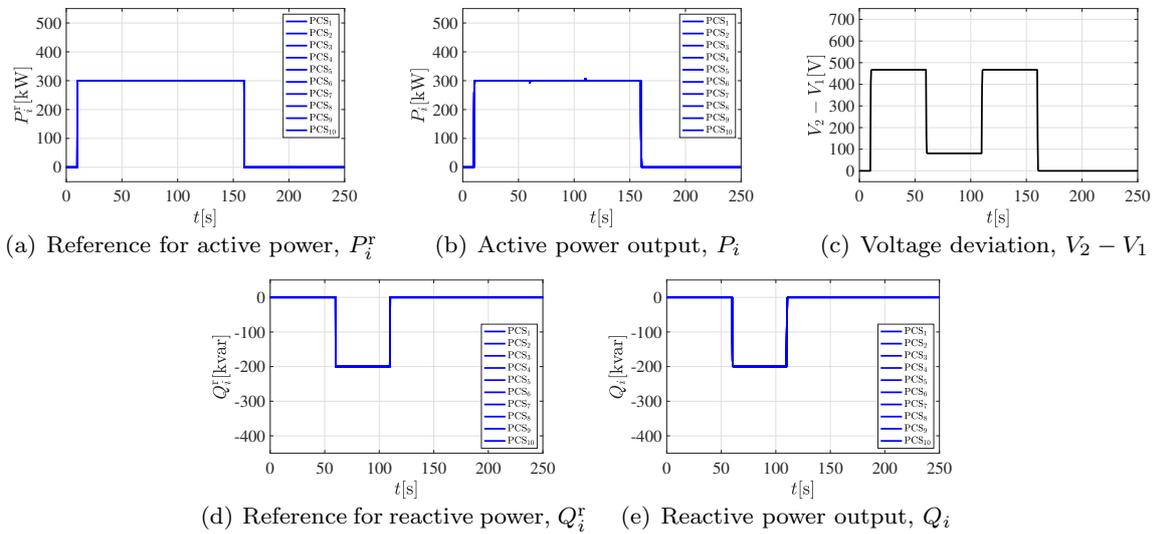


Fig. 3.3 : Voltage deviation by active power output  $P_i$  and reactive power output  $Q_i$ .

## 3.2 無効電力分散制御による電圧変動抑制

本節では、連系点電圧変動問題に対するアプローチとして、実時間価格提示方策を利用した分散最適化による運用方策 [44] の適用を行う。本節では簡単のために、各 PCS への有効電力出力目標値  $P_i^*$  は、最大電力点追従 (Maximum Power Point Tracking: MPPT) 法 [45] などの標準的な手法により、各 PCS の内部で決定されるとする。本節では、まず PV システムの運用における制御目的を挙げ、次に各 PCS の有効電力出力  $P_i$  により生じる連系点の電圧変動を抑制することが可能な、無効電力出力目標値  $Q_i^*$  のみの適切な決定法を検討する。具体的には、各 PCS が解く分散最適化問題と運営管理者がおこなう実時間価格提示方策について検討する。最後に提案手法により電圧変動抑制が達成可能なことを数値実験から示す。

### 3.2.1 PCS による目標値決定と運営管理者による実時間価格提示

本節では、Fig. 3.1 に示した PV システムの運用において、無効電力出力目標値  $Q_i^*$  の決定法を検討するにあたり、次の制御目的を設定する。

1. 各 PCS が分散的に無効電力出力目標値  $Q_i^*$  を決定し、連系点における電圧変動を抑制する。
2. 各 PCS が出力する無効電力  $Q_i$  の値は、基本的に等しくする。
3. 機器の発熱や容量制限により、十分な無効電力の出力が困難な PCS や離脱した PCS が発生した場合、他の PCS が無効電力出力目標値を適切に調整し、協調的に電圧変動抑制を達成する。

制御目的 1 は無効電力出力目標値  $Q_i^*$  の決定を分散制御により実現するために設定する。大規模な集中最適化問題による定式化をおこない、解くことによって各 PCS の無効電力出力目標値を決定することは可能である。しかしながら、集中最適化問題にもとづいた運用を行う場合、運営管理者はすべての PCS の詳細な運転状態を知る必要がある。運転状態は PCS ごとに異なり、発熱などにより時々刻々と変化する。また運転状態によっては、新規に接続する PCS や離脱する PCS が発生する可能性がある。そのため、集中最適化問題にもとづく運用のために、多数の PCS と常に双方向で通信する必要や、目標値決定のため多変数最適化問題の計算を行う必要があり、処理コストが大きくなる。さらに、PCS の接続台数が変化すると最適化問題を再構築する必要もあるため、少ない PCS 台数でさえも実装は複雑なものとなる。このように集中最適化問題にもとづいた運用は、処理コストが大きいことや、運転中に PCS の接続台数が変化するような plug-and-play 型の運用には不向きであることから、分散制御による運用の実現は重要である。

無効電力の出力は、PCS にとって負荷となり、機器の発熱などに繋がる。仮に、連系点における電圧変動量  $V_2 - V_1$  を観測し無効電力出力目標値  $Q_i^*$  を決定する簡易な制御系 (PI 補償器など) を構成したとすると、PCS 間の時定数の違いにより、常に多めの無効電力出力を行う PCS、逆に常に少なめの無効電力出力を行う PCS が生じる。このような PCS 間での不公平を解消し、均等な負荷配分を

実現するため、制御目的 2 を設定する。

PCS は、発熱などから機器を保護するために、一時的な無効電力出力の抑制や離脱を行う必要がある。そのような PCS が発生した場合、運転状態に余裕のある他の PCS が無効電力出力を調整する必要がある。また PV システムでは、皮相電力容量の異なる PCS が混在することも珍しくない。各 PCS は、自身が許容できる範囲内で無効電力を出力し、協調的に電圧変動抑制を達成しなければならない。このような相互補助の実現のため、制御目的 3 を設定する。

### 集中最適化問題による定式化とその問題点

PV システムの運営管理者は、PV システム全体において制御目的 1, 2, 3 を達成する運用の実現のために、以下の大規模な集中最適化問題の解を実現したいとする。この集中最適化問題は制御目的の達成を検討するために用いており、直接の求解は行わないことに注意する。

$$\min_{\substack{Q_i^r \\ i=1, \dots, n}} \sum_{i=1}^n w_i (Q_i^r)^2 \quad (3.4a)$$

$$\text{subject to } (P_i^r)^2 + (Q_i^r)^2 \leq (S_i^l)^2, \quad i = 1, \dots, n \quad (3.4b)$$

$$\cos(\theta_i^r) \geq \cos(\theta_i^l) \quad (3.4c)$$

$$\frac{R}{V_2} \sum_{i=1}^n P_i^r + \frac{X}{V_2} \sum_{i=1}^n Q_i^r = 0 \quad (3.4d)$$

ここで  $P_i^r, i = 1, \dots, n$  は、MPPT 法などにより決定される定数であり、 $Q_i^r, i = 1, \dots, n$  のみが決定変数であることに注意する。 $S_i^l$  は、各 PCS の皮相電力容量であり、PCS が出力できる電力の上限を表す。 $\cos(\theta_i^r), i = 1, \dots, n$  は、有効、無効電力出力目標値により定まる力率であり、 $\cos(\theta_i^l), i = 1, \dots, n$  は、電力会社などから指示される力率制限値である。なお、(3.4e) 式は、等価な表現

$$-\gamma_i P_i^r \leq Q_i^r \leq \gamma_i P_i^r, \quad \gamma_i = \tan(\theta_i^l) \quad (3.4e)$$

をもつことに注意する。また (3.4d) 式が、(3.3) 式にもとづき、連系点における電圧変動の抑制を表す制約式である。(3.4) 式の最適解を  $(Q_i^r)^*$  で表す。

無効電力の出力は、PCS にとって負荷となり、機器の発熱などに繋がる。よって評価関数 (3.4a) 式は、各 PCS の無効電力出力の最小化を表している。重み係数  $w_i, i = 1, \dots, n$  は、各 PCS が定める設計変数である。すべての PCS が  $w_i = 1, i = 1, \dots, n$  と設定すれば、 $(Q_i^r)^* = (Q_j^r)^*, i \neq j$  が不等式制約 (3.4b) 式および (3.4e) 式を考慮しない場合の最適解となるため、制御目的 2 が達成される。また、 $w_i = 2, w_j = 1, i \neq j$  と設定すれば、 $(Q_i^r)^* = (1/2)(Q_j^r)^*, i \neq j$  が実現される。したがって、発熱などの不具合が生じた PCS が自身の  $w_i$  を調整することと等式制約 (3.4d) 式の成立により、制御目的 3 も達成される。

運営管理者が (3.4) 式を解き、その最適解  $(Q_i^r)^*$  を各 PCS へ指示する中央集中型の情報処理にもとづく運用が考えられる。しかしながら (3.4) 式の求解には各 PCS のパラメータを集約する必要がある

ある. この中には自身の運転状態により変化するパラメータ  $w_i$  が含まれているため, 常に双方向の通信を行う必要がある. さらに, 多変数の集中最適化問題 (3.4) 式の求解を行う必要があり, 処理コストが大きくなる. また, 発熱などにより離脱する PCS や新たに接続される PCS も存在することから, 最適化問題をその都度構築し直す必要もあるため, PCS の総台数が変化するような plug-and-play 型の運用にも適さない.

### 分散最適化問題

各 PCS が解く最適化問題として, (3.4) 式を単純に分散化した

$$\min_{Q_i^r} w_i(Q_i^r)^2 \quad (3.5a)$$

$$\text{subject to } (P_i^r)^2 + (Q_i^r)^2 \leq (S_i^l)^2 \quad (3.5b)$$

$$-\gamma_i P_i^r \leq Q_i^r \leq \gamma_i P_i^r \quad (3.5c)$$

を考える. (3.5) 式の最適解を  $(Q_i^r)^\#$  で表す. (3.5) 式は分散最適化であるため, これにもとづいて各 PCS は無効電力出力目標値を分散的に決定することができ, 制御目的 1 を達成する. しかしながら各 PCS は, 他の PCS の決定を知ることができないため, 等式制約 (3.4d) 式の成立を考慮することはできない. したがって, 各 PCS によって個別に決定される  $(Q_i^r)^\#, i = 1, \dots, n$  が (3.4) 式を満足しないため, 電圧変動抑制を達成することは期待できない.

そこで運営管理者が, 各 PCS へ単位無効電力出力 [kW] (電力量 [kWh] ではない) に対する仮想的な価格  $p_i$  を提示し, PCS の分散意思決定を集中最適化問題 (3.4) 式の解  $(Q_i^r)^*$  へと誘導することを考える. このとき各 PCS は価格  $p_i$  を含む 1 次項を追加した分散最適化問題

$$\min_{Q_i^r} w_i(Q_i^r)^2 + p_i Q_i^r \quad (3.6a)$$

$$\text{subject to } (P_i^r)^2 + (Q_i^r)^2 \leq (S_i^l)^2 \quad (3.6b)$$

$$-\gamma_i P_i^r \leq Q_i^r \leq \gamma_i P_i^r \quad (3.6c)$$

の解として自身の無効電力出力目標値を決定する. (3.6) 式の最適解を  $(Q_i^r)^b(p_i)$  で表す.  $(Q_i^r)^b(p_i)$  を (3.4) 式の最適解  $(Q_i^r)^*$  へと誘導するために運営管理者は最適な価格を PCS へ提示する必要がある.

### 定常状態における最適価格

定常状態において,  $(Q_i^r)^* = (Q_i^r)^b(p_i^*)$  を達成する最適な価格は集中最適化問題 (3.4) 式と分散最適化問題 (3.6) 式の Karush-Kuhn-Tucker (KKT) 条件 [46, 47] の比較から得ることができる.

集中最適化問題 (3.4) 式の KKT 条件は

$$2w_i Q_i^r + \lambda \frac{X}{V_2} + 2\mu_i^1 Q_i^r - \mu_i^2 + \mu_i^3 = 0 \quad (3.7a)$$

$$(P_i^r)^2 + (Q_i^r)^2 - (S_i^1)^2 \leq 0, \quad \mu_i^1 ((P_i^r)^2 + (Q_i^r)^2 - (S_i^1)^2) = 0, \quad \mu_i^1 \geq 0 \quad (3.7b)$$

$$-\gamma_i P_i^r - Q_i^r \leq 0, \quad \mu_i^2 (-\gamma_i P_i^r - Q_i^r) = 0, \quad \mu_i^2 \geq 0 \quad (3.7c)$$

$$Q_i^r - \gamma_i P_i^r \leq 0, \quad \mu_i^3 (Q_i^r - \gamma_i P_i^r) = 0, \quad \mu_i^3 \geq 0 \quad (3.7d)$$

$$i = 1, \dots, n$$

$$\frac{R}{V_2} \sum_{i=1}^n P_i^r + \frac{X}{V_2} \sum_{i=1}^n Q_i^r = 0 \quad (3.7e)$$

であり, 分散最適化問題 (3.6) 式の KKT 条件は

$$2w_i Q_i^r + p_i + 2\mu_i^1 Q_i^r - \mu_i^2 + \mu_i^3 = 0 \quad (3.8a)$$

$$(P_i^r)^2 + (Q_i^r)^2 - (S_i^1)^2 \leq 0, \quad \mu_i^1 ((P_i^r)^2 + (Q_i^r)^2 - (S_i^1)^2) = 0, \quad \mu_i^1 \geq 0 \quad (3.8b)$$

$$-\gamma_i P_i^r - Q_i^r \leq 0, \quad \mu_i^2 (-\gamma_i P_i^r - Q_i^r) = 0, \quad \mu_i^2 \geq 0 \quad (3.8c)$$

$$Q_i^r - \gamma_i P_i^r \leq 0, \quad \mu_i^3 (Q_i^r - \gamma_i P_i^r) = 0, \quad \mu_i^3 \geq 0 \quad (3.8d)$$

である. よって, 定常状態における最適価格は

$$p_i = \lambda \frac{X}{V_2} \quad (3.9)$$

となる. ここで,  $\lambda$  は等式制約 (3.4d) 式に対する Lagrange 乗数である. なお, (3.9) 式に従う価格提示方策は, 最適化の分野において潜在価格 (shadow price) として知られている概念である [46].

### 実時間価格提示方策

集中最適化問題 (3.4) 式の双対問題から, 等式制約 (3.4d) 式に対する Lagrange 乗数  $\lambda$  を計算することはできる. しかしながら, (3.4) 式の双対問題を解くことは, (3.4) 式を解くことと本質的に等価である. ここでは双対問題を計算することなく, Lagrange 乗数  $\lambda$  を実時間で更新する方策を検討する. 実時間での  $\lambda$  の更新則を得るために, 集中最適化問題 (3.4) 式の双対問題

$$\max_{\lambda} \min_{\substack{Q_i^r \\ h(Q_i^r) \leq 0 \\ i=1, \dots, n}} \sum_{i=1}^n w_i (Q_i^r)^2 + \lambda \left( \frac{R}{V_2} \sum_{i=1}^n P_i^r + \frac{X}{V_2} \sum_{i=1}^n Q_i^r \right) \quad (3.10)$$

を考える. 不等式制約 (3.4b) 式および (3.4c) 式を  $h(Q_i^r) \leq 0$  でまとめて表記している. ここで各 PCS によって最適解  $(Q_i^r)^b$  が決定されると仮定すると, (3.10) 式は

$$\max_{\lambda} \sum_{i=1}^n w_i \left( (Q_i^r)^b \right)^2 + \lambda \left( \frac{R}{V_2} \sum_{i=1}^n P_i^r + \frac{X}{V_2} \sum_{i=1}^n (Q_i^r)^b \right) \quad (3.11)$$

となり,  $\lambda$  に対する最大化問題となる. 最大化問題に対して勾配法を適用するために  $\partial L/\partial \lambda$  を求めると

$$L(\lambda) = \sum_{i=1}^n w_i \left( (Q_i^r)^b \right)^2 + \lambda \left( \frac{R}{V_2} \sum_{i=1}^n P_i^r + \frac{X}{V_2} \sum_{i=1}^n (Q_i^r)^b \right)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = \frac{R}{V_2} \sum_{i=1}^n P_i^r + \frac{X}{V_2} \sum_{i=1}^n (Q_i^r)^b$$

となる. ここで  $L(\lambda)$  は (3.11) 式の評価関数 (集中最適化問題 (3.4) 式のラグランジュ関数を考え,  $Q_i^r$  を  $(Q_i^r)^b$  に置き換えたもの) である. 以上より, 最大化問題に対して勾配法を適用すると  $\lambda$  の更新則

$$\frac{d\lambda}{d\tau} = \epsilon \frac{\partial L}{\partial \lambda} = \epsilon \left( \frac{R}{V_2} \sum_{i=1}^n P_i^r + \frac{X}{V_2} \sum_{i=1}^n (Q_i^r)^b \right), \quad \epsilon > 0 \quad (3.12)$$

が得られる. ここで  $\epsilon > 0$  は運営管理者が定める設計変数である. また (3.12) 式における時間変数は, 実時間  $t$  と必ずしも一致している必要はないため変数  $\tau$  としている.

各 PCS は, MPPT により有効電力出力目標値  $P_i^r$  を, 分散最適化問題により無効電力出力目標値  $(Q_i^r)^b$  をそれぞれ決定し, 自身の動特性に従い  $P_i, Q_i$  を出力する. よって, (3.12) 式の目標値  $P_i^r, (Q_i^r)^b$  を実際の出力  $P_i(t), Q_i(t)$  へ, 連系点電圧  $V_2$  を実際の電圧  $V_2(t)$  へとそれぞれ置き換えると, 実時間での  $\lambda$  の更新則

$$\frac{d\lambda}{dt} = \epsilon \left( \frac{R}{V_2(t)} \sum_{i=1}^n P_i(t) + \frac{X}{V_2(t)} \sum_{i=1}^n Q_i(t) \right), \quad \epsilon > 0 \quad (3.13)$$

が得られる. さらに本稿では, 電圧変動を表す近似式 (3.3) 式より (3.13) 式に換えて

$$\dot{\lambda}(t) = \epsilon(V_2(t) - V_1), \quad \epsilon > 0 \quad (3.14)$$

とし,  $\lambda$  の更新を行う.

以上より, 運営管理者による実時間価格提示 (3.9) 式, (3.14) 式および各 PCS の分散最適化 (3.6) 式により構成される連系点電圧変動抑制のための閉ループ系を Fig. 3.4 に示す.

Fig. 3.4 では, 制御目的の達成のために各 PCS の状態を逐次把握する必要のある大規模な集中最適化問題の求解や価格を決定するための繰り返し計算などは必要ない. また運営管理者は, 連系点における電圧変動量  $V_2(t) - V_1$  を観測するのみで価格  $p_i$  の更新が可能である.

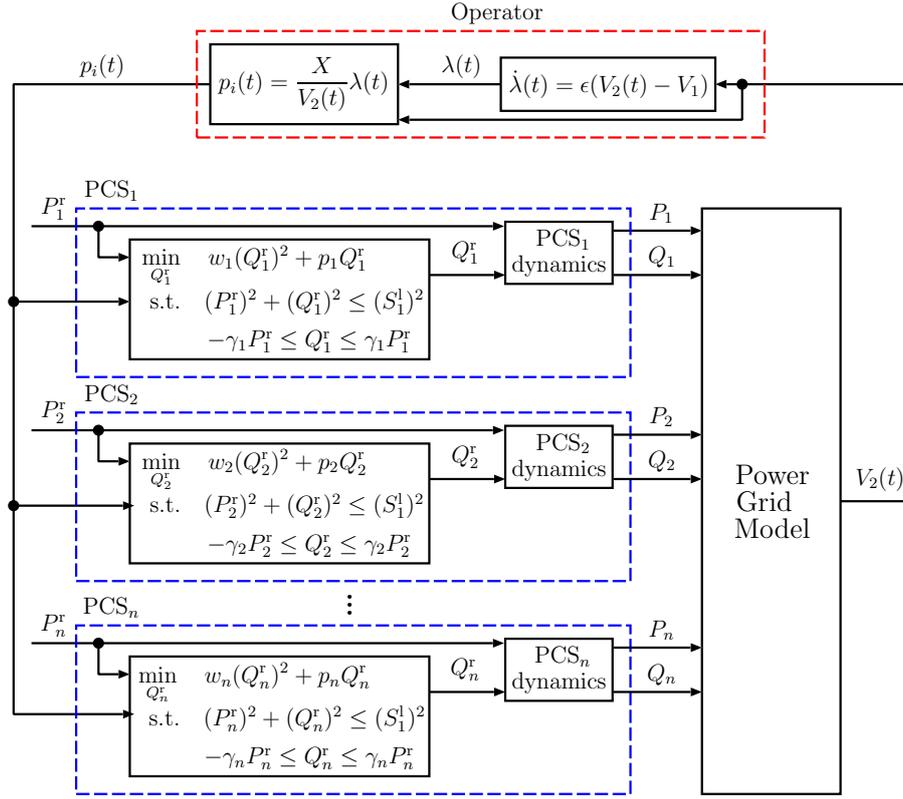


Fig. 3.4 : Closed-loop system for voltage regulation by reactive power control using real-time pricing strategy and decentralized optimization.

### 3.2.2 数値実験

Fig. 3.4 の閉ループ系の運用により連系点における電圧変動を抑制可能なことを、数値実験により検証する。本節では 3.1.2 節と同様に、系統電圧 6600 V に連系された総容量 5 MW の PV システムを想定する。PCS の定格容量は 1 台あたり 500 kW、台数は 10 台としている。なお、PCS の数理モデルは 3.2 節と同様である。

#### 電力系統の数理モデル

電力系統の数理モデル (Fig. 3.4 中 Power Grid Model) は、(3.1) 式から導出される

$$V_2 = \sqrt{\frac{2(PR + QX) + V_1^2 + \sqrt{(2(PR + QX) + V_1^2)^2 - 4(P^2 + Q^2)(R^2 + X^2)}}{2}} \quad (3.15)$$

とする [42]。ここで  $P = \sum_{i=1}^n P_i$ 、 $Q = \sum_{i=1}^n Q_i$  である。配電線のパラメータは Table 3.1 と同様である。

#### 実時間価格提示方策および分散最適化の実装

本数値実験では、運営管理者による価格  $p_i$  の更新および各 PCS の分散最適化による無効電力出力目標値  $Q_i^r$  の更新をサンプリング時間  $t_s = 1$  s の離散時間系として実装した。離散時間系にお

る価格提示方策は (3.16) 式, 分散最適化問題は (3.17) 式となる [48]. また運営管理者の設計変数は,  $\epsilon = 4.0 \times 10^5$  とした.

$$p_i[k] = \lambda[k] \frac{X}{V_2[k]} \quad (3.16a)$$

$$\lambda[k+1] = \lambda[k] + \epsilon t_s (V_2[k] - V_1), \quad \epsilon > 0 \quad (3.16b)$$

$$\min_{Q_i^r[k]} w_i[k] (Q_i^r[k])^2 + p_i[k] Q_i^r[k] \quad (3.17a)$$

$$\text{subject to } (P_i^r[k])^2 + (Q_i^r[k])^2 \leq (S_i^1)^2 \quad (3.17b)$$

$$-\gamma_i P_i^r[k] \leq Q_i^r[k] \leq \gamma_i P_i^r[k] \quad (3.17c)$$

### 数値例 1: 価格提示を採用しない場合

ここでは, 運営管理者による価格提示を採用しない場合の電圧変動の様子を確認する. 簡単のために, 有効電力出力目標値は  $0 \text{ s} \leq t < 10 \text{ s}$  において  $P_i^r = 0 \text{ kW}$ ,  $t \geq 10 \text{ s}$  において  $P_i^r = 480 \text{ kW}$  とステップ状とした. 価格提示を採用しない場合, 各 PCS は (3.5) 式の解より  $Q_i^r = (Q_i)^\#$  を決定する. (3.5) 式の最適解は, 評価関数 (3.5a) より,  $Q_i^r = 0$ ,  $i = 1, \dots, 10$  である. したがって, 無効電力  $Q_i$  を出力せず, 有効電力  $P_i$  のみを出力する運用と等価であることに注意する. このときの応答を Fig. 3.5 に示す.

Fig. 3.5(a) に, 日射量にしたがい MPPT 法により決定される有効電力出力目標値  $P_i^r$  を示す. また対応する有効電力出力  $P_i$  を Fig. 3.5(b) に示す. Fig. 3.5(c) に連系点の電圧変動を示す.

有効電力出力  $P_i$  により, 電圧が上昇していることが確認できる. この電圧変動を抑制する適切な無効電力  $Q_i$  の注入を実現することが, 本章での目的である.

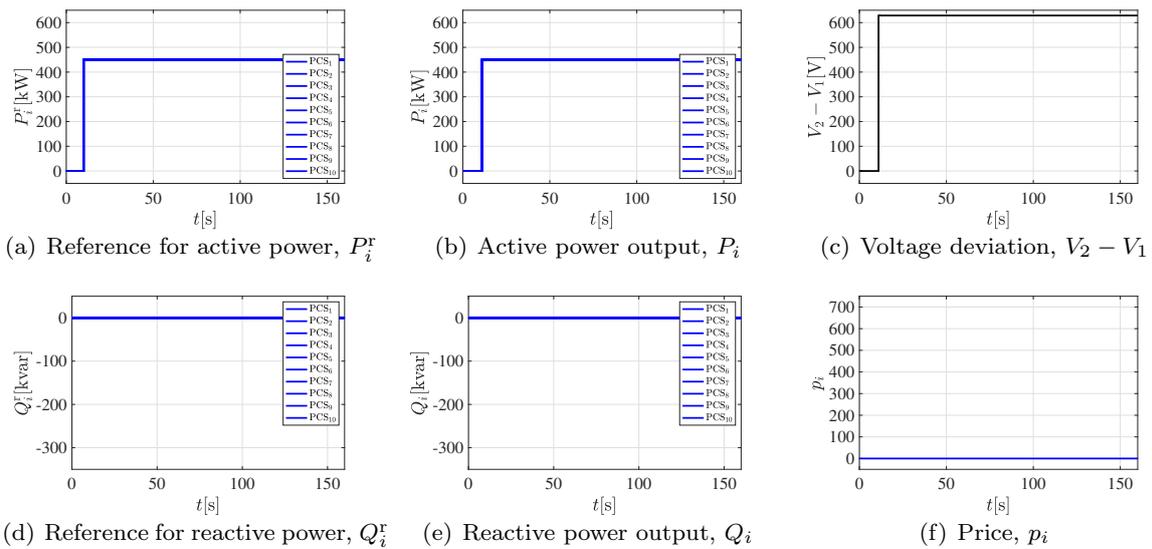


Fig. 3.5 : Time responses when the operator does not provide price.

### 数値例 2: 価格提示を採用した場合

本数値例では、数値例 1 の条件に対し、価格提示を採用した場合の電圧変動抑制の様子を確認する。重み係数  $w_i = 1, i = 1, \dots, 10$ , 皮相電力容量  $S_i^1 = 600 \text{ kVA}, i = 1, \dots, 10$ , 力率制限値  $\cos(\theta_i^1) = 0.10, i = 1, \dots, 10$  とすべての PCS で共通にしている。このときの閉ループ系 Fig. 3.4 の応答を Fig. 3.6 に示す。

Figs. 3.6(d), 3.6(e) に各 PCS の分散最適化により決定される無効電力出力目標値  $Q_i^r$  および目標値に追従する無効電力出力  $Q_i$  をそれぞれ示す。Fig. 3.6(f) に運営管理者により提示される価格  $p_i$  を示す。

Fig. 3.6(c) より、連系点の電圧変動が抑制されていることが確認できる。また Figs. 3.6(d), 3.6(e) より、PCS の無効電力出力  $Q_i, i = 1, \dots, 10$  が一致しており、制御目的 2 が達成されていることが確認できる。

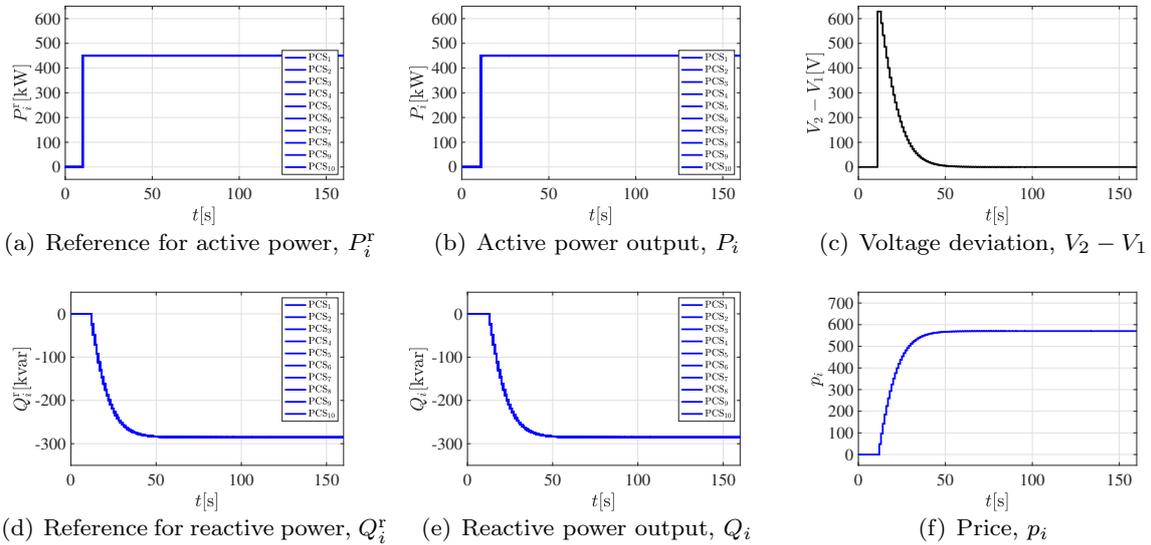


Fig. 3.6 : Time responses of the voltage regulation system where the step-like variations of reference for active power  $P_i^r$ .

### 数値例 3: 異なる皮相電力容量の PCS が存在した場合

大規模 PV システムでは、定格容量が同一でも皮相電力容量  $S_i^1$  の異なる PCS が混在することも珍しくない。そこでここでは、PCS<sub>4</sub> および PCS<sub>5</sub> の皮相電力容量を  $S_4^1 = S_5^1 = 500 \text{ kVA}$ , そのほかの 8 台については  $S_i^1 = 600 \text{ kVA}$  とした。なお、力率制限値については  $\cos(\theta_i^1) = 0.10, i = 1, \dots, 10$  と共通にしている。有効電力出力目標値  $P_i^r$  は、 $t = 10$  s から上昇し、 $t = 30$  s 付近で 480 kW に収束するようなものを想定している。閉ループ系 Fig. 3.4 の応答を Fig. 3.7 に示す。

Fig. 3.7(c) より、連系点の電圧変動が抑制されていることが確認できる。また Figs. 3.7(d), 3.7(e) より、 $t = 30$  s 付近において、皮相電力容量の小さい PCS<sub>4</sub>, PCS<sub>5</sub> が出力制限に到達していること、その他の PCS がより多くの無効電力を注入し、協調的に電圧変動の抑制を実現していることも確認

できる. さらに定常状態において  $Q_4, Q_5$  とその他 8 台の PCS からの無効電力出力がそれぞれ一致しており, 負荷分担の均等化も実現されている. これにより, 実時間価格提示方策と分散最適化にもとづく運用により, 制御目的 1, 2, 3 の達成が可能であることがわかる.

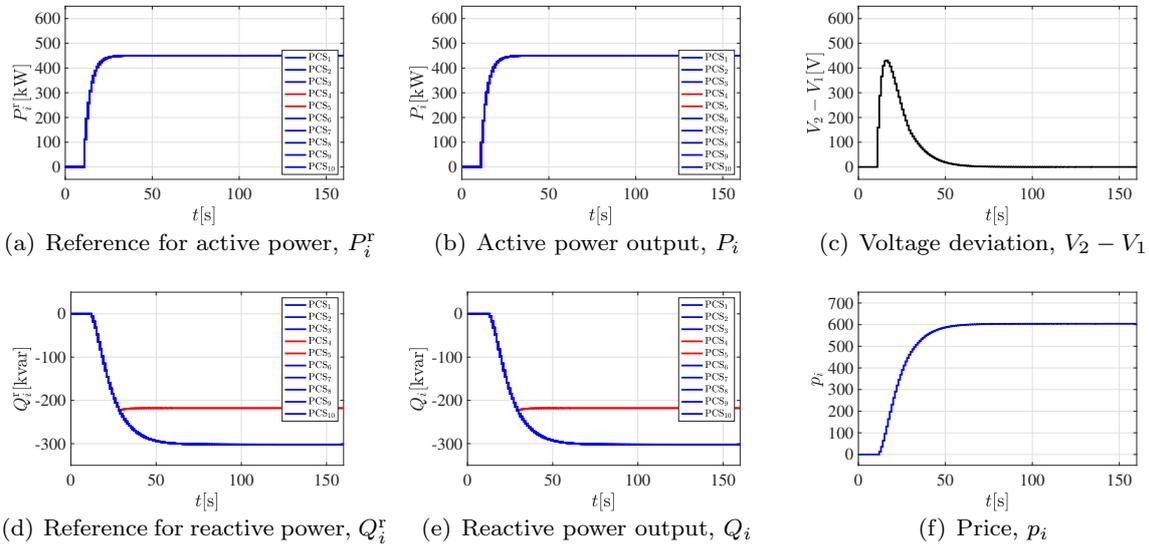


Fig. 3.7 : Time responses of the voltage regulation system where PCS<sub>4</sub> and PCS<sub>5</sub> have a smaller apparent power capacity compared to the other PCSs.

#### 数値例 4: 運転中に重み係数を変更した PCS が存在した場合

PCS は, 発熱などの影響により, 無効電力出力を抑制しなければならない場合がある. そこでここでは, PCS<sub>4</sub> および PCS<sub>5</sub> に無効電力の出力抑制が必要になったと想定し,  $t = 80$  s において, 重み係数をそれぞれ  $w_4 = 1.0 \rightarrow 2.0$ ,  $w_5 = 1.0 \rightarrow 3.0$  と変更したとする. これは PCS<sub>4</sub> の無効電力出力を他の PCS と比較し半分, PCS<sub>5</sub> は 1/3 にすることに対応している. またすべての PCS の皮相電力容量は  $S_i^1 = 600$  kVA,  $i = 1, \dots, 10$  と共通にし, 力率制限値についても  $\cos(\theta_i^1) = 0.10$ ,  $i = 1, \dots, 10$  と共通とした. 閉ループ系 Fig. 3.4 の応答を Fig. 3.8 に示す.

Fig. 3.8(c) より, 連系点における電圧変動が抑制されていることが確認できる. また Figs. 3.8(d), 3.8(e) から, 発熱の影響で高出力運転が困難になった PCS<sub>4</sub>, PCS<sub>5</sub> が,  $t = 80$  s において  $w_4, w_5$  を変更したことにより無効電力出力を抑えていること, これに伴い他の PCS が無効電力出力を大きくし, 連系点電圧変動の抑制を実現している様子が確認できる. これにより, 実時間価格提示方策と分散最適化にもとづく運用は, 個別の PCS の不具合にも対応可能であり, 制御目的 1, 2, 3 が達成できることがわかる.

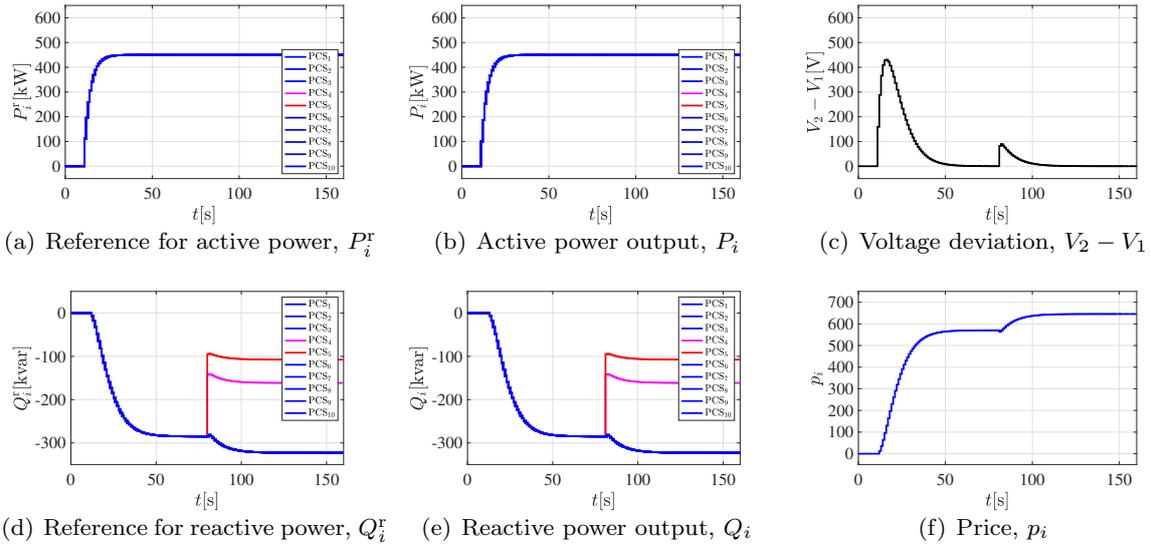


Fig. 3.8 : Time responses of the voltage regulation system in which PCS<sub>4</sub> and PCS<sub>5</sub> adjust their weighting coefficient  $w_4$  and  $w_5$ , respectively.

#### 数値例 5: 異なる力率制限値の PCS が存在した場合

力率制限値により無効電力出力が制限される例を示す. ここでは, PCS<sub>4</sub> および PCS<sub>5</sub> の力率制限値を  $\cos(\theta_4^1) = \cos(\theta_5^1) = 0.90$ , その他の 8 台は  $\cos(\theta_i^1) = 0.10$ ,  $i = 1, \dots, 10$  とした. 皮相電力容量は  $S_i^1 = 600$  kVA,  $i = 1, \dots, 10$  と共通にしている. 閉ループ系 Fig. 3.4 の応答を Fig. 3.9 に示す.

Fig. 3.9(c) より, 連系点における電圧変動が抑制されていることが確認できる. また Figs. 3.9(d), 3.9(d) から,  $t = 30$  s 付近において, 力率の大きい PCS<sub>4</sub>, PCS<sub>5</sub> が出力制限に到達していること, その他の PCS がより多くの無効電力を出力し, 協調的に電圧変動の抑制を実現していることも確認できる. さらに定常状態において  $Q_4$ ,  $Q_5$  とその他 8 台の PCS からの無効電力出力がそれぞれ一致しており, 負荷分担の均等化も実現されている. これにより, 実時間価格提示方策と分散最適化にもとづく運用により, 制御目的 1, 2, 3 の達成が可能であることがわかる.

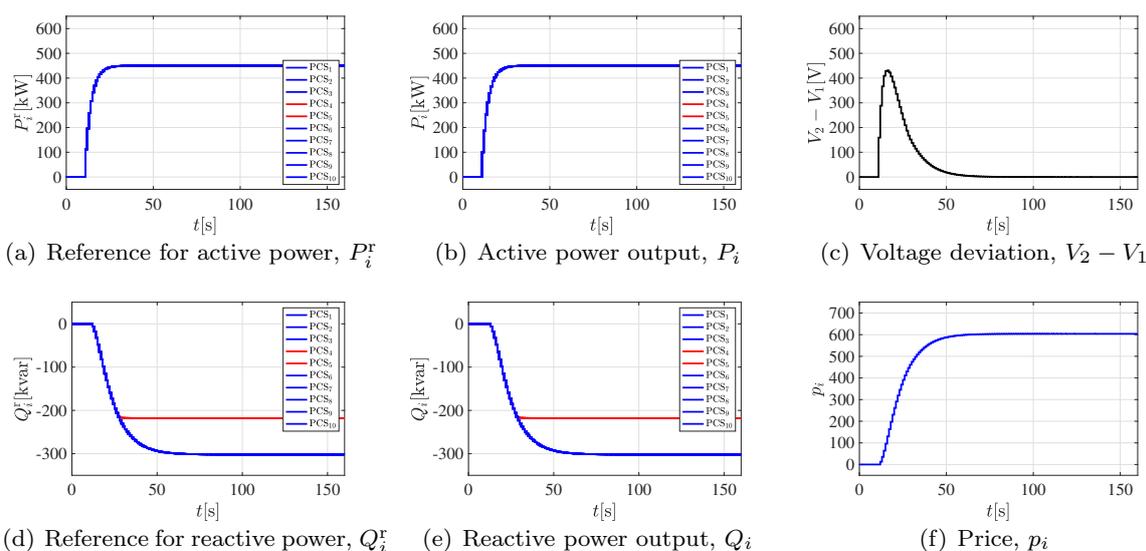


Fig. 3.9 : Time responses of the voltage regulation system where PCS<sub>4</sub> and PCS<sub>5</sub> have a tighter power factor constraint compared to the others.

#### 数値例 6: 運転中に力率制限値を変更した PCS が存在する場合

PCS は、発熱などの影響により、無効電力出力を抑制しなければならない場合があり、数値例 4 では重み係数  $w_i$  を変更することにより対応した。ここでは、数値例 4 と同様に PCS<sub>4</sub> および PCS<sub>5</sub> に無効電力の出力抑制が必要になったと想定し、 $t = 80$  s において、力率制限値をそれぞれ  $\cos(\theta_4^1) = 0.10 \rightarrow 0.90$ ,  $\cos(\theta_5^1) = 0.10 \rightarrow 0.95$  と変更したとする。その他の PCS の力率制限値は  $\cos(\theta_i^1) = 0.10$  とした。またすべての PCS の皮相電力容量は  $S_i^1 = 600$  kVA,  $i = 1, \dots, 10$  と共通にした。閉ループ系 Fig. 3.4 の応答を Fig. 3.10 に示す。

Fig. 3.10(c) より、連系点の電圧変動が抑制されていることが確認できる。また Figs. 3.10(d), 3.10(e) から、発熱の影響で高出力運転が困難になった PCS<sub>4</sub>, PCS<sub>5</sub> が、 $t = 80$  s において力率制限値  $\cos(\theta_4^1)$ ,  $\cos(\theta_5^1)$  を変更したことにより無効電力出力を抑えていること、これに伴い他の PCS が無効電力出力を大きくし、連系点電圧変動の抑制を実現している様子が確認できる。このように力率制限値  $\cos(\theta_i^1)$  を変更することによっても、個別の PCS の不具合の対応が可能であり、制御目的 1, 2, 3 が達成できることがわかる。

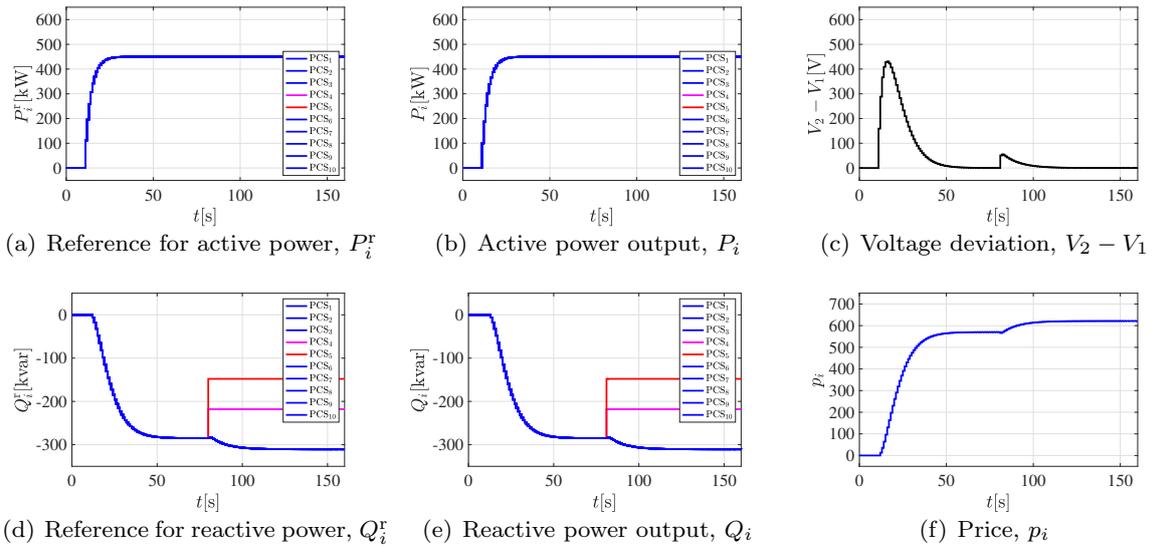


Fig. 3.10 : Time responses of the voltage regulation system in which PCS<sub>4</sub> and PCS<sub>5</sub> adjust their limit of power factor  $\cos(\theta_4^1)$  and  $\cos(\theta_5^1)$ , respectively.

#### 数値例 7: 接続・離脱する PCS が存在した場合

実際の運用を考えると、PCS の運転状態によって連系 (接続) のタイミングが異なる場合や、発熱などに起因した事故から機器を保護するために離脱をする場合がある。ここでは、 $t = 80$  s において、発熱により PCS<sub>8</sub> が離脱し、 $t = 120$  s において PCS<sub>9</sub>, PCS<sub>10</sub> が新たに接続を開始したとする。重み係数  $w_i = 1$ ,  $i = 1, \dots, 10$ , 皮相電力容量  $S_i^1 = 600$  kVA,  $i = 1, \dots, 10$ , 力率制限値  $\cos(\theta_i^1) = 0.10$ ,  $i = 1, \dots, 10$  とすべての PCS で共通にしている。閉ループ系 Fig. 3.4 の応答を Fig. 3.11 に示す。

Fig. 3.11(c) より、定常状態において連系点の電圧変動が抑制されていることが確認できる。Figs. 3.11(d), 3.11(e) より、 $t = 80$  s において発熱により PCS<sub>8</sub> が離脱し、 $t = 120$  s において PCS<sub>9</sub>, PCS<sub>10</sub> が新たに接続を開始した場合でも、電圧変動に応じて価格の更新が行われ、PCS が無効電力出力を適切に調節することにより、連系点における電圧変動の抑制を実現している様子が確認できる。このように実時間価格提示方策および分散最適化による運用は PCS の連系台数が変化するような plug-and-play 型の運用にも対応可能なことがわかる。

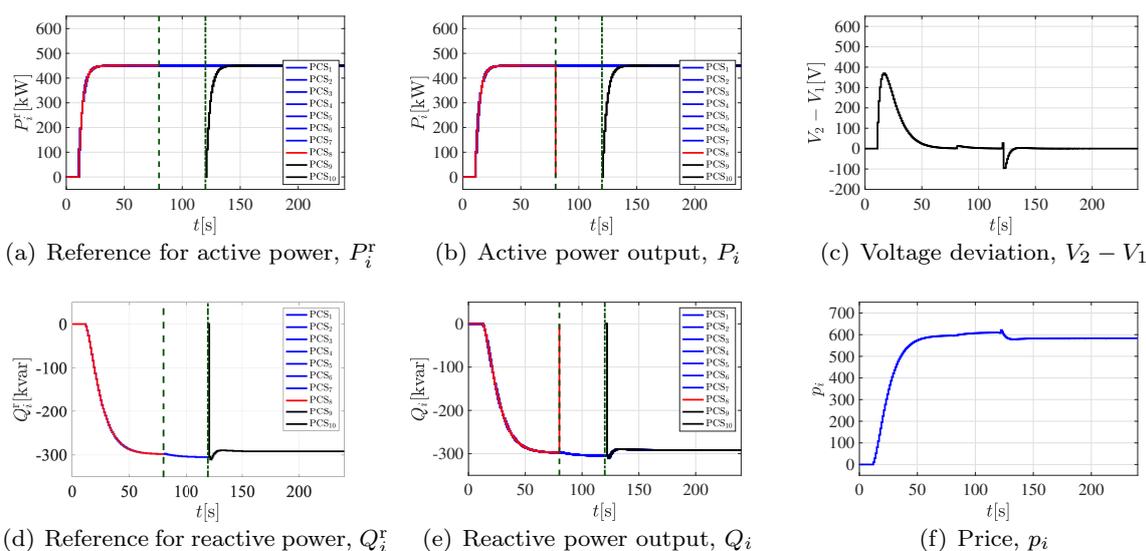


Fig. 3.11 : Time responses of the voltage regulation system where PCS<sub>8</sub> disconnects at  $t = 80$  s, PCS<sub>9</sub> and PCS<sub>10</sub> connect at  $t = 120$  s.

### 数値例 8: 設計変数 $\epsilon$ の違いによる応答の比較

(3.14) 式の  $\epsilon > 0$  は, Fig. 3.4 に示した閉ループ系の応答速度を決定する設計変数となる.  $\epsilon > 0$  の値を大きくすることにより, 高い速応性がえられる. 一方で極端に大きな  $\epsilon > 0$  は, 閉ループ系の安定性を損なう. ここでは  $\epsilon > 0$  の値の違いによる応答の比較を行う.  $\epsilon = 8.0 \times 10^4$ ,  $\epsilon = 4.0 \times 10^5$ ,  $\epsilon = 2.0 \times 10^6$  の場合における電圧変動抑制の様子を Fig. 3.12 にそれぞれ示す. すべての PCS の皮相電力容量を  $S_i^1 = 600$  kVA,  $i = 1, \dots, 10$ , 力率制限値を  $\cos(\theta_i^1) = 0.10$ ,  $i = 1, \dots, 10$  とし, 重み係数  $w_i = 1$ ,  $i = 1, \dots, 10$  とした. また, 有効電力出力は数値例 1 と同様としている.

Fig. 3.12 に示す連系点電圧変動の様子から,  $\epsilon > 0$  による応答の変化が確認できる.  $\epsilon > 0$  の違いにより過渡的な状態は異なるものの, 定常状態において連系点の電圧変動を抑制できることが確認できる.

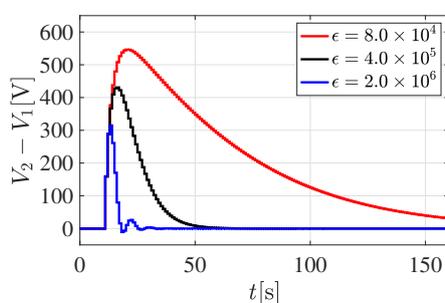


Fig. 3.12 : Time responses of the voltage regulation system where  $\epsilon$ , a design parameter for time-constant, is changed.

### 数値例 9: リアクタンス値, 抵抗値の不確かさに対するロバストネス

実際の電力系統での運用を考慮すると, 厳密な抵抗値, リアクタンス値を把握することは困難であり, また発熱などの影響により変動することも考えられる. しかしながら (3.13) 式より, 運営管理者が価格を提示するためには, 配電線のリアクタンス値が既知である必要がある. そこでここでは, 運営管理者が価格提示に利用するリアクタンス値  $X$  と現実のリアクタンス値  $\bar{X}$  の間に誤差が存在したと仮定する.  $\bar{X} = 0.8X$ ,  $\bar{X} = X$ ,  $\bar{X} = 1.2X$  の場合の閉ループ系 Fig. 3.4 の応答を Fig. 3.13(a) に示す. また, 運営管理者が想定していた抵抗値  $R$  と現実のリアクタンス値  $\bar{R}$  の間に誤差が存在したと仮定し,  $\bar{R} = 0.8R$ ,  $\bar{R} = R$ ,  $\bar{R} = 1.2R$  の場合の閉ループ系 Fig. 3.4 の応答を Fig. 3.13(b) に示す. なお, 重み係数  $w_i = 1, i = 1, \dots, 10$ , 皮相電力容量  $S_i^1 = 600 \text{ kVA}, i = 1, \dots, 10$ , 力率制限値  $\cos(\theta_i^1) = 0.10, i = 1, \dots, 10$  とすべての PCS で共通にしている.

Figs. 3.13(a), 3.13(b) より, リアクタンス値の不確かさや抵抗値の誤差は過渡応答に影響を与えるものの, 定常状態において連系点の電圧変動が抑制されていることが確認できる. これにより, 厳密なリアクタンス値の把握が困難な場合でも, 実時間価格提示方策と分散最適化にもとづく運用が有効であることがわかる.

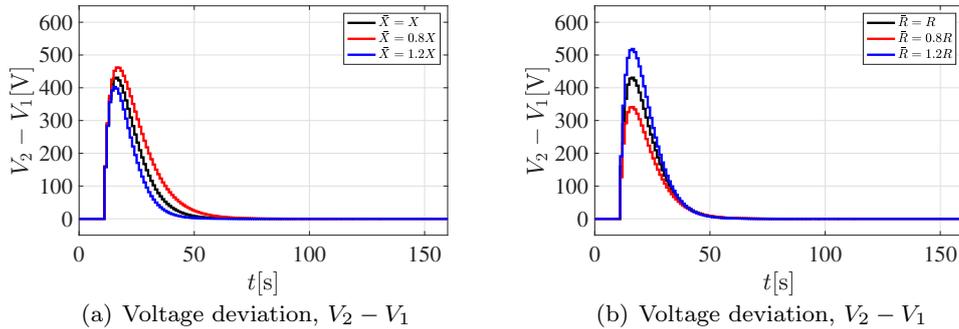


Fig. 3.13 : Time responses of the voltage regulation system where the reactance  $\bar{X}$  and resistance  $\bar{R}$ , the actual line parameters, are unknown, however the voltage deviation can be suppressed in the steady-state.

### 3.3 有効・無効電力分散制御による電圧変動抑制

3.2 節では、無効電力の調整のみを取り扱った PCS 群の分散型運用手法の検討と数値実験による有効性の確認を行った。しかしながら PCS には皮相電力容量  $S_i^l$  の制約条件があるため、PV パネルの発電量が大きい場合などにおいて、無効電力出力の調整のみでは電圧変動抑制が困難となる場合がある。したがって無効電力出力の調整に加え、有効電力出力の抑制も必要となる。本節では、まず PV システムの運用における制御目的を挙げ、次に、電圧変動を抑制するために適切な有効電力出力目標値  $P_i^r$ 、無効電力出力目標値  $Q_i^r$  の決定法を検討する。具体的には、各 PCS が解く分散最適化問題と運営管理者がおこなう実時間価格提示方策について検討する。最後に提案手法により電圧変動抑制が達成可能なことを数値実験から示す。なお、本節では PV パネルに日射量計が装備されておらず、実際の発電量が把握できない場合を想定している。

#### 3.3.1 PCS による目標値決定と運営管理者による実時間価格提示

Fig. 3.1 に示した PV システムの運用において、有効電力出力目標値  $P_i^r$ 、無効電力出力目標値  $Q_i^r$  の決定法を検討するにあたり、次の制御目的を設定する。

1. 各 PCS が分散的に有効、無効電力出力目標値を決定し、連系点における電圧変動を抑制する。
2. 各 PCS の有効電力出力  $P_i$  は、極力抑制しない。
3. 各 PCS の無効電力出力  $Q_i$  は、基本的に等しくする。
4. 機器の発熱や容量制限により、十分な無効電力の出力が困難な PCS や離脱した PCS が発生した場合、他の PCS が電力出力目標値を適切に調整し、協調的に電圧変動抑制を達成する。

3.2 節と同様に、制御目的 1 は有効電力出力目標値  $P_i^r$ 、無効電力出力目標値  $Q_i^r$  の決定を分散制御により実現するために設定する。

単純な有効電力出力の抑制は、利用可能なエネルギーの廃棄を意味するため、制御目的 2 は、エネルギーの有効活用を意味している。

無効電力の出力は、PCS にとって負荷となり、機器の発熱などに繋がる。本節でも均等な負荷配分を実現するため、制御目的 3 を設定する。

PCS は、発熱などからの機器保護や故障により、一時的な電力出力の抑制や離脱をおこなう必要がある。そのような PCS が発生した場合、運転状態に余裕のある他の PCS が電力出力を調整する必要がある。また PV システムには、皮相電力容量の異なる PCS が混在することが珍しくない。各 PCS は、自身が許容できる範囲内で有効・無効電力を出力し、協調的に電圧変動抑制を達成しなければならない。このような相互補助の実現のため、本節でも制御目的 4 を設定する。

### 集中最適化問題による定式化とその問題点

PV システムの運営管理者は, PV システム全体において制御目的 1, 2, 3, 4 を達成する運用の実現へ向け, 以下の大規模な集中最適化問題の解を実現したいとする. この集中最適化問題は制御目的の達成を検討するために用いており, 直接の求解は行わないことに注意する.

$$\min_{\substack{P_i^r, Q_i^r \\ i=1, \dots, n}} \sum_{i=1}^n ((P_i^r - P_i^d)^2 + (Q_i^r)^2) \quad (3.18a)$$

$$\text{subject to } (P_i^r)^2 + (Q_i^r)^2 \leq (S_i^d)^2, \quad i = 1, \dots, n \quad (3.18b)$$

$$\cos(\theta_i^r) \geq \cos(\theta_i^l) \quad (3.18c)$$

$$0 \leq P_i^r \leq P_i^l \quad (3.18d)$$

$$\frac{R}{V_2} \sum_{i=1}^n P_i^r + \frac{X}{V_2} \sum_{i=1}^n Q_i^r = 0 \quad (3.18e)$$

ここで決定変数は  $P_i^r, Q_i^r, i = 1, \dots, n$  である.  $P_i^d$  と  $S_i^d$  は, 各 PCS が設定する設計変数である.  $\cos(\theta_i^r), i = 1, \dots, n$  は, 有効, 無効電力出力目標値により定まる力率であり,  $\cos(\theta_i^l), i = 1, \dots, n$  は, 電力会社などから指定される力率制限値である. なお, (3.18c) 式は, 等価な表現

$$-\gamma_i P_i^r \leq Q_i^r \leq \gamma_i P_i^r, \quad \gamma_i = \tan(\theta_i^l) \quad (3.18f)$$

をもつことに注意する.  $P_i^l$  は PCS の定格容量 (有効電力出力制限値) を表している. また (3.18e) 式が, (3.3) 式にもとづき, 連系点における電圧変動の抑制を表す制約式である. (3.18) 式的最適解を  $(P_i^r)^*, (Q_i^r)^*$  で表す.

設計変数  $P_i^d$  は定格容量  $P_i^l$  と比較し, 十分に大きな値 (例えば  $P_i^d = 2 \times P_i^l$ ) に設定される. これにより, 有効電力出力の最大化を重視することができ, 制御目的 2 が達成可能となる. また無効電力の出力は, PCS にとって負荷となり, 機器の発熱などに繋がる. よって評価関数 (3.18a) は, 各 PCS の有効電力出力の最大化と無効電力出力の最小化を表している. また評価関数として

$$\sum_{i=1}^n (w_{P_i} (P_i^r - P_i^l)^2 + w_{Q_i} (Q_i^r)^2)$$

を選択することも可能である. ここで  $w_{P_i}, w_{Q_i}$  はそれぞれ有効, 無効電力に対する重み係数である.

皮相電力の出力上限に関して, 設計変数  $S_i^d$  は皮相電力容量  $S_i^l$  を基準に設定される. 通常時では  $S_i^d = S_i^l$  と設定され, 最大限の皮相電力を出力することが可能である. 一方で, 機器の発熱などにより電力出力を抑制する必要がある場合には, 例えば  $S_i^d = S_i^l/2$  と設定することにより有効, 無効電力出力を抑制することができる. このような場合においても等式制約 (3.18e) 式の成立により, 電圧変動抑制が達成される.

運営管理者が (3.18) 式を解き, その最適解  $(P_i^r)^*, (Q_i^r)^*, i = 1, \dots, n$  を各 PCS へ指示する中央集中型の情報処理にもとづく運用が考えられる. しかしながら (3.18) 式の求解には各 PCS のパラ

メータを集約する必要がある。この中には自身の運転状態により変化するパラメータ  $S_i^d$  が含まれているため、常に双方向通信を行う必要がある。さらに、多変数の集中最適化問題 (3.18) 式の求解を行う必要があり、処理コストが大きくなる。また、発熱などにより離脱する PCS や新たに接続される PCS も存在することから、最適化問題をその都度構築し直す必要もあるため、PCS の総台数が変化するような plug-and-play 型の運用にも適さない。

### 分散最適化問題

各 PCS が解く最適化問題として、(3.18) 式を単純に分散化した

$$\min_{P_i^r, Q_i^r} (P_i^r - P_i^d)^2 + (Q_i^r)^2 \quad (3.19a)$$

$$\text{subject to } (P_i^r)^2 + (Q_i^r)^2 \leq (S_i^d)^2 \quad (3.19b)$$

$$-\gamma_i P_i^r \leq Q_i^r \leq \gamma_i P_i^r \quad (3.19c)$$

$$0 \leq P_i^r \leq P_i^l \quad (3.19d)$$

を考える。(3.19) 式の最適解を  $(P_i^r)^\#, (Q_i^r)^\#, i = 1, \dots, n$  で表す。(3.19) 式は分散最適化であるため、これにもとづいて各 PCS は有効、無効電力出力目標値を分散的に決定することができ、制御目的 1 を達成する。しかしながら各 PCS は、他の PCS の決定を知ることができないため、等式制約 (3.18e) 式の成立を考慮することはできない。したがって、各 PCS によって個別に決定される  $(P_i^r)^\#, (Q_i^r)^\#$  が電圧変動抑制を達成することは期待できない。

そこで運営管理者が、各 PCS へ単位有効電力抑制量 [kW] (電力量 [kWh] ではない) に対する仮想的な価格  $p_{Pi}$  および単位無効電力出力 [kW] に対する仮想的な価格  $p_{Qi}$  を提示し、PCS の分散意思決定を (3.18) 式の最適解  $(P_i^r)^*, (Q_i^r)^*$  へと誘導することを考える。このとき各 PCS は価格  $p_{Pi}$ ,  $p_{Qi}$  を含む 1 次項を追加した分散最適化問題

$$\min_{P_i^r, Q_i^r} (P_i^r - P_i^d)^2 + (Q_i^r)^2 + p_{Pi}(P_i^r - P_i^d) + p_{Qi}(Q_i^r) \quad (3.20a)$$

$$\text{subject to } (P_i^r)^2 + (Q_i^r)^2 \leq (S_i^d)^2 \quad (3.20b)$$

$$-\gamma_i P_i^r \leq Q_i^r \leq \gamma_i P_i^r \quad (3.20c)$$

$$0 \leq P_i^r \leq P_i^l \quad (3.20d)$$

の解として自身の有効、無効電力出力目標値を決定する。(3.20) 式の最適解を  $(P_i^r)^b(p_i), (Q_i^r)^b(p_i)$  で表す。ここで、 $p_i = [p_{Pi} \ p_{Qi}]^T$  である。

### 定常状態における最適価格

定常状態において,  $(P_i^r)^* = (P_i^r)^b(p_i^*)$ ,  $(Q_i^r)^* = (Q_i^r)^b(p_i^*)$  を達成する最適な価格は集中最適化問題 (3.18) 式, 分散最適化問題 (3.20) 式の Karush-Kuhn-Tucker (KKT) 条件の比較から得ることができる.

集中最適化問題 (3.18) 式の KKT 条件は

$$2(P_i^r - P_i^d) + \lambda \frac{R}{V_2} + 2\mu_i^1 P_i^r - \mu_i^2 \gamma_i + \mu_i^3 \gamma_i - \mu_i^4 + \mu_i^5 = 0 \quad (3.21a)$$

$$2Q_i^r + \lambda \frac{X}{V_2} + 2\mu_i^1 Q_i^r - \mu_i^2 + \mu_i^3 = 0 \quad (3.21b)$$

$$(P_i^r)^2 + (Q_i^r)^2 - (S_i^d)^2 \leq 0, \quad \mu_i^1 ((P_i^r)^2 + (Q_i^r)^2 - (S_i^d)^2) = 0, \quad \mu_i^1 \geq 0 \quad (3.21c)$$

$$-\gamma_i P_i^r - Q_i^r \leq 0, \quad \mu_i^2 (-\gamma_i P_i^r - Q_i^r) = 0, \quad \mu_i^2 \geq 0 \quad (3.21d)$$

$$Q_i^r - \gamma_i P_i^r \leq 0, \quad \mu_i^3 (Q_i^r - \gamma_i P_i^r) = 0, \quad \mu_i^3 \geq 0 \quad (3.21e)$$

$$-P_i^r \leq 0, \quad \mu_i^4 (-P_i^r) = 0, \quad \mu_i^4 \geq 0 \quad (3.21f)$$

$$P_i^r - P_i^l \leq 0, \quad \mu_i^5 (P_i^r - P_i^l) = 0, \quad \mu_i^5 \geq 0 \quad (3.21g)$$

$$i = 1, \dots, n$$

$$\frac{R}{V_2} \sum_{i=1}^n P_i^r + \frac{X}{V_2} \sum_{i=1}^n Q_i^r = 0 \quad (3.21h)$$

であり, 分散最適化問題 (3.22) 式の KKT 条件は

$$2(P_i^r - P_i^d) + p_{P_i} + 2\mu_i^1 P_i^r - \mu_i^2 \gamma_i + \mu_i^3 \gamma_i - \mu_i^4 + \mu_i^5 = 0 \quad (3.22a)$$

$$2Q_i^r + p_{Q_i} + 2\mu_i^1 Q_i^r - \mu_i^2 + \mu_i^3 = 0 \quad (3.22b)$$

$$(P_i^r)^2 + (Q_i^r)^2 - (S_i^d)^2 \leq 0, \quad \mu_i^1 ((P_i^r)^2 + (Q_i^r)^2 - (S_i^d)^2) = 0, \quad \mu_i^1 \geq 0 \quad (3.22c)$$

$$-\gamma_i P_i^r - Q_i^r \leq 0, \quad \mu_i^2 (-\gamma_i P_i^r - Q_i^r) = 0, \quad \mu_i^2 \geq 0 \quad (3.22d)$$

$$Q_i^r - \gamma_i P_i^r \leq 0, \quad \mu_i^3 (Q_i^r - \gamma_i P_i^r) = 0, \quad \mu_i^3 \geq 0 \quad (3.22e)$$

$$-P_i^r \leq 0, \quad \mu_i^4 (-P_i^r) = 0, \quad \mu_i^4 \geq 0 \quad (3.22f)$$

$$P_i^r - P_i^l \leq 0, \quad \mu_i^5 (P_i^r - P_i^l) = 0, \quad \mu_i^5 \geq 0 \quad (3.22g)$$

であることから, 定常状態における最適価格は

$$p_i = \left[ \lambda \frac{R}{V_2} \quad \lambda \frac{X}{V_2} \right]^T \quad (3.23)$$

と求まる. ここで,  $\lambda$  は等式制約 (3.18e) 式に対する Lagrange 乗数である.

### 実時間価格提示方策

集中最適化問題 (3.18) 式の双対問題から, 等式制約 (3.18e) 式に対する Lagrange 乗数  $\lambda$  を計算することはできる. しかしながら (3.18) 式の双対問題を解くことは, (3.18) 式を解くことと本質的に等価であるため, 制御目的 1 を満たさない. ここでは双対問題を計算することなく, Lagrange 乗数  $\lambda$  を実時間で更新する方策を検討する. 実時間で  $\lambda$  の更新則を得るために, 大規模な集中最適化問題

(3.18) 式 of 双対問題

$$\max_{\lambda} \min_{\substack{P_i^r, Q_i^r \\ h(P_i^r, Q_i^r) \leq 0 \\ h(P_i^r) \leq 0 \\ i=1, \dots, n}} \sum_{i=1}^n ((P_i^r - P_i^d)^2 + (Q_i^r)^2) + \lambda \left( \frac{R}{V_2} \sum_{i=1}^n P_i^r + \frac{X}{V_2} \sum_{i=1}^n Q_i^r \right) \quad (3.24)$$

を考える。ただし、不等式制約 (3.18b) 式, (3.18f) 式をまとめて  $h(P_i^r, Q_i^r) \leq 0$ , 不等式制約 (3.18d) 式を  $h(P_i^r) \leq 0$  で表記している。ここで各 PCS によって最適解  $(P_i^r)^b, (Q_i^r)^b$  が決定されると仮定すると

$$\max_{\lambda} \sum_{i=1}^n \left( ((P_i^r)^b - P_i^d)^2 + ((Q_i^r)^b)^2 \right) + \lambda \left( \frac{R}{V_2} \sum_{i=1}^n (P_i^r)^b + \frac{X}{V_2} \sum_{i=1}^n (Q_i^r)^b \right) \quad (3.25)$$

となり,  $\lambda$  に対する最大化問題となる。勾配法を適用するために  $\partial L / \partial \lambda$  を求めると

$$L(\lambda) = \sum_{i=1}^n \left( ((P_i^r)^b - P_i^d)^2 + ((Q_i^r)^b)^2 \right) + \lambda \left( \frac{R}{V_2} \sum_{i=1}^n (P_i^r)^b + \frac{X}{V_2} \sum_{i=1}^n (Q_i^r)^b \right)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = \frac{R}{V_2} \sum_{i=1}^n (P_i^r)^b + \frac{X}{V_2} \sum_{i=1}^n (Q_i^r)^b$$

となる。ここで  $L(\lambda)$  は (3.25) 式の評価関数である。よって、最大化問題に対する勾配法を適用すると  $\lambda$  の更新則

$$\frac{d\lambda}{d\tau} = \epsilon \left( \frac{R}{V_2} \sum_{i=1}^n (P_i^r)^b + \frac{X}{V_2} \sum_{i=1}^n (Q_i^r)^b \right), \quad \epsilon > 0 \quad (3.26)$$

が得られる。ここで  $\epsilon > 0$  は運営管理者が定める設計変数である。また (3.26) 式における時間変数は、実時間  $t$  と必ずしも一致している必要はないため変数  $\tau$  としている。

各 PCS は分散最適化により目標値  $(P_i^r)^b, (Q_i^r)^b$  を決定し、自身の動特性に従い  $P_i, Q_i$  を出力する。したがって (3.26) 式の目標値  $(P_i^r)^b, (Q_i^r)^b$  を実際の出力  $P_i(t), Q_i(t)$  にそれぞれ置換し、連系点電圧  $V_2$  も実際の電圧  $V_2(t)$  に置き換えることによって、実時間での  $\lambda$  の更新則

$$\frac{d\lambda}{dt} = \epsilon \left( \frac{R}{V_2(t)} \sum_{i=1}^n P_i(t) + \frac{X}{V_2(t)} \sum_{i=1}^n Q_i(t) \right), \quad \epsilon > 0 \quad (3.27)$$

が得られる。また, (3.3) 式より (3.27) 式に換えて

$$\dot{\lambda}(t) = \epsilon(V_2(t) - V_1), \quad \epsilon > 0 \quad (3.28)$$

を採用し,  $\lambda$  の更新を行う。

### 力率制約の修正

PV パネルの発電量  $P_i^c$  が有効電力出力目標値  $P_i^r$  より大きな場合における電力円線図を Fig. 3.14(a) に示し, PV パネルの発電量  $P_i^c$  が有効電力出力目標値  $P_i^r$  より小さい場合における電力円線図を示す。Figs. 3.14(a), 3.14(b) 中の円は設計変数  $S_i^d$  (ここでは皮相電力容量  $S_i^l$  と等

しい), 青色の破線は力率制約  $|\gamma P_i^r|$ , 赤紫色の破線は定格容量  $P_i^l$ , 赤紫色の実線は PV パネルの発電量  $P_i^c$  をそれぞれ表している. 青色で示した領域が, 解の許容領域である. また  $\circ$  は電力出力目標値  $(P_i^r, Q_i^r)$ ,  $\times$  は電力出力  $(P_i, Q_i)$  を表している.

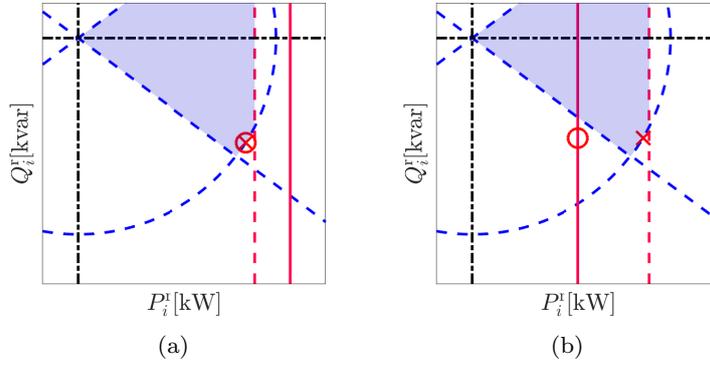


Fig. 3.14 : Power circle diagram.

Fig. 3.14(a) より, (3.20) 式の最適化問題による運用は,  $P_i^r \leq P_i^c$  の場合においては  $P_i(t) \rightarrow (P_i^r)$ ,  $Q_i(t) \rightarrow (Q_i^r)$  を達成する. しかしながら Fig. 3.14(b) より,  $P_i^r > P_i^c$  の場合では,  $P_i(t) \rightarrow (P_i^c) < (P_i^r)$ ,  $Q_i(t) \rightarrow (Q_i^r)$  となるため, 電力出力目標値  $(P_i^r, Q_i^r)$  が力率制約を満たしていたとしても, 実際の電力出力  $(P_i, Q_i)$  は力率制約を満たさない. これは, PV パネルに日射量計が設置されておらず, 実際の発電量を PCS が把握することができないことが原因である. PV パネルに日射量計を設置し, 最適化問題に発電量  $P_i^c$  を考慮する不等式制約を設けることによって, 回避することも可能である.

本節では PV パネルに日射量計を設置することなく, 実際の電力出力  $(P_i, Q_i)$  が力率制約を満たすように力率制約を修正する. そこで分散最適化問題を

$$\min_{P_i^r, Q_i^r} (P_i^r - P_i^d)^2 + (Q_i^r)^2 + p_{P_i}(P_i^r - P_i^d) + p_{Q_i}(Q_i^r) \quad (3.29a)$$

$$\text{subject to } (P_i^r)^2 + (Q_i^r)^2 \leq (S_i^d)^2 \quad (3.29b)$$

$$-\gamma_i P_i(t^-) \leq Q_i^r \leq \gamma_i P_i(t^-) \quad (3.29c)$$

$$0 \leq P_i^r \leq P_i^l \quad (3.29d)$$

へと変更する. ここで  $P_i(t^-)$  はわずかに前の時刻における有効電力出力を表す.

以上より, 運営管理者による実時間価格提示 (3.23) 式, (3.28) 式および各 PCS の分散最適化問題 (3.29) 式により構成される閉ループ系を Fig. 3.15 に示す. Fig. 3.15 では, 制御目的の達成のために大規模な集中最適化問題の求解や価格を決定するための繰り返し計算などは必要ない. また運営管理者は, 連系点における電圧変動量  $V_2(t) - V_1$  を観測するのみで価格更新を実行可能である.

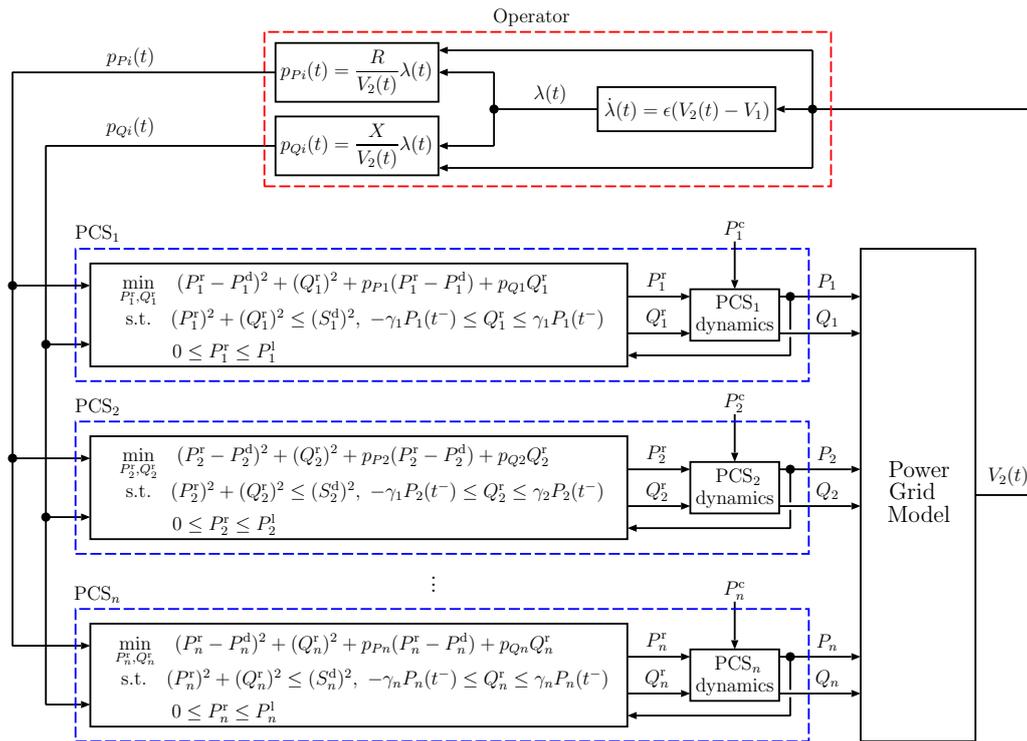


Fig. 3.15 : Closed-loop system for voltage regulation by active and reactive power control using real-time pricing strategy and decentralized optimization.

### 3.3.2 数値実験

Fig. 3.15 の閉ループ系の運用により連系点における電圧変動を抑制可能なことを数値実験により検証する. 本節では 3.1.2 節と同様に, 系統電圧 6600 V に連系された総容量 5 MW の PV システムを想定する. 各 PCS の皮相電力容量は  $S_i^d = 560$  kW, 定格容量を  $P_i^l = 500$  kW とした. PCS の台数は  $n = 10$  である. なお, 電力系統の数理モデル (Fig. 3.15 中の Power Grid Model) および配電線のパラメータは 3.2.2 節と同様である.

#### PCS の数理モデル

本節で考える PCS 内部のモデルを Fig. 3.16 に示す. PCS の基本的な構成要素は Fig. 3.2 とほぼ同様である. ただし, Fig. 3.16 の数理モデルには有効電力制御系の出力に対し飽和要素を設けている. この飽和要素は, PV パネルの発電量  $P_i^c$  で定まる  $P_i$  の上限を表す. PV パネルから出力される有効電力の上限値  $P_i^c$  は, 各時刻での日射量により定まる.

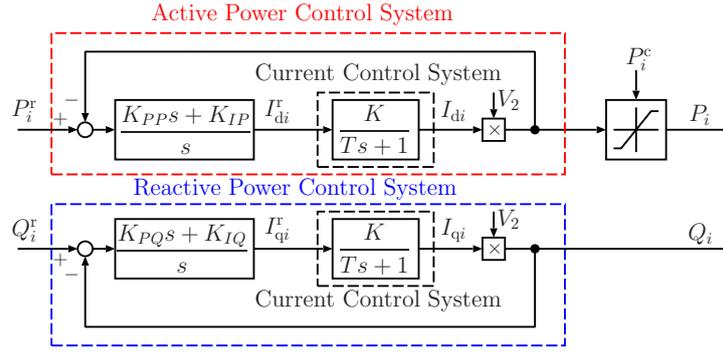


Fig. 3.16 : Mathematical model of PCS.

### 実時間価格提示方策および分散最適化の実装

運営管理者による価格  $p_i$  の更新および各 PCS の分散最適化による有効、無効電力出力目標値  $P_i^r$ ,  $Q_i^r$  の更新をサンプリング時間  $t_s = 1$  s の離散時間系として実装した. 離散時間系における価格提示方策は (3.30) 式, 分散最適化問題は (3.31) 式となる. ここで  $P_i[k-1]$  は 1 サンプル前の有効電力出力を表す. また運営管理者の設計変数を  $\epsilon = 8.0 \times 10^5$  とした.

$$p_i[k] = \left[ \lambda[k] \frac{R}{V_2[k]} \quad \lambda[k] \frac{X}{V_2[k]} \right]^T \quad (3.30a)$$

$$\lambda[k+1] = \lambda[k] + \epsilon t_s (V_2[k] - V_1), \quad \epsilon > 0 \quad (3.30b)$$

$$\min_{P_i^r[k], Q_i^r[k]} (P_i^r[k] - P_i^d[k])^2 + (Q_i^r[k])^2 + p_{P_i}[k](P_i^r[k] - P_i^d[k]) + p_{Q_i}[k](Q_i^r[k]) \quad (3.31a)$$

$$\text{subject to } (P_i^r[k])^2 + (Q_i^r[k])^2 \leq (S_i^d[k])^2 \quad (3.31b)$$

$$-\gamma_i P_i[k-1] \leq Q_i^r[k] \leq \gamma_i P_i[k-1] \quad (3.31c)$$

$$0 \leq P_i^r[k] \leq P_i^l \quad (3.31d)$$

### 数値例 1: 価格提示を採用しない場合

本節では, 運営管理者による価格提示を採用しない場合における電圧変動の様子を確認する. ここでは簡単のために, PV パネルの発電量  $P_i^c$  を  $0 \text{ s} \leq t < 10 \text{ s}$  において  $P_i^c = 0 \text{ kW}$ ,  $10 \text{ s} \leq t < 130 \text{ s}$  において  $P_i^c = 200 \text{ kW}$ ,  $130 \text{ s} \leq t < 250 \text{ s}$  において  $P_i^c = 600 \text{ kW}$ ,  $t \geq 250 \text{ s}$  において  $P_i^c = 800 \text{ kW}$  とステップ状とした. 価格提示を採用しない場合, 各 PCS は (3.19) 式の解として目標値  $(P_i^r)^\#$ ,  $(Q_i^r)^\#$  を決定する. (3.19) 式の最適解は,  $(P_i^r)^\# = P_i^l$ ,  $(Q_i^r)^\# = 0$ ,  $i = 1, \dots, 10$  である. したがって, 各 PCS は有効電力出力の抑制と無効電力の出力をおこなわない運用となる. このときの応答を Fig. 3.17 に示す.

Fig. 3.17(d) に日射量により定まる PV パネルの発電量  $P_i^c$  を示す. Figs. 3.17(a), 3.17(b) に有効電力出力目標値  $P_i^r$ , 有効電力出力  $P_i$  をそれぞれ示す. Fig. 3.17(c) に連系点における電圧変動を示す. Figs. 3.17(e), 3.17(f) に PCS<sub>1</sub> の  $P_1^c$ ,  $P_1^r$ ,  $P_1$  を示す.

Fig. 3.17(a) より, 運営管理者が価格提示を行っていないため, 有効電力出力目標値は  $P_i^r = P_i^l = 500 \text{ kW}$  となっていることが確認できる. Figs. 3.17(e), 3.17(f) より, 有効電力出力  $P_i$  は  $P_i^r > P_i^c$  のとき  $P_i = P_i^c$ ,  $P_i^r < P_i^c$  のとき  $P_i = P_i^r$  となっていることが確認できる. Fig. 3.17(c) より, 発電量の上昇に伴い, 連系点電圧が上昇していることが確認できる. この電圧変動を抑制する適切な有効電力  $P_i$ , 無効電力  $Q_i$  の調整を実現することが, 本章での目的である.

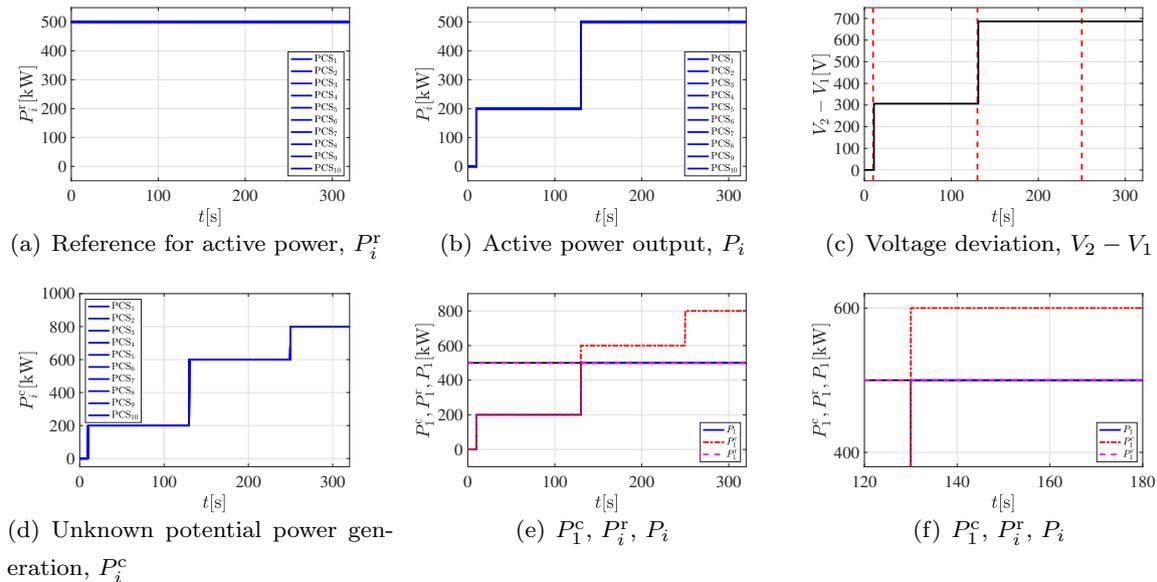


Fig. 3.17 : Time responses when the operator does not provide price.

### 数値例 2: 価格提示を採用する場合

本節では, 3.3.2 節の条件に対し, 価格提示を採用した場合の電圧変動抑制の様子を確認する. 設計変数  $S_i^d = 560 \text{ kVA} (= S_i^l)$ ,  $i = 1, \dots, 10$ , 設計変数  $P_i^d = 2 \times P_i^l = 1000 \text{ kW}$ ,  $i = 1, \dots, 10$ , 力率制限値  $\cos(\theta_i^l) = 0.10$ ,  $i = 1, \dots, 10$  とすべての PCS で共通にしている. 閉ループ系 Fig. 3.15 の応答を Fig. 3.18 に示す.

Figs. 3.18(d), 3.18(e) に各 PCS の分散最適化により決定される無効電力出力目標値  $Q_i^r$ , 目標値に追従する無効電力出力  $Q_i$  をそれぞれ示す. Figs. 3.18(j), 3.18(k), 3.18(l) に PCS<sub>1</sub> の電力円線図を示す. ○ は電力出力目標値, × は出力を示す.

Fig. 3.18(c) より, 連系点の電圧変動が抑制されていることが確認できる. また  $10 \text{ s} \leq t < 130 \text{ s}$  においては, 有効電力出力を抑制することなく無効電力出力のみで電圧変動を抑制していること,  $t \geq 130 \text{ s}$  においては, 有効電力出力の抑制もおこなうことにより電圧変動を抑制していることも確認できる. Figs. 3.18(j), 3.18(k), 3.18(l) より, 電力出力目標値および出力が制約条件を満足していることが確認できる.

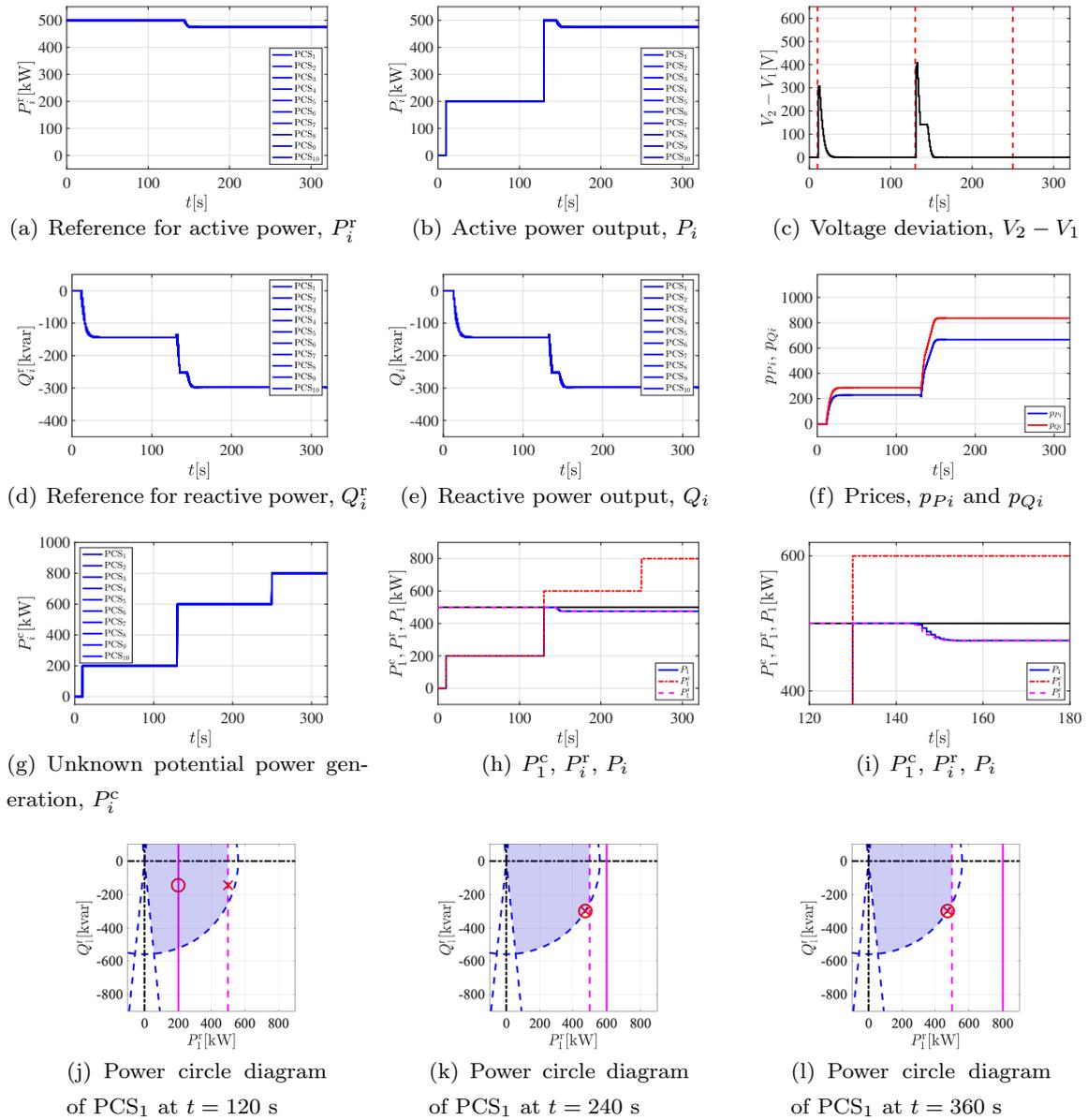


Fig. 3.18 : Time responses of the voltage regulation system where the step-like variations of unknown potential active power generation  $P_i^c$ .

### 数値例 3: 異なる皮相電力容量をもつ PCS が存在した場合

大規模 PV システムでは、定格容量  $P_i^d$  が同一でも皮相電力容量  $S_i^d$  の異なる PCS が混在することも珍しくない。ここでは、 $PCS_5$  および  $PCS_6$  の皮相電力容量を  $S_5^d = S_6^d = 520$  kVA (=  $S_5^d = S_6^d$ ), そのほかの 8 台については  $S_i^d = S_i^d = 560$  kVA とした。なお、設計変数  $P_i^d = 1000$  kW,  $i = 1, \dots, 10$ , 力率制限値  $\cos(\theta_i^d) = 0.10$ ,  $i = 1, \dots, 10$  と共通にしている。閉ループ系 Fig. 3.15 の応答を Fig. 3.19 に示し, Figs. 3.19(h), 3.19(i) に  $PCS_1$  および  $PCS_5$  の電力円線図をそれぞれ示す。

Fig. 3.19(c) より, 連系点の電圧変動が抑制されていることが確認できる。また Figs. 3.19(a), 3.19(b) より, 有効電力出力は, 皮相電力容量の小さい  $PCS_5, PCS_6$  では  $t = 20$  s から抑制され,

その他の PCS では  $t = 30$  s から抑制されていることが確認できる. さらに  $PCS_5$ ,  $PCS_6$  の抑制量は他の PCS と比較し多くなっている (有効電力出力が少なくなっている) ことも確認できる. Figs. 3.19(d), 3.19(e) より, 皮相電力容量の小さい  $PCS_5$ ,  $PCS_6$  の無効電力出力は他の PCS と比較し少ないことが確認できる. このように皮相電力容量  $S_i^l$  の異なる PCS が混在する場合において, 各 PCS が出力可能な電力出力目標値を決定, 出力することにより協調的に電圧変動の抑制を実現している. さらに定常状態において  $PCS_5$ ,  $PCS_6$  の電力出力とその他 8 台の PCS からの電力出力がそれぞれ一致しており, 負荷分担の均等化も実現されている. これにより, 実時間価格提示方策と分散最適化にもとづく運用により, 制御目的 1, 2, 3, 4 の達成が可能であることがわかる.

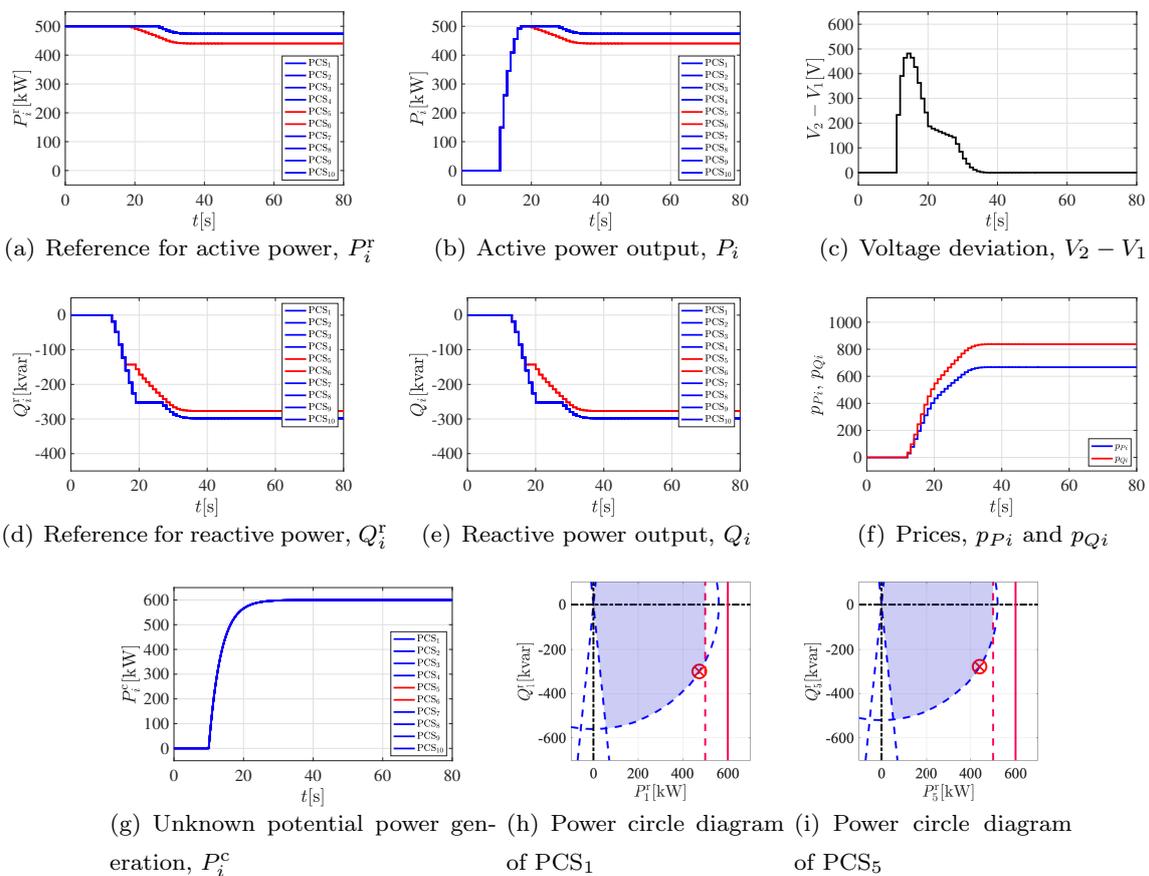


Fig. 3.19 : Time responses of the voltage regulation system where the apparent power capacity  $S_5^l$  and  $S_6^l$  are smaller than the others.

#### 数値例 4: 運転中に設計変数 $S_i^d$ を変更した PCS が存在した場合

PCS は, 発熱などの影響により, 電力出力を抑制しなければならない場合がある. ここでは,  $PCS_5$  および  $PCS_6$  に電力出力の抑制が必要になったと想定し,  $t = 80$  s において, 設計変数を  $S_5^d = S_6^d = 560 \rightarrow 280$  kVA と変更したとする. そのほかの PCS では設計変数  $S_i^d = 560$  kVA としている. なお, 設計変数  $P_i^d = 1000$  kW,  $i = 1, \dots, 10$ , 力率制限値  $\cos(\theta_i^l) = 0.10$ ,  $i = 1, \dots, 10$  と共通とした. 閉ループ系 Fig. 3.15 の応答を Fig. 3.20 に示す.

Fig. 3.20(h) に  $PCS_1$  の電力円線図, Fig. 3.20(i) に  $PCS_5$  の電力円線図をそれぞれ示す. なお, 電力出力目標値  $\circ$  および 出力  $\times$  について, 赤色は  $t = 70$  s, 緑色は  $t = 100$  s の状態をそれぞれ表している. 緑色で示した領域は  $t = 100$  s における許容領域を表している.

Fig. 3.20(c) より, 連系点における電圧変動が抑制されていることが確認できる. また  $t = 80$  s での  $S_5^d, S_6^d$  の変更により,  $PCS_5, PCS_6$  が電力出力を抑制したことが確認できる. これに伴い, その他の PCS が電力出力を調整し連系点電圧変動の抑制を実現している様子が確認できる. これにより, 実時間価格提示方策と分散最適化にもとづく運用は, 個別の PCS の不具合にも対応可能であり, 制御目的 1, 2, 3, 4 の達成が可能であることがわかる.

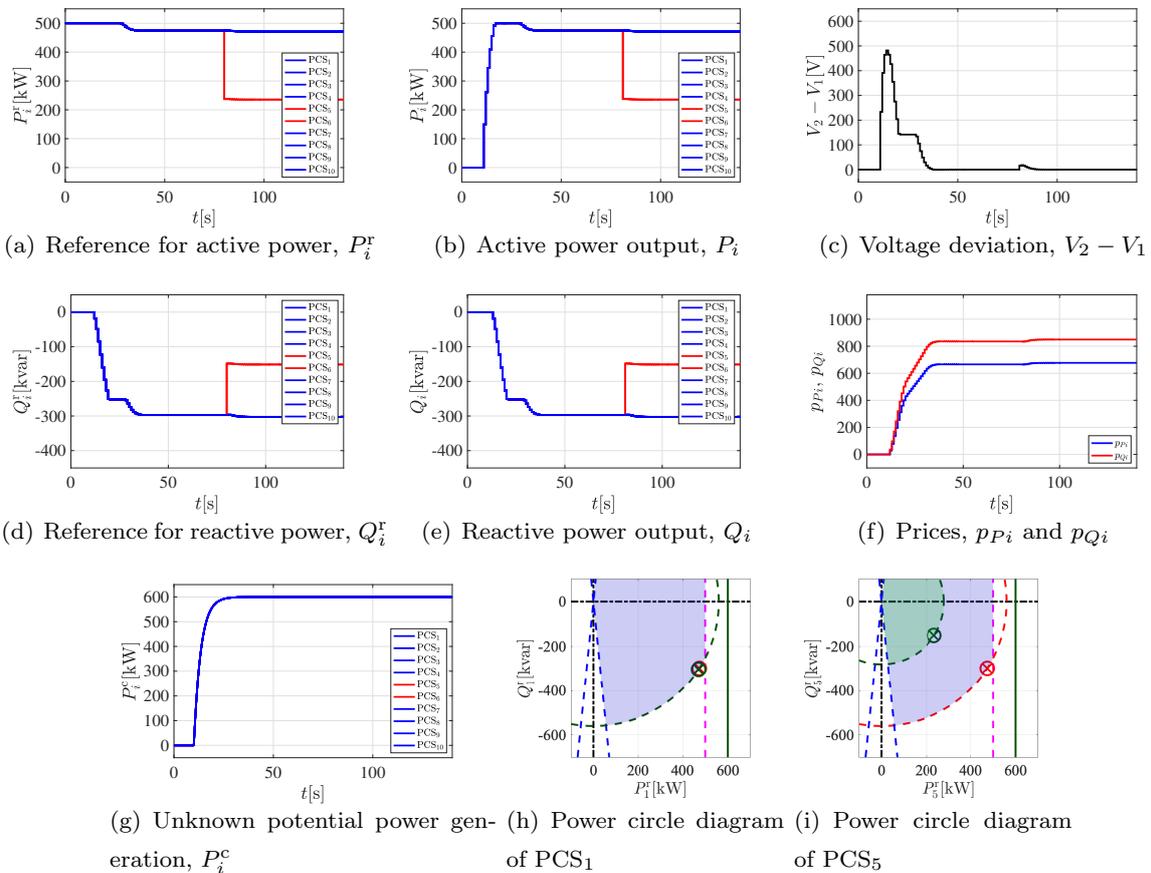


Fig. 3.20 : Time responses of the voltage regulation system in which  $PCS_5$  and  $PCS_6$  adjust their  $S_i^d$  due to over-heating during the operation.

#### 数値例 5: 発電量の異なる PCS が存在する場合

ここでは発電量の異なる PCS が存在する場合を想定し,  $PCS_5$  および  $PCS_6$  に接続された PV パネルの発電量の最大値を  $P_5^c = P_6^c = 300 \text{ kW} \leq P_5^l, P_6^l$  とした. 設計変数  $S_i^d = 560 \text{ kVA}$ ,  $i = 1, \dots, 10$ , 設計変数  $P_i^d = 1000 \text{ kW}$ ,  $i = 1, \dots, 10$ , 力率制限値  $\cos(\theta_i^l) = 0.80$ ,  $i = 1, \dots, 10$  とすべての PCS で共通にしている. 閉ループ系 Fig. 3.15 の応答を Fig. 3.21 に示す.

Fig. 3.21(c) より, 連系点の電圧変動が抑制されていることが確認できる. 定常状態において

PCS<sub>5</sub>, PCS<sub>6</sub> の電力出力とその他 8 台の PCS からの電力出力がそれぞれ一致しており, 負荷分担の均等化も実現されている. これにより, 実時間価格提示方策と分散最適化にもとづく運用により, 制御目的 1, 2, 3, 4 の達成が可能であることがわかる. さらに Fig. 3.21(i) より, 電力出力が力率制約を満足していることから制約条件の修正 ((3.29c) 式) による効果が確認できる.

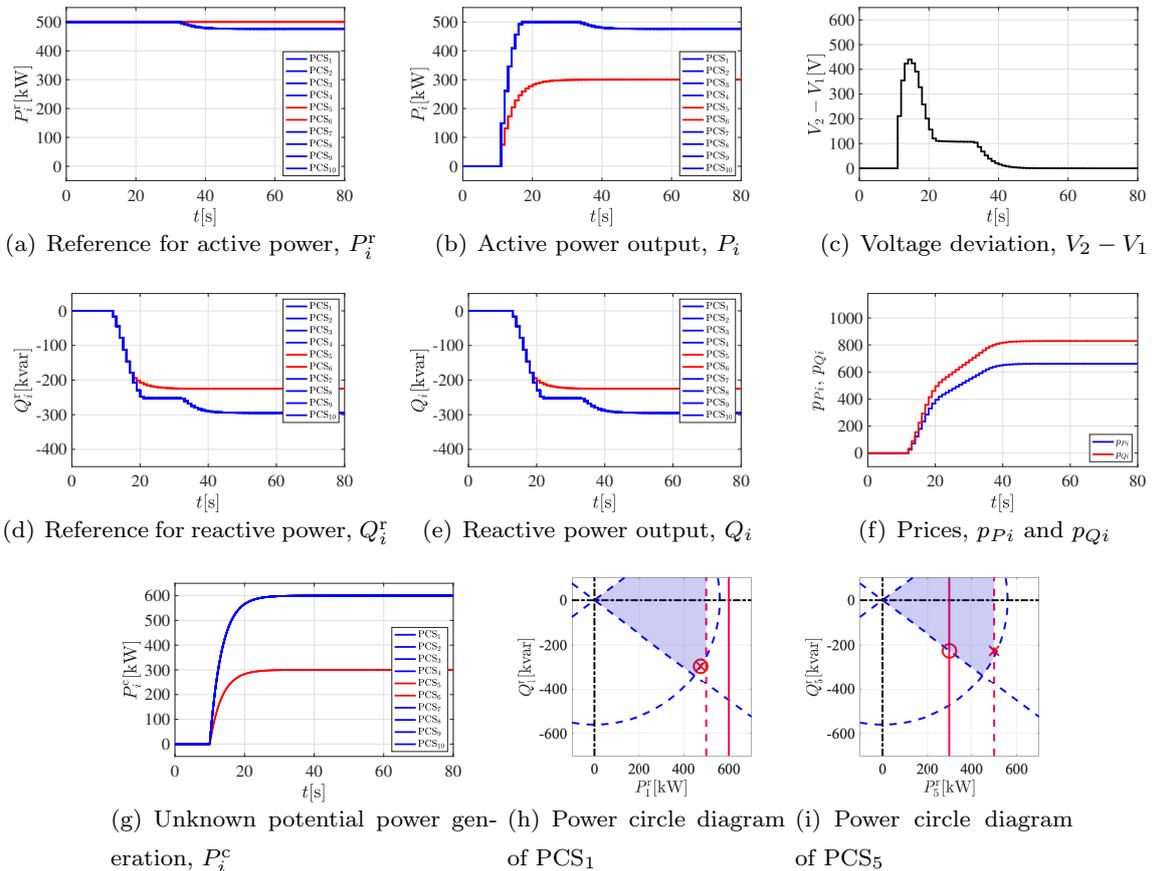


Fig. 3.21 : Time responses of the voltage regulation system, where the unknown potential generations  $P_5^c$  and  $P_6^c$  are smaller than the rated power capacities  $P_5^1$  and  $P_6^1$ .

### 数値例 6: 接続・離脱する PCS が存在する場合

PCS の運転状態によって連系 (接続) のタイミングが異なる場合や, 発熱などに起因した事故から機器を保護するために離脱をする場合がある. ここでは,  $t = 80$  s において, 発熱により PCS<sub>8</sub> が離脱し,  $t = 120$  s において, PCS<sub>9</sub>, PCS<sub>10</sub> が接続を開始したとする. 設計変数  $S_i^d = 560$  kVA,  $i = 1, \dots, 10$ , 設計変数  $P_i^d = 1000$  kW,  $i = 1, \dots, 10$ , 力率制限値  $\cos(\theta_i^l) = 0.10$ ,  $i = 1, \dots, 10$  とすべての PCS で共通にしている. 閉ループ系 Fig. 3.15 の応答を Fig. 3.22 に示す.

Figs. 3.22(h), 3.22(i) 中の電力出力目標値  $\circ$  および出力  $\times$  について, 赤色が  $t = 50$  s, 緑色が  $t = 100$  s, 青色が  $t = 200$  s をそれぞれ表している.

Fig. 3.22(c) より, 定常状態において連系点の電圧変動が抑制されていることが確認できる. Figs. 3.22(d), 3.22(e) より,  $t = 80$  s において発熱により PCS<sub>8</sub> が離脱し,  $t = 120$  s において

PCS<sub>9</sub>, PCS<sub>10</sub> が接続を開始した場合でも、電圧変動  $V_2 - V_1$  に応じて価格が更新され、各 PCS が電力出力を適切に調節することにより、連系点における電圧変動の抑制を実現している様子が確認できる。このように実時間価格提示方策と分散最適化にもとづいた運用は、PCS の連系台数が変化するような plug-and-play 型の運用にも対応可能なことがわかる。

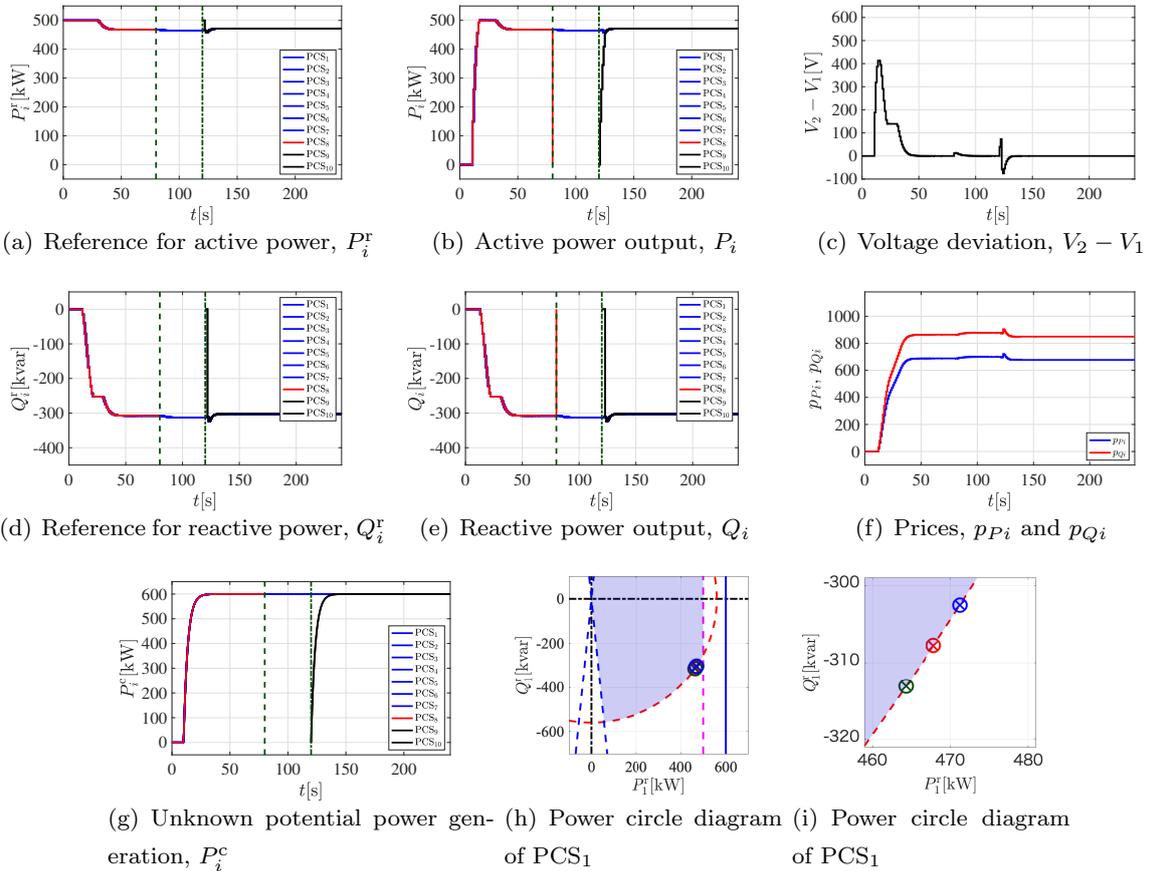


Fig. 3.22 : Time responses of the voltage regulation system where PCS<sub>8</sub> disconnects at  $t = 80$  s, PCS<sub>9</sub> and PCS<sub>10</sub> connect at  $t = 120$  s.

### 数値例 7: 設計変数 $\epsilon$ の違いによる応答の比較

(3.28) 式の  $\epsilon > 0$  は、Fig. 3.15 に示した閉ループ系の応答速度を決定する設計変数となる。 $\epsilon > 0$  の値を大きくすることにより、高い速応性がえられる。一方で極端に大きな  $\epsilon > 0$  は、閉ループ系の安定性を損なう。ここでは  $\epsilon > 0$  の値の違いによる応答の比較を行う。 $\epsilon = 4.0 \times 10^5$ ,  $\epsilon = 8.0 \times 10^5$ ,  $\epsilon = 16.0 \times 10^5$  の場合における電圧変動抑制の様子を Fig. 3.23 にそれぞれ示す。すべての PCS において共通に設計変数を  $S_i^d = 560$  kVA,  $i = 1, \dots, 10$ ,  $P_i^d = 1000$  kW,  $i = 1, \dots, 10$ , 力率制限値を  $\cos(\theta_i^l) = 0.10$ ,  $i = 1, \dots, 10$  と設定している。

Fig. 3.23 に示す連系点電圧変動の様子から、 $\epsilon > 0$  の違いにより過渡的な状態は異なるものの、定常状態において連系点の電圧変動を抑制できることが確認できる。

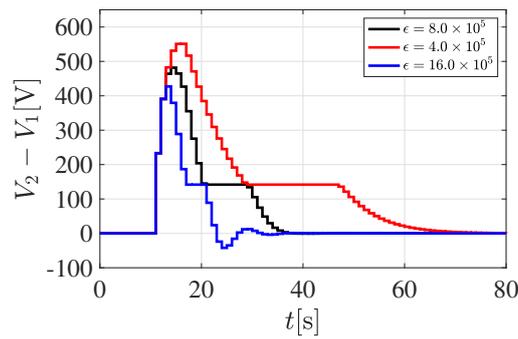


Fig. 3.23 : Time responses of the voltage regulation system where a design parameter of the operator  $\epsilon > 0$ , is changed.

#### 数値例 8: 抵抗値, リアクタンス値の不確かさに対するロバストネス

実際の電力系統での運用を考慮すると, 厳密な抵抗値, リアクタンス値を把握することは困難であり, また発熱などの影響により変動することも考えられる. しかしながら (3.27) 式より, 運営管理者が価格を提示するためには, 配電線の抵抗値およびリアクタンス値が既知である必要がある. そこでここでは, 運営管理者が価格提示に利用する抵抗値  $R$ , リアクタンス値  $X$  と現実の抵抗値  $\bar{R}$ , リアクタンス値  $\bar{X}$  の間にそれぞれ誤差が存在したと仮定する.  $\bar{R} = 0.8R$ ,  $\bar{X} = 1.2X$  の場合の応答を Fig. 3.24 に,  $\bar{R} = 1.2R$ ,  $\bar{X} = 0.8X$  の場合の応答を Fig. 3.25 に示す. なお, 設計変数は  $S_i^d = 560$  kVA,  $i = 1, \dots, 10$ ,  $P_i^d = 1000$  kW,  $i = 1, \dots, 10$ , 力率制限値は  $\cos(\theta_i^l) = 0.10$ ,  $i = 1, \dots, 10$  とすべての PCS で共通にしている.

Figs. 3.24, 3.25 より, 抵抗値およびリアクタンス値の不確かさは過渡応答に影響を与えるものの, 定常状態において連系点の電圧変動が抑制されていることが確認できる. これにより, 厳密なリアクタンス値の把握が困難な場合でも, 実時間価格提示方策と分散最適化にもとづく運用が有効であることがわかる.

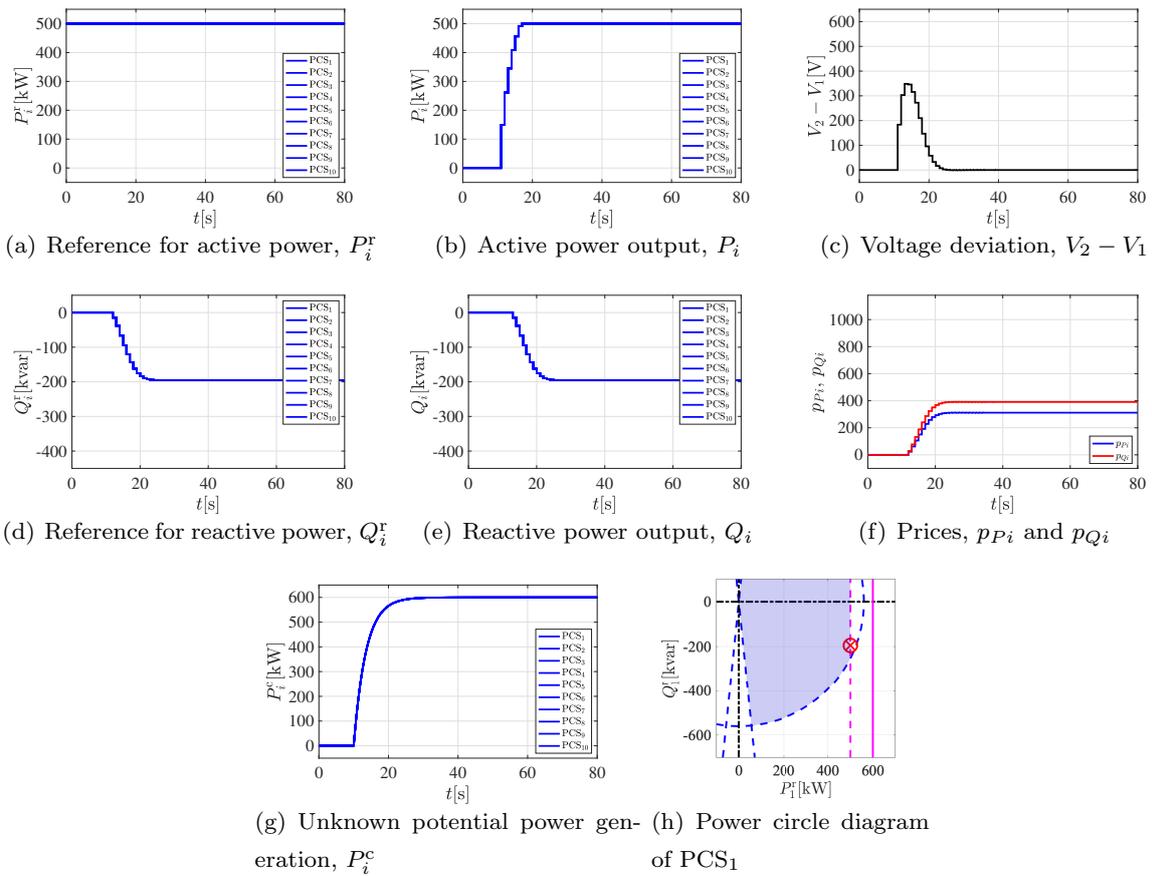


Fig. 3.24 : Time responses of the voltage regulation system where resistance  $\bar{R} < R$  and reactance  $\bar{X} > X$  are unknown, but the voltage deviation can be suppressed in the steady-state.

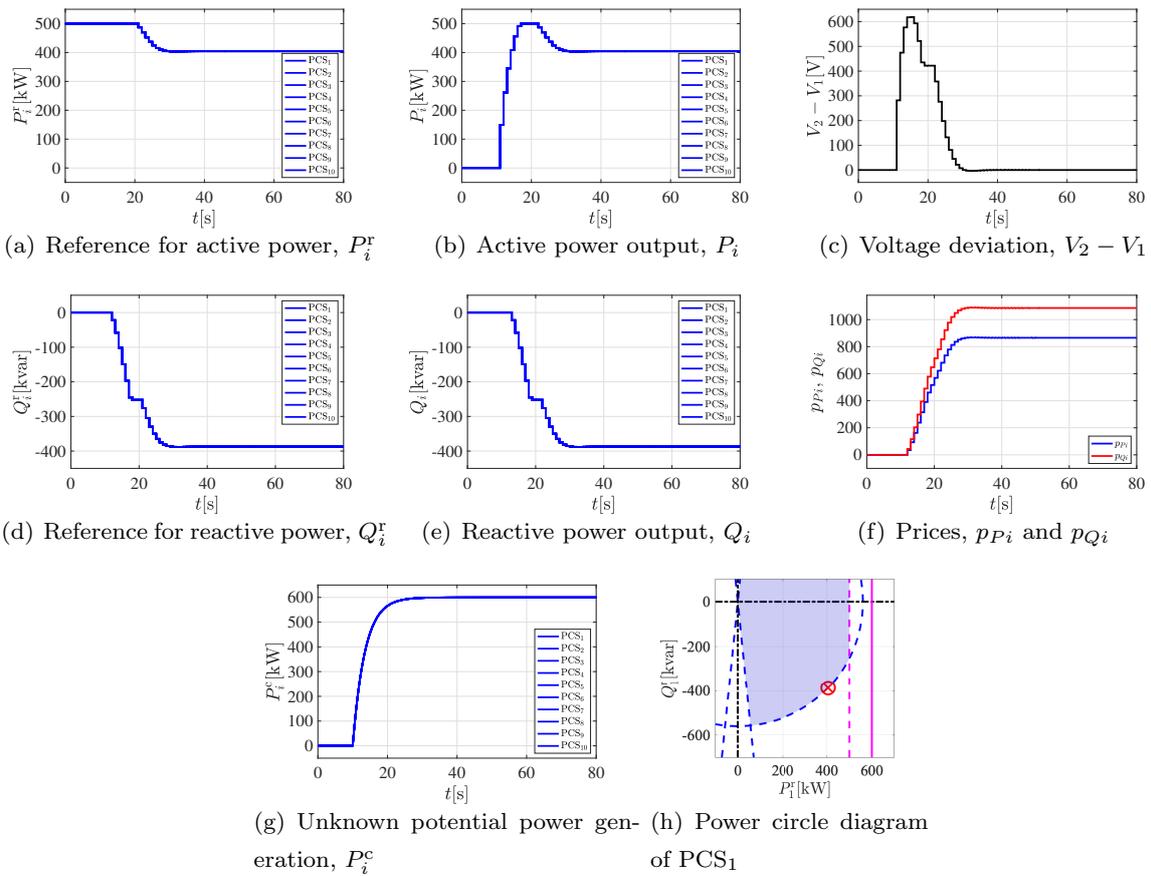


Fig. 3.25 : Time responses of the voltage regulation system where resistance  $\bar{R} > R$  and reactance  $\bar{X} < X$  are unknown, but the voltage deviation can be suppressed in the steady-state.

### 3.4 実機 PCS を使用した実験による分散制御方策の有効性検証

本節では、3.2 節にて検討した無効電力分散制御方策および 3.3 節にて検討した有効・無効電力分散制御方策の有効性を実機 PCS を用いて検証し、実機実験においても無効電力分散制御方策および有効・無効電力分散制御方策により電圧変動抑制が可能なことを示す。

#### 3.4.1 実験装置

本実機実験では、定格容量 500 kW の実機 PCS 10 台を備えた総容量 5 MW の PV システムを想定する。ただし、総容量 5 MW の実験環境の構築は、コスト面や発熱対策などの安全面から現実的ではない。そこで、定格容量 500 kW の実機 PCS と同一の電気回路、制御回路、演算処理装置およびソフトウェアを有し、変換特性の等価性を確保した定格容量 1 kW のスケールダウンモデル PCS (Fig. 3.26) を作製し実験環境を構築した。このスケールダウンモデル PCS からの出力を定数倍 (本実験環境では 500 倍) した値を電力系統の振る舞いを模擬する模擬電力系統 (Fig. 3.27) への入力としている。これにより、小容量の PCS を使用しながらも、総容量 5 MW の PV システムの動作検証が可能である。

実験環境の主な構成要素は、スケールダウンモデル PCS 10 台、模擬電力系統、PV パネルの特性を模擬する PV 模擬電源 5 台 (Fig. 3.30)、整流器 5 台 (Fig. 3.31)、価格更新および提示に使用する運営管理者用 PC (Fig. 3.28) である。Fig. 3.29 に実験環境の概略図を示す。



Fig. 3.26 : Scale-down model PCS.



Fig. 3.27 : Power grid simulator.



Fig. 3.28 : Operator PC.

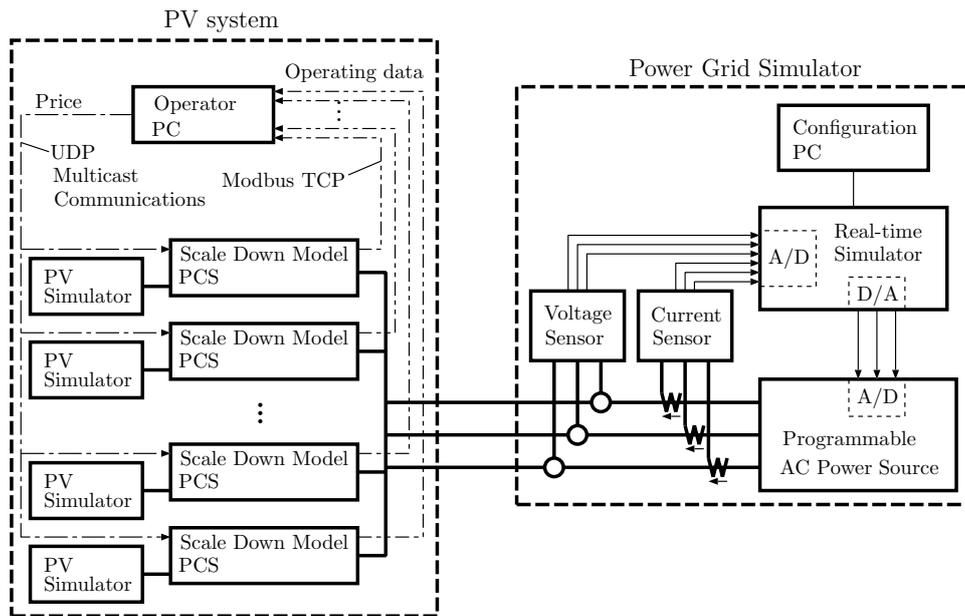


Fig. 3.29 : Schematic diagram of the experimental environment.

### 模擬電力系統

模擬電力系統は、操作用 PC, Opal-RT Technologies 社製 リアルタイムシミュレータ (ソフトウェア: RT-LAB, ハードウェア: OP5600), エヌエフ回路設計ブロック社製 プログラブル交流電源 EST24000T, 電圧計および電流計から構成され, 実際の電力系統の振る舞いを模擬する. Table 3.2 に交流電源の仕様を示す.

Table 3.2 : Specification of ES24000T.

Output power	3 phase, 24 kVA
Reverse power flow	3 phase, 7.2 kVA

リアルタイムシミュレータで使用する電力系統の数理モデルは, (3.15) 式とした. 配電線のパラメータは, Table 3.1 の値としている. また  $P$ ,  $Q$  の値は, 電流計, 電圧計による計測結果から算出される. (3.15) 式により, リアルタイムシミュレータが 6600 V 系における連系点電圧を模擬する. さらにこの連系点電圧が 105 V 系に換算され, 交流電源への入力となる. 交流電源は, リアルタイムシミュレータからの入力値に従い実電圧波形を出力する.

### PV 模擬電源および整流器

PV 模擬電源は Kernel 社製 PV Power Unit, PVU01403 を使用した. PV 模擬電源の仕様を Table 3.3 に示す. また整流器は山菱電機社製電圧調整装置 S3P-240-10 と整流回路で構成されている. 電圧調整装置の仕様を Table 3.4 に示す.



Fig. 3.30 : PV simulator.

Table 3.3 : Specification of PVU01403.

Output voltage	50 – 450 V
Output current	0.05 – 12.00 A
Rated power	2.4 kW



Fig. 3.31 : Rectifier.

Table 3.4 : Specification of S3P-240-10.

Output voltage	0 – 240 V
Output current	10 A
Input voltage	200 V

### 3.4.2 実時間価格提示方策および分散最適化の実機実装

価格の更新、提示は運営管理者用 PC 上で、分散最適化問題の求解は各 PCS の演算処理装置で実行される。なお本実験でも、3.2.2 節および 3.3.2 節同様に価格  $p_i$  の更新および電力出力目標値の更新をサンプリング時間  $t_s = 1$  s の離散時間系として実装した。また価格提示のため、運営管理者用 PC と PCS 間の通信には、Ethernet 上の UDP マルチキャスト通信を使用している。

価格の更新と提示には連系点電圧  $V_2$  の値が必要となる。しかしながら、運営管理者用 PC は電圧を計測する機能を有していない。そこで TCP/IP による通信を用いて、各 PCS による検出値を運営管理者用 PC に送信、その平均値を 6600 V 系へ換算して使用した。なお運営管理者用 PC は、実験時の各種データの保存と表示も実行し、実時間での実験結果の観察が可能となっている。

各 PCS は提示される価格  $p_i$  をもとに、最適化問題を解き出力目標値を更新する。しかしながら、PCS の演算処理装置に汎用の最適化問題ソルバを実装することは現実的ではない。ここでは、最適化問題の特徴を活用し簡易な手順で目標値を決定している。

#### 無効電力目標値の決定手順

ここでは、3.2 節で検討した無効電力分散制御における出力目標値の簡易決定法を検討する。(3.6a) 式は下に凸の 1 変数 2 次関数である。Fig. 3.32 に (3.6) 式のイメージ図を示す。青線は皮相電力容量による制約 (不等式制約 (3.6b) 式)、赤線は力率制約 (不等式制約 (3.6c) 式) をそれぞれ表している。青色で示した領域が、解の許容領域である。× は制約条件を無視した最適解、○ は制約条件を考慮した最適解を表している。ここで、黒色は評価関数の最小値を示し、赤色は各 PCS が実際に計算した出力目標値を示している。

制約条件を無視した最適解 (赤色の ×) を  $Q_i^{\dagger}$  とすると、(3.6) 式の制約条件を考慮しない場合の

KKT 条件 (評価関数の 1 回微分) より

$$Q_i^t = -\frac{P_i}{2w_i} \quad (3.32)$$

ともとまる. よって各 PCS は, 制約条件を無視した最適解 (3.32) 式を計算し, 制約条件の成立, 不成立を確認することにより, 目標値  $Q_i^r$  を決定することができる.

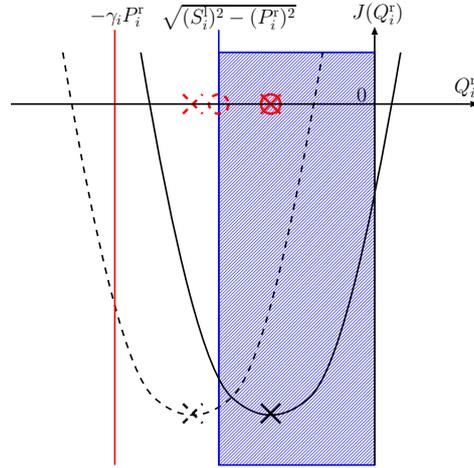


Fig. 3.32 : Optimization problem eq. (3.6).

### 有効, 無効電力目標値の決定手順

ここでは, 3.3 節で検討した有効・無効電力分散制御における目標値の簡易決定法を検討する. まず, 評価関数 (3.29a) 式の 2 次形式表現を考える.

$$J(r) = r^T R r - h^T r + c \quad (3.33)$$

$$r = \begin{bmatrix} P_i^r \\ Q_i^r \end{bmatrix}, \quad h = - \begin{bmatrix} p P_i - 2 P_i^d \\ p Q_i \end{bmatrix}$$

$$R = \begin{bmatrix} R_{11} & R_{12} \\ R_{21} & R_{22} \end{bmatrix}, \quad c = (P_i^d)^2 - p P_i P_i^d$$

ここで, 最適化問題の特徴から  $R$  は単位行列となる. よって (3.33) 式を平方完成すると

$$J(r) = \left( r - \frac{1}{2} h \right)^T \left( r - \frac{1}{2} h \right) + c - \frac{1}{4} h^T h \quad (3.34)$$

$$r_c = \frac{1}{2} h$$

となり, 評価関数 (3.29a) 式は, 等位断面形状が円がかつ下に凸の関数であることがわかる. ここで,  $r_c$  は円の中心であり, 評価関数の最小値である. また, 制約条件を無視した最適解を  $P_i^t, Q_i^t$  とし, (3.20) 式の制約条件を考慮しない場合の KKT 条件を考えると,

$$P_i^t = P_i^d - \frac{p P_i}{2} \quad (3.35a)$$

$$Q_i^t = -\frac{p Q_i}{2} \quad (3.35b)$$

ともとなり, 円の中心  $r_c$  は制約条件を無視した最適解であることもわかる. 以上より (3.31a) 式の  $P_i^r - Q_i^r$  平面におけるイメージ図を Fig. 3.33 に示す.

緑色の円は皮相電力容量による制約 (不等式制約 (3.31b) 式), 赤色の実線は力率制約 (不等式制約 (3.31c) 式), 赤色の破線は定格容量による制約 (不等式制約 (3.31d) 式) をそれぞれ表している.  $\times$  は制約条件を無視した最適解,  $\circ$  は制約条件を考慮した最適解をそれぞれ表している. また, 青色で示した領域が許容領域を表し, 許容領域と接する評価関数の等位断面を青色破線の円で表す.

Fig. 3.33 より, 各 PCS は, 円の中心  $r_c$  を計算し, 制約条件の成立, 不成立を確認することにより, 目標値  $P_i^r, Q_i^r$  を決定することができる.

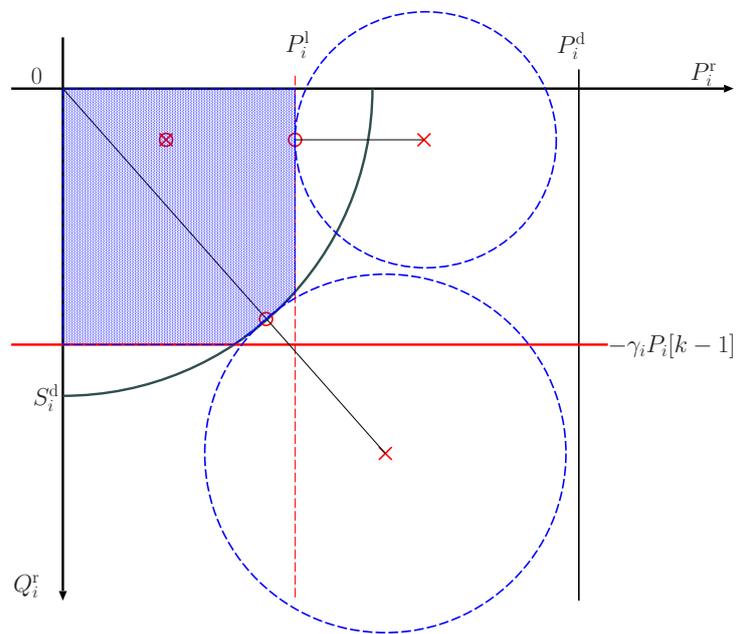


Fig. 3.33 : Optimization problem eq. (3.31).

### 3.4.3 無効電力分散制御による電圧変動抑制実験

本節では、3.2 節にて検討した無効電力分散制御による実機実験の結果を示す。なお PCS 内部で決定される有効電力出力目標値  $P_i^r$  は、PCS の制御回路の構成上、外部信号として取り出すことが難しかった。このため本節の実験では、 $P_i^r$  を観測可能な有効電力出力  $P_i$  に置き換えた最適化問題の解として無効電力目標値  $Q_i^r$  をサンプリング時刻ごとに決定している。PV 模擬電源および整流器は、PV パネルの発電量が約 350 kW の場合を模擬するよう設定した。

#### 実験例 1: 価格提示を採用した場合

本節では、実時間価格提示方策および分散最適化による電圧変動抑制の様子を確認する。重み係数  $w_i = 1, i = 1, \dots, n$ , 皮相電力容量  $S_i^1 = 600 \text{ kVA}, i = 1, \dots, n$  力率制限値  $\cos(\theta_i^1) = 0.10, i = 1, \dots, 10$  とすべての PCS で共通にしている。このときの閉ループ系 Fig. 3.4 の実験結果を Fig. 3.34 に示す。

Fig. 3.34(c) より、連系点の電圧変動が抑制されていることが確認できる。また Figs. 3.34(d), 3.34(e) より、PCS の無効電力出力  $Q_i, i = 1, \dots, n$  が一致しており、制御目的 2 が達成されていることが確認できる。

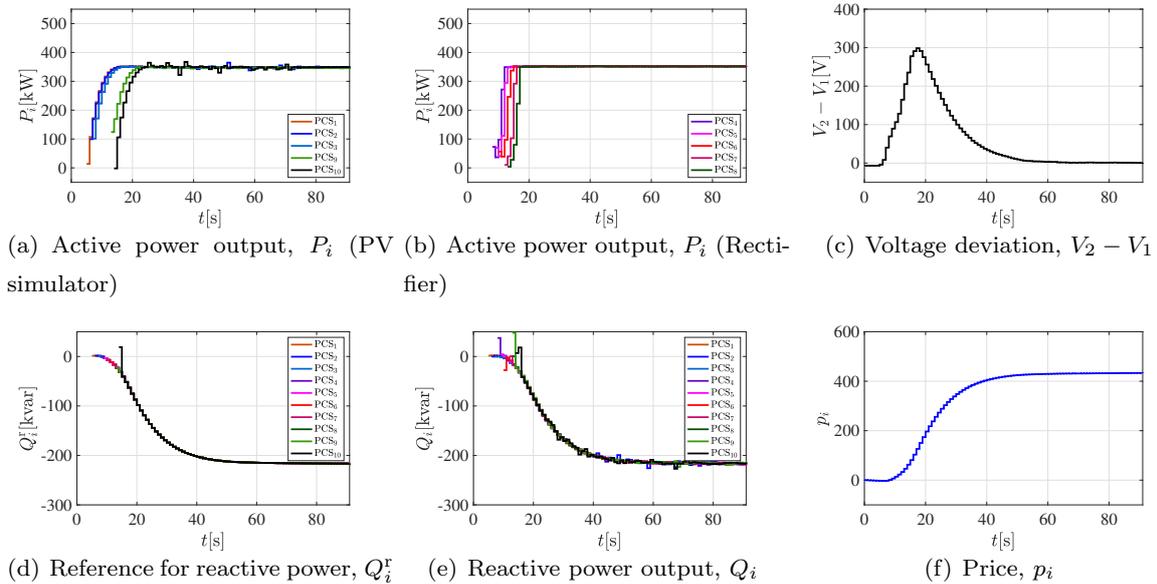


Fig. 3.34 : Experimental result of the voltage regulation system by reactive power control.

#### 実験例 2: 異なる皮相電力容量の PCS が存在した場合

大規模 PV システムでは、皮相電力容量  $S_i^1$  の異なる PCS が混在することも珍しくない。そこでここでは、PCS<sub>5</sub> および PCS<sub>6</sub> の皮相電力容量を  $S_5^1 = S_6^1 = 380 \text{ kVA}$ , そのほかの 8 台については  $S_i^1 = 600 \text{ kVA}$  とした。なお、力率制限値については  $\cos(\theta_i^1) = 0.10, i = 1, \dots, 10$  と共通にしている。実験結果を Fig. 3.35 に示す。

Fig. 3.35(c) より、連系点の電圧変動が抑制されていることが確認できる。また Figs. 3.35(d),

3.35(e) より,  $t = 30$  s 付近において, 皮相電力容量の小さい PCS<sub>4</sub>, PCS<sub>5</sub> が出力制限に到達していること, その他の PCS がより多くの無効電力を注入し, 協調的に電圧変動の抑制を実現していることも確認できる. さらに定常状態において  $Q_4$ ,  $Q_5$  とその他 8 台の PCS からの無効電力出力がそれぞれ一致しており, 負荷分担の均等化も実現されている. これにより, 実時間価格提示方策と分散最適化にもとづく運用により, 制御目的 1, 2, 3 の達成が可能であることがわかる.

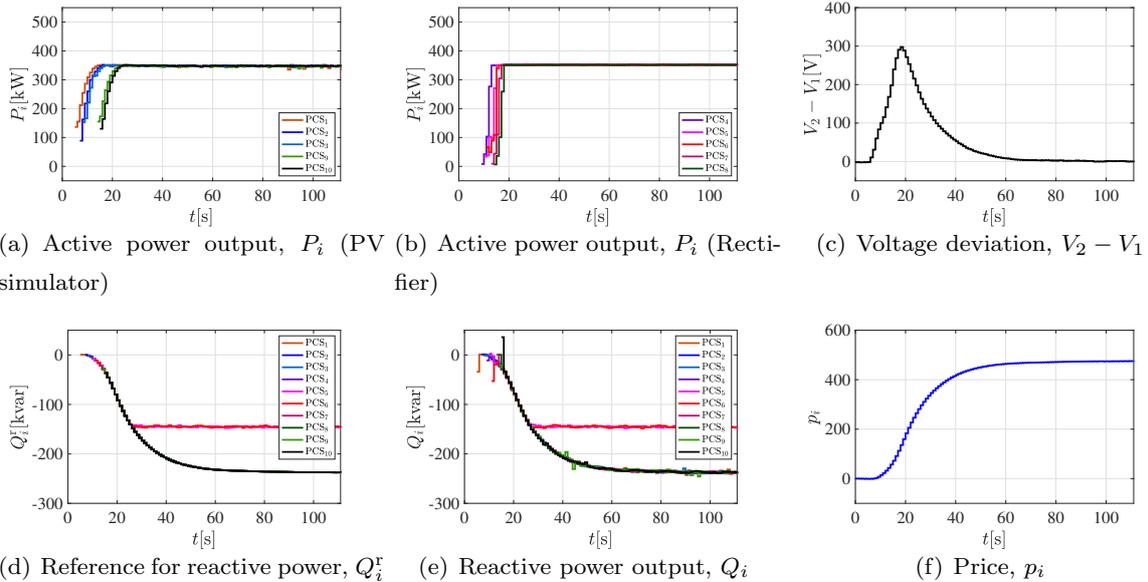


Fig. 3.35 : Experimental result of the voltage regulation system where PCS<sub>5</sub> and PCS<sub>6</sub> have a smaller capacity compared to the others.

### 実験例 3: 運転中に重み係数を変更した PCS が存在した場合

PCS は, 発熱などの影響により, 無効電力出力を抑制しなければならない場合がある. ここでは, PCS<sub>5</sub> および PCS<sub>6</sub> に無効電力の出力抑制が必要になったと想定し,  $t = 70$  s 付近において, 重み係数を  $w_4 = w_5 = 1.0 \rightarrow 2.0$  と変更したとする. これは PCS<sub>5</sub>, PCS<sub>6</sub> の無効電力出力を他の PCS と比較し半分にするに対応している. またすべての PCS の皮相電力容量は  $S_i^1 = 600$  kVA,  $i = 1, \dots, 10$  と共通にし, 力率制限値についても  $\cos(\theta_i^1) = 0.10$ ,  $i = 1, \dots, 10$  と共通とした. 実験結果を Fig. 3.36 に示す.

Fig. 3.36(c) より, 連系点における電圧変動が抑制されていることが確認できる. また Figs. 3.36(d), 3.36(e) から,  $t = 70$  s 付近での  $w_5$ ,  $w_6$  の変更により, 発熱により高出力運転が困難になった PCS<sub>5</sub>, PCS<sub>6</sub> が無効電力出力を抑えていること, これに伴い他の PCS が無効電力出力を大きくし, 連系点電圧変動の抑制を実現している様子が確認できる. これにより, 実時間価格提示方策と分散最適化にもとづく運用は, 個別の PCS の不具合にも対応可能であり, 制御目的 1, 2, 3 の達成できることがわかる.

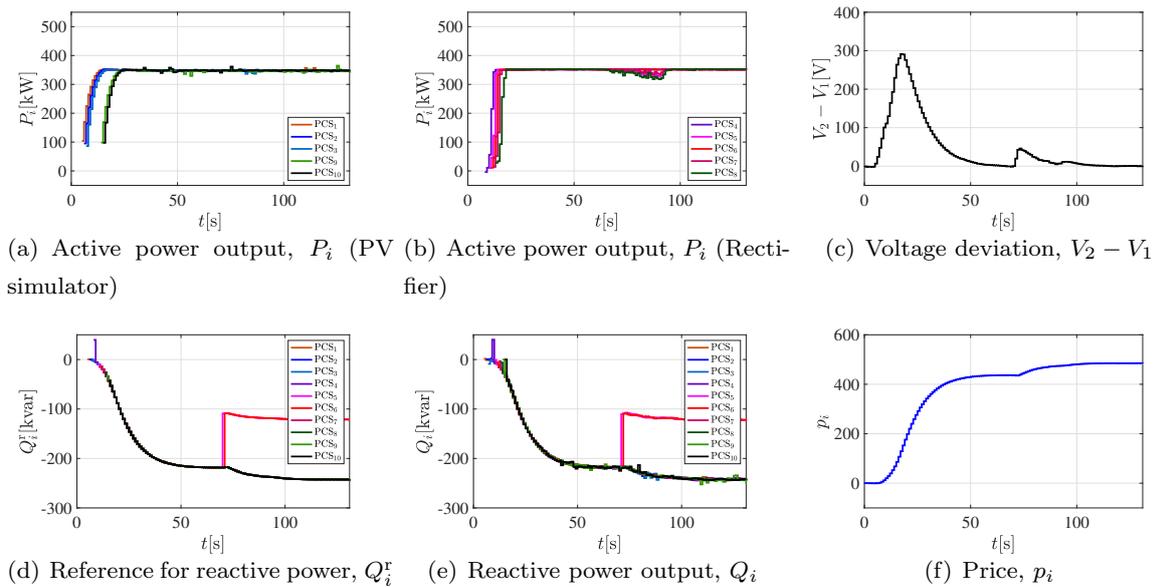


Fig. 3.36 : Experimental result of the voltage regulation system in which PCS<sub>5</sub> and PCS<sub>6</sub> adjust their weighting coefficients  $w_5$  and  $w_6$ , respectively.

#### 実験例 4: 異なる力率制限値の PCS が存在した場合

力率制限値により無効電力出力が制限される例を示す. ここでは, PCS<sub>5</sub> および PCS<sub>6</sub> の力率制限値を  $\cos(\theta_5^1) = \cos(\theta_6^1) = 0.90$ , その他の 8 台は  $\cos(\theta_i^1) = 0.10$ ,  $i = 1, \dots, 10$  とした. 皮相電力容量は  $S_i^1 = 600$  kVA,  $i = 1, \dots, 10$  と共通にしている. 実験結果を Fig. 3.37 に示す.

Fig. 3.37(c) より, 連系点における電圧変動が抑制されていることが確認できる. また Figs. 3.37(d), 3.37(e) から,  $t = 30$  s 付近において, 力率の大きい PCS<sub>5</sub>, PCS<sub>6</sub> が出力制限に到達していること, その他の PCS がより多くの無効電力を出力し, 協調的に電圧変動の抑制を実現していることも確認できる. さらに定常状態において  $Q_5$ ,  $Q_6$  とその他 8 台の PCS からの無効電力出力がそれぞれ一致しており, 負荷分担の均等化も実現されている. これにより, 実時間価格提示方策と分散最適化にもとづく運用により, 制御目的 1, 2, 3 の達成が可能であることがわかる.

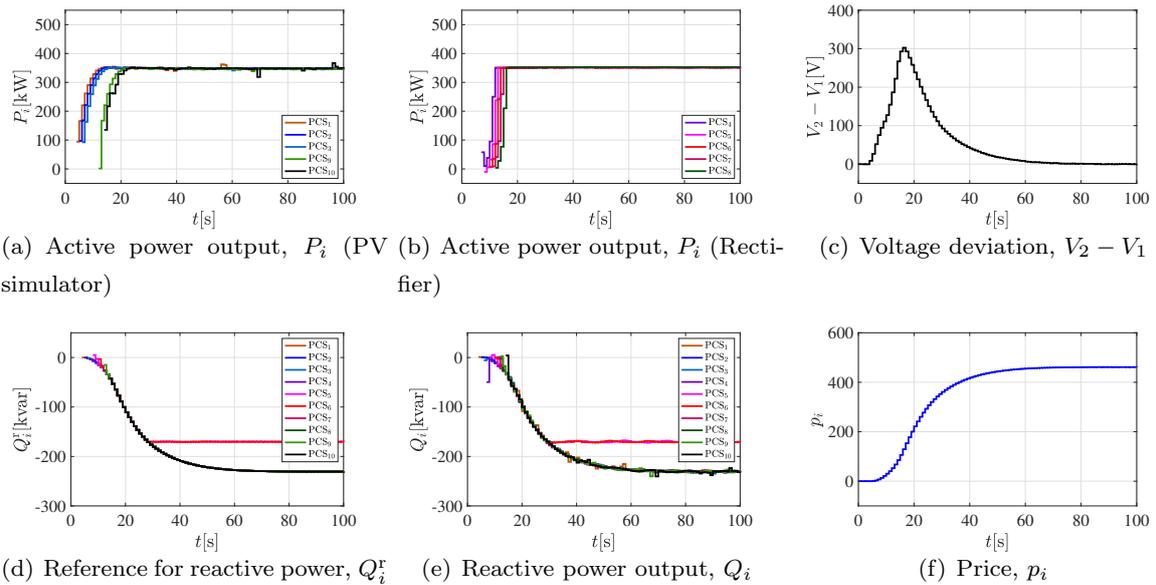


Fig. 3.37 : Experimental result of the voltage regulation system where PCS<sub>5</sub> and PCS<sub>6</sub> have a tighter power factor constraint compared to the others.

#### 実験例 5: 運転中に力率制限値を変更した PCS が存在する場合

PCS は、発熱などの影響により、無効電力出力を抑制しなければならない場合がある。ここでは、PCS<sub>5</sub> および PCS<sub>6</sub> に無効電力の出力抑制が必要になったと想定し、 $t = 70$  s 付近において、力率制限値を  $\cos(\theta_5^1) = \cos(\theta_6^1) = 0.10 \rightarrow 0.90$  と変更したとする。その他の PCS の力率制限値は  $\cos(\theta_i^1) = 0.10$  とした。またすべての PCS の皮相電力容量は  $S_i^1 = 600$  kVA,  $i = 1, \dots, 10$  と共通にした。実験結果を Fig. 3.38 に示す。

Fig. 3.38(c) より、連系点の電圧変動が抑制されていることが確認できる。また Figs. 3.38(d), 3.38(e) から、 $t = 80$  s での力率制限値  $\cos(\theta_5^1)$ ,  $\cos(\theta_6^1)$  の変更により、発熱により高出力運転が困難となった PCS<sub>5</sub>, PCS<sub>6</sub> が無効電力出力を抑えていること、これに伴い他の PCS が無効電力出力を大きくし、連系点電圧変動の抑制を実現している様子が確認できる。このように力率制限値  $\cos(\theta_i^1)$  を変更することによっても、個別の PCS の不具合に対応が可能であり、制御目的 1, 2, 3 の達成できることがわかる。

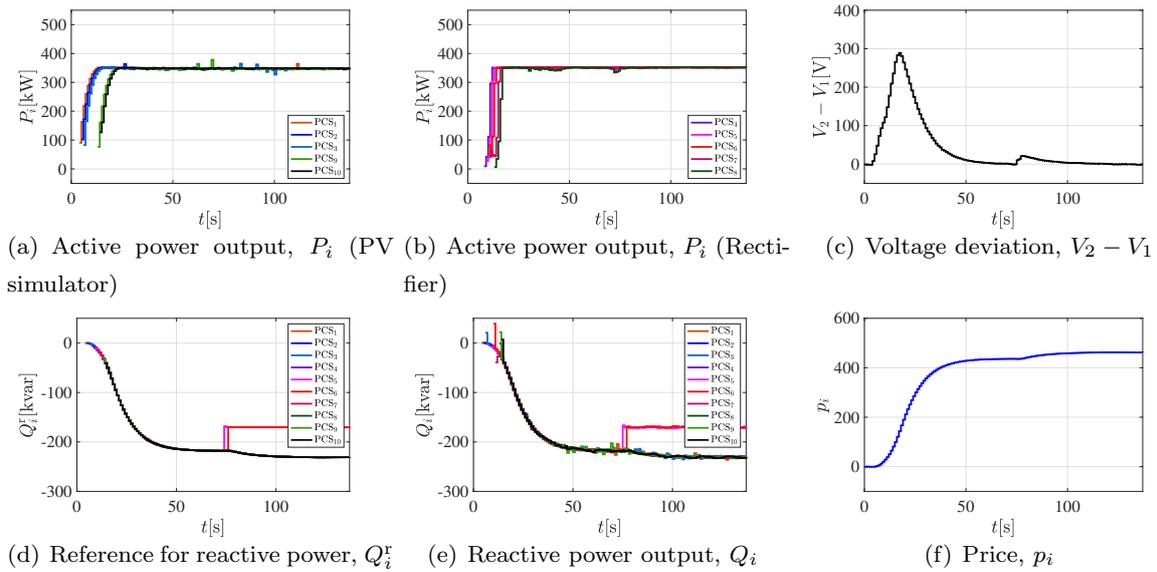


Fig. 3.38 : Experimental result of the voltage regulation system in which PCS<sub>5</sub> and PCS<sub>6</sub> adjust their limit of power factors  $\cos(\theta_6^l)$  and  $\cos(\theta_6^l)$ , respectively.

### 3.4.4 有効・無効電力分散制御による電圧変動抑制実験

本節では、節にて検討した有効・無効電力分散制御による実機実験の結果を示す。なお PV パネルの発電量が  $P_i^c = 510$  kW の場合を模擬するように PV 模擬電源と整流器の設定をおこなった。

#### 実験例 1: 価格提示方策を採用する場合

設計変数  $S_i^d = 560$  kVA ( $= S_i^l$ ),  $i = 1, \dots, 10$  設計変数  $P_i^d = 2 \times P_i^l = 1000$  kW,  $i = 1, \dots, 10$  力率制限値  $\cos(\theta_i^l) = 0.10$ ,  $i = 1, \dots, 10$  とすべての PCS で共通にしている。閉ループ系 Fig. 3.15 の実験結果を Fig. 3.39 に示す。

Figs. 3.39(a), 3.39(b) に有効電力目標値  $P_i^r$ , 有効電力出力  $P_i$  をそれぞれ示す。Fig. 3.39(c) に連系点における電圧変動を示す。Fig. 3.39(d) に各 PCS の分散最適化により決定される無効電力目標値  $Q_i^r$ , Fig. 3.39(e) に目標値に追従する無効電力出力  $Q_i$  をそれぞれ示す。Fig. 3.39(g) に PCS<sub>1</sub> の電力円線図を示す。円は皮相電力容量, 破線は定格容量, 斜線は力率制約, × は電力目標値および○は電力出力をそれぞれ示している。青色で示した部分が、解の許容領域を表している。

Fig. 3.39(c) より、連系点の電圧変動が抑制されていることが確認できる。Figs. 3.39(g) より、電力出力目標値および出力が制約条件を満足していることが確認できる。

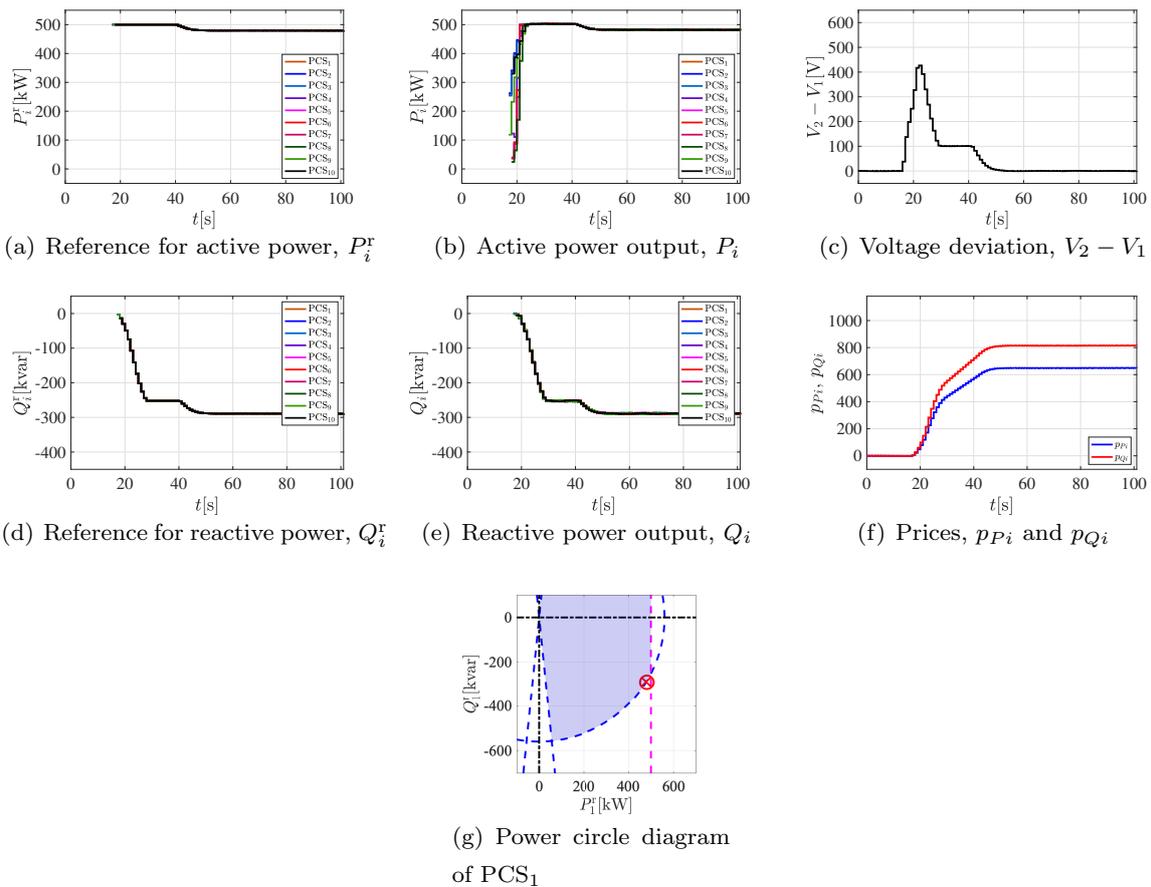


Fig. 3.39 : Experimental result of the voltage regulation system by active and reactive power control.

### 実験例 2: 異なる皮相電力容量をもつ PCS が存在した場合

大規模 PV システムでは、皮相電力容量  $S_i^l$  の異なる PCS が混在することも珍しくない。ここでは、 $PCS_5$  および  $PCS_6$  の皮相電力容量を  $S_5^l = S_6^l = 520 \text{ kVA} (= S_5^d = S_6^d)$ 、そのほかの 8 台については  $S_i^l = S_i^d = 560 \text{ kVA}$  とした。なお、設計変数  $P_i^d = 1000 \text{ kW}$ ,  $i = 1, \dots, 10$ 、力率制限値  $\cos(\theta_i^l) = 0.10$ ,  $i = 1, \dots, 10$  と共通にしている。閉ループ系 Fig. 3.15 の応答を Fig. 3.40 に示す。

Figs. 3.40(a), 3.40(b) に有効電力出力目標値  $P_i^r$ 、有効電力出力  $P_i$  をそれぞれ示す。Fig. 3.40(c) に連系点における電圧変動を示す。Fig. 3.40(d) に各 PCS の分散最適化により決定される無効電力出力目標値  $Q_i^r$ 、Fig. 3.40(e) に目標値に追従する無効電力出力  $Q_i$  をそれぞれ示す。Figs. 3.40(g), 3.40(h),  $PCS_1$  および  $PCS_5$  の電力円線図をそれぞれ示す。

Fig. 3.40(c) より、連系点の電圧変動が抑制されていることが確認できる。また Figs. 3.40(a), 3.40(b) より、有効電力出力は、皮相電力容量の小さい  $PCS_5$ ,  $PCS_6$  では  $t = 30 \text{ s}$  から抑制され、その他の PCS では  $t = 40 \text{ s}$  から抑制されていることが確認できる。さらに  $PCS_5$ ,  $PCS_6$  の抑制量は他の PCS と比較し多くなっている (有効電力出力が少なくなっている) ことも確認できる。Figs. 3.40(d), 3.40(e) より、皮相電力容量の小さい  $PCS_5$ ,  $PCS_6$  の無効電力出力は他の PCS と比

較し少ないことが確認できる. このように皮相電力容量  $S_i^d$  の異なる PCS が混在する場合において, 各 PCS が出力可能な電力出力目標値を決定, 出力することにより協調的に電圧変動の抑制を実現している. さらに定常状態において PCS<sub>5</sub>, PCS<sub>6</sub> の電力出力とその他 8 台の PCS からの電力出力がそれぞれ一致しており, 負荷分担の均等化も実現されている. これにより, 実時間価格提示方策と分散最適化にもとづく運用により, 制御目的 1, 2, 3, 4 の達成が可能であることがわかる.

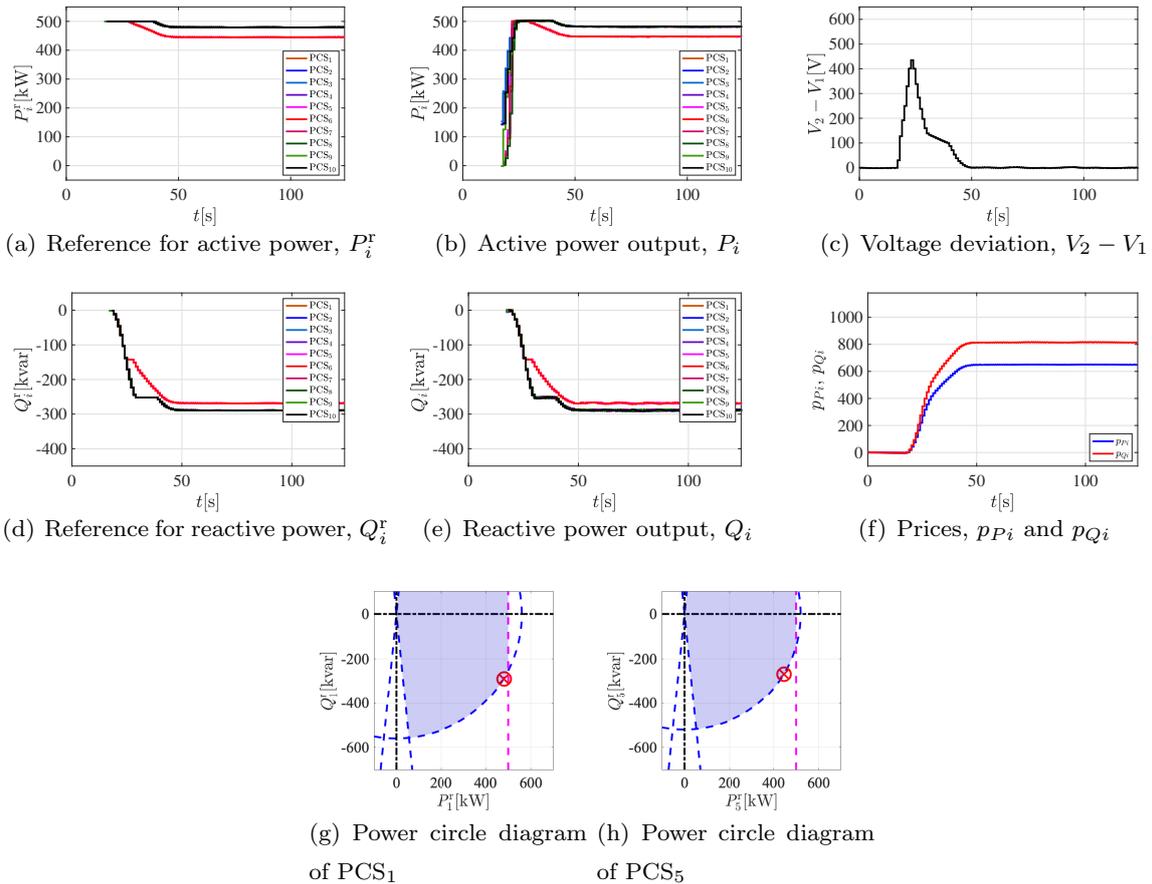


Fig. 3.40 : Experimental result of the voltage regulation system where PCS<sub>5</sub> and PCS<sub>6</sub> have a smaller capacity compared to the others.

### 実験例 3: 運転中に設計変数 $S_i^d$ を変更した PCS が存在した場合

PCS は, 発熱などの影響により, 電力出力を抑制しなければならない場合がある. ここでは, PCS<sub>5</sub> および PCS<sub>6</sub> に電力出力の抑制が必要になったと想定し,  $t = 80$  s 付近において, 設計変数  $S_i^d$  を  $S_5^d = S_6^d = 560 \rightarrow 280$  kVA と変更したとする. そのほかの PCS では設計変数  $S_i^d = 560$  kVA,  $i = 1, \dots, 10$  としている. なお, 設計変数  $P_i^d = 1000$  kW,  $i = 1, \dots, 10$ , 力率制限値  $\cos(\theta_i^l) = 0.10$ ,  $i = 1, \dots, 10$  と共通とした. 実験結果を Fig. 3.41 に示す.

Fig. 3.41(g) に PCS<sub>1</sub> の電力円線図, Fig. 3.41(h) に PCS<sub>5</sub> の電力円線図をそれぞれ示す. なお, 赤色は  $t = 70$  s, 緑色は  $t = 100$  s の状態をそれぞれ表している. 緑色で示した領域は  $t = 100$  s における許容領域を表している.

Fig. 3.41(c) より, 連系点における電圧変動が抑制されていることが確認できる. また  $t = 80$  s 付近での  $S_5^d, S_6^d$  の変更により, PCS<sub>5</sub>, PCS<sub>6</sub> の電力出力が減少したことが確認できる. これに伴い, その他の PCS が電力出力を調整し, 連系点電圧変動の抑制を実現している様子が確認できる. これにより, 実時間価格提示方策と分散最適化にもとづく運用は, 個別の PCS の不具合にも対応可能であり, 制御目的 1, 2, 3, 4 の達成が可能であることがわかる.

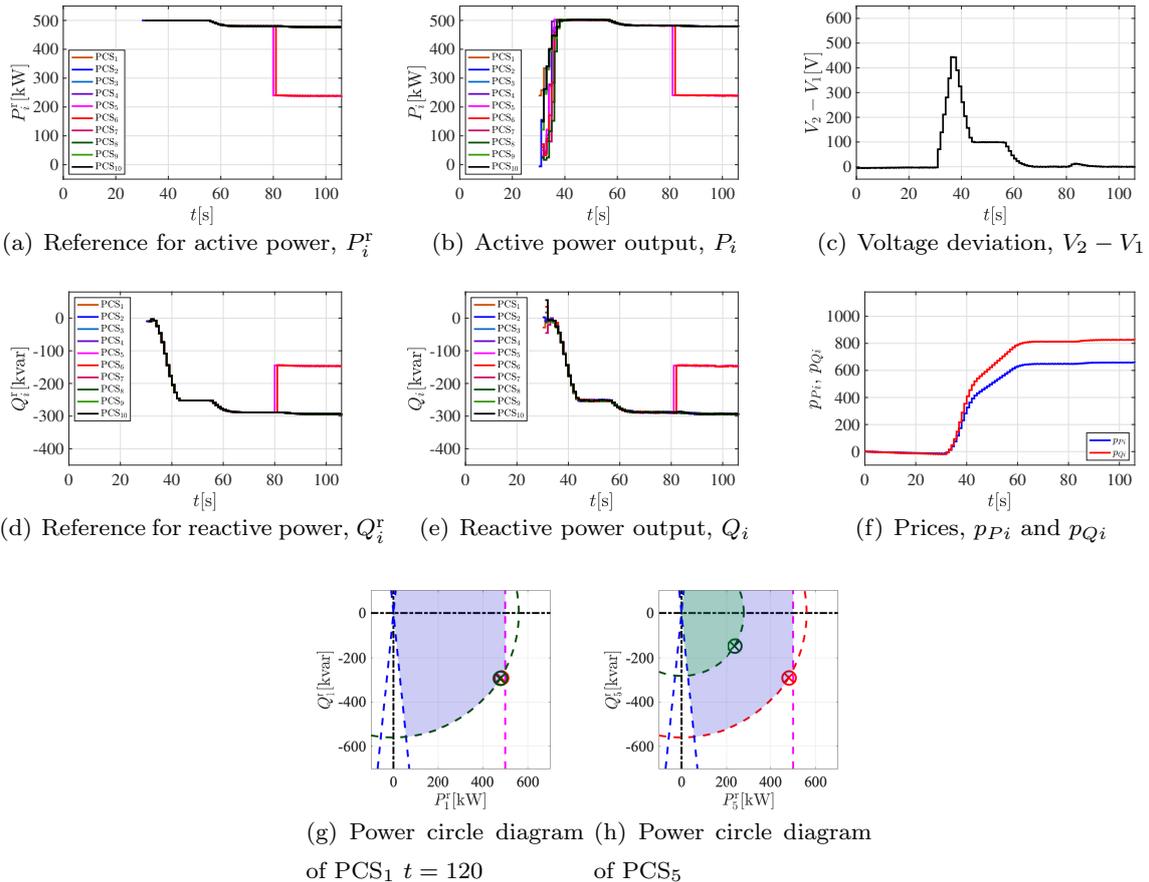


Fig. 3.41 : Experimental result of the voltage regulation system in which PCS<sub>5</sub> and PCS<sub>6</sub> adjust their  $S_i^d$  during the operation due to over-heating.

#### 実験例 4: 異なる力率制限値の PCS が存在する場合

力率制限値により出力が制限される例を示す. ここでは, PCS<sub>5</sub> および PCS<sub>6</sub> の力率制限値を  $\cos(\theta_5^l) = \cos(\theta_6^l) = 0.90$ , その他の 8 台は  $\cos(\theta_i^l) = 0.10, i = 1, \dots, 10$  とした. 設計変数  $S_i^d = 560$  kVA,  $i = 1, \dots, 10$ , 設計変数  $P_i^d = 1000$  kW,  $i = 1, \dots, 10$ , と共通にしている. 実験結果を Fig. 3.42 に示す.

Fig. 3.42(c) より, 連系点における電圧変動が抑制されていることが確認できる. また Figs. 3.42(d), 3.42(d) から,  $t = 30$  s 付近において, 力率の大きい PCS<sub>5</sub>, PCS<sub>6</sub> が出力制限に到達していること, その他の PCS がより多くの無効電力を出力し, 協調的に電圧変動の抑制を実現していることも確認できる. さらに定常状態において  $Q_5, Q_6$  とその他 8 台の PCS からの無効電力出力

がそれぞれ一致しており、負荷分担の均等化も実現されている。これにより、実時間価格提示方策と分散最適化にもとづく運用により、制御目的 1, 2, 3, 4 の達成が可能であることがわかる。

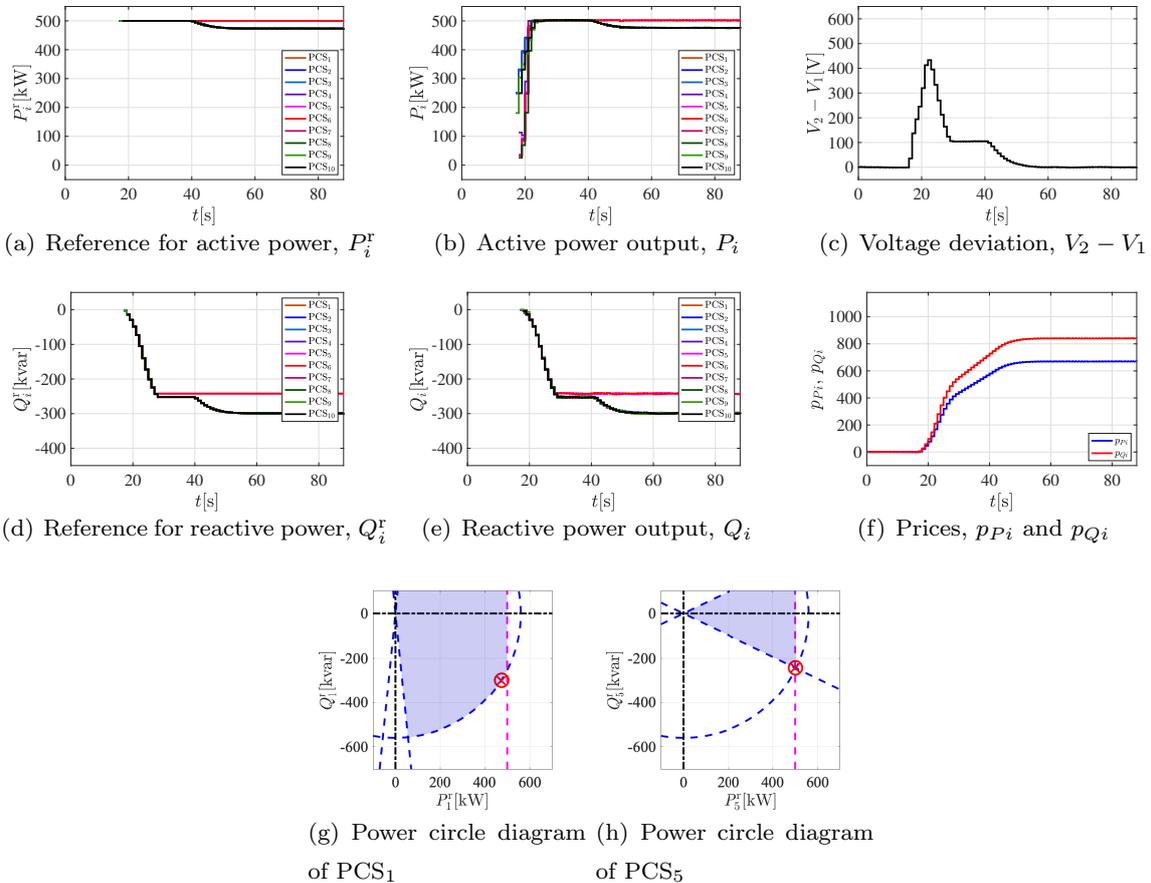


Fig. 3.42 : Experimental result of the voltage regulation system where  $PCS_5$  and  $PCS_6$  have a tighter power factor constraint compared to the others.

### 3.5 おわりに: 本章のまとめ

本章では、 $n$  台の Power Conditioning System で構成される大規模太陽光発電 (PV) システムを対象に、連系点における電圧変動抑制を目的とする分散型制御方策を検討した。3.2 節にて無効電力出力のみの制御方策を検討し、3.3 節にて有効電力出力および無効電力出力の両方を調整する制御方策の検討した。本章での提案方策では、運営管理者は各 PCS の運転状態を把握することなく、連系点の電圧変動を観測するのみで価格更新・提示が可能であることを示した。各 PCS は運営管理者から提示される価格、自身の運転状態および効用を反映した分散最適化問題を解くことにより、目標値を決定し動特性に従い電力を出力する。両制御方策の有効性は、MATLAB/SIMULINK を用いたシミュレーションおよび実機 PCS を用いた実験により検証した。機器の容量が異なる PCS が混在する場合、発熱により電力出力を減少させる PCS が存在する場合や接続・離脱のタイミングが異なる PCS が存在する場合など、様々な条件にて検証を行い、提案方策により各条件にも対応可能な制御方

策であることを確認した。また管理者が行う実時間価格提示の実装について、管理者から各 PCS へ価格を送信することにのみ通信が必要であるため、大規模な通信環境の構築は必要ない。各 PCS が解く最適化問題について、無効電力分散制御では無効電力の出力制限値のみを考慮した 1 変数 2 次計画問題 (制約条件を満たす 2 次関数の最小値を求める問題) であること、有効・無効電力分散制御では円形の制約条件および線形の制約条件を考慮した 2 変数 2 次計画問題であること、というような最適化問題の特徴を活かした簡易な求解アルゴリズムを考案し、実装した。最適化問題の求解部分は、四則演算と条件分岐文のみで記述できる簡単な C 言語プログラムであり、汎用の最適化問題ソルバを使用することなく、現行の PCS にも容易に実装可能である。

## 第 4 章

# 出力抑制指令への対応を可能とする分散型出力抑制制御

本章では、複数台の Power Conditioning System (PCS) により構成される大規模太陽光発電システムの出力抑制問題について述べ、出力抑制指令への対応が可能な PCS 群の分散制御方を提案する。まず、太陽光発電システムを対象とし問題設定について述べ、実時間価格提示を利用した分散最適化にもとづく有効電力分散制御方を検討し、数値実験から分散制御方の有効性を検証する。次に、蓄電池を併設した太陽光発電システムを対象とし、同様に有効電力分散制御方を検討、数値実験から有効性を検証する。最後に分散制御方の有効性を実機 PCS を使用した実験から検証する。

### 4.1 はじめに：出力抑制指令への対応問題

固定価格買取制度を背景に太陽光発電システムの導入量が増加したため、設備認定量（太陽光発電所として認定された設備の合計容量）が、各電力会社により算出された接続可能量算定値を超過した [49]。そして、供給過多を防ぐ観点から、出力抑制指令に対応可能な PCS を用いて連系することが、法律で義務付けられた [5, 6]。Table 4.1 に各電力会社が算定した接続可能量を示す。

Table 4.1 : Comparison of PV installation capacity with connectable capacity

Area	Allowable capacity	Connected capacity	Connected capacity + Applied capacity	Qualified capacity
Hokkaido	1.17 GW	0.75 GW	2.03 GW	2.88 GW
Tohoku	5.52 GW	1.82 GW	7.53 GW	14.78 GW
Hokuriku	1.10 GW	0.44 GW	0.85 GW	1.20 GW
Chugoku	5.58 GW	2.11 GW	5.11 GW	6.31 GW
Shikoku	2.57 GW	1.48 GW	2.51 GW	2.82 GW
Kyushu	8.17 GW	5.28 GW	14.81 GW	18.18 GW
Okinawa	0.495 GW	0.24 GW	0.37 GW	0.58 GW

ここでは、複数台の Power Conditioning System (PCS) により構成される大規模太陽光発電システムを対象とする。4.2 節では、PV パネルのみで構成される太陽光発電所を対象とし、4.3 節では、蓄電池併設型の太陽光発電所を対象とする。そして、太陽光発電システムの連系点における有効電力出力が、電力会社から指令される出力抑制指令値に一致させることを目的とし、実時間価格提示を利用した分散最適化による、有効電力分散制御方策を検討する。

## 4.2 大規模太陽光発電システムにおける出力抑制

本節では太陽光発電パネルが接続された PCS のみに構成される発電所を対象とし、分散制御方策の検討と数値実験による有効性検証を行う。本節では、まず PV システムの運用における制御目的を挙げ、次に各 PCS が解く分散最適化問題と運営管理者がおこなう実時間価格提示方策について検討する。最後に提案手法により電圧変動抑制が達成可能なことを数値実験から示す。なお、本節でも PV パネルに日射量計が装備されていない場合を想定している。

$n$  台の Power Conditioning System  $PCS_i, i = 1, \dots, n$  を有する太陽光発電 (PV) システムを考える。PV システムの構成図を Fig. 4.1 に示す。

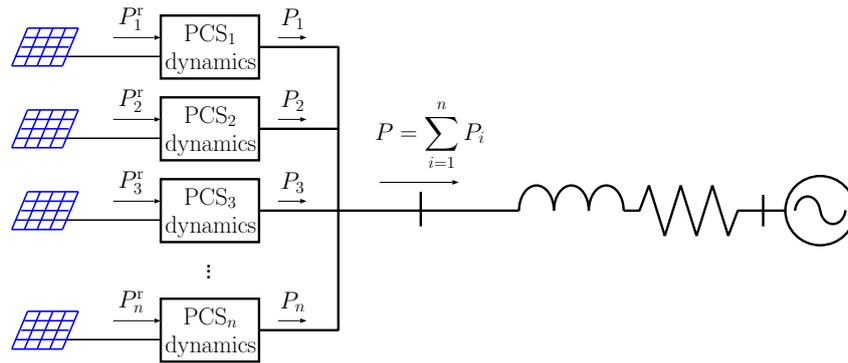


Fig. 4.1 : Configurations of PV generation plant.

$P_i^r, i = 1, \dots, n$  は、PCS に対する有効電力出力目標値であり、 $P_i, i = 1, \dots, n$  は PCS の動特性に従って目標値に追従する出力である。連系点では

$$P = \sum_{i=1}^n P_i \quad (4.1)$$

の有効電力が流れる。本節の課題は、連系点における有効電力出力  $P$  を電力会社から送信される出力抑制指令値  $P^I > 0$  に一致させるため、各 PCS の有効電力出力目標値  $P_i^r$  の分散的な決定法を検討することである。

### 4.2.1 PCS による目標値決定と運営管理者による実時間価格提示

本節では、Fig. 4.1 に示した PV システムの運用において、有効電力出力目標値  $P_i^r$  の決定法を検討するにあたり、次の制御目的を設定する。

1. 各 PCS が分散的に有効電力出力目標値  $P_i^r$  を決定する.
2. 連系点における有効電力出力  $P$  を電力会社から送信される出力抑制指令値  $P^l$  に一致させる.

制御目的 1 は, 有効電力出力目標値の決定を分散制御により実現するために設定する. 大規模な集中最適化問題による定式化をおこない, 解くことによって各 PCS の有効電力出力目標値を決定することは可能である. しかしながら, 集中最適化問題にもとづいた運用を行う場合, 運営管理者はすべての PCS の詳細な運転状態を知る必要がある. 運転状態は PCS ごとに異なり, 発熱などにより時々刻々と変化する. また運転状態によっては, 新規に接続する PCS や離脱する PCS が発生する場合がある. その際には最適化問題を再構築する必要もある. そのため, 集中最適化問題にもとづく運用のために, 多数の PCS と常に双方向で通信する必要や, 目標値決定のため多変数最適化問題の計算を行う必要があり, 処理コストが大きくなる. このように集中最適化問題にもとづいた運用は, 処理コストが大きくなることや, 運転中に PCS の接続台数が変化するような plug-and-play 型の運用には不向きであることから, 分散制御による運用の実現は重要である.

出力抑制指令に対応可能な PCS の使用が法律で義務付けられており, 制御目的 2 は PV システムが電力系統へ連系するために必要な条件である [5].

#### 集中最適化問題による定式化とその問題点

PV システムの運営管理者, PV システム全体において制御目的 1, 2 を達成する運用の実現のために, 以下の大規模な最適化問題 (集中最適化問題) の解を実現したいとする. この集中最適化問題は制御目的の達成を検討するために用いており, 直接の求解は行わないことに注意する.

$$\min_{P_i^r, i=1, \dots, n} \sum_{i=1}^n w_i (P_i^r - P_i^l)^2 \quad (4.2a)$$

$$\text{subject to } 0 \leq P_i^r \leq P_i^l \quad i = 1, \dots, n \quad (4.2b)$$

$$\sum_{i=1}^n P_i^r - P^l = 0 \quad (4.2c)$$

ここで決定変数は,  $P_i^r, i = 1, \dots, n$  である.  $P_i^l$  は各 PCS の定格容量 (有効電力出力制限値) をあらわす. (4.2a) 式は有効電力出力抑制量の最小化をあらわしている. 重み係数  $w_i, i = 1, \dots, n$  は, 各 PCS が自身の定格容量に応じて決定する. また等式制約 (4.2c) 式は, 制御目的 2 の達成を表している. (4.2) 式の最適解を  $(P_i^r)^*$  で表す.

運営管理者が (4.2) 式を解き, その最適解  $(P_i^r)^*$  を各 PCS へ通知するような中央集中型の情報処理にもとづく運用も考えられるが, 処理コストが大きくなる. さらに, 機器故障により離脱する PCS や新たに接続される PCS も存在するため, 最適化問題をその都度構築する必要があり, PCS の運転台数が変化するような plug-and-play 型の運用に適さない.

### 分散最適化問題

(4.2) 式を単純に分散化した最適化問題

$$\min_{P_i^r} w_i(P_i^r - P_i^l)^2 \quad (4.3a)$$

$$\text{subject to } 0 \leq P_i^r \leq P_i^l \quad (4.3b)$$

を考える. (4.3) 式の最適解を  $(P_i^r)^\#$  で表す. (4.3) 式は分散最適化であり, これにもとづき各 PCS は有効電力出力目標値を分散的に決定できるため, 制御目的 1 を達成する. しかしながら, 各 PCS は他の PCS の決定を知ることができないため, 等式制約 (4.2c) 式の成立を考慮することはできない. したがって, 各 PCS が決定する  $(P_i^r)^\#, i = 1, \dots, n$  は (4.2) 式を満足しないため, 制御目的 2 を満足するような運用は期待できない.

そこで運営管理者が, 各 PCS へ単位有効電力出力抑制量 [kW] (電力量 [kWh] ではない) に対する仮想的な価格  $p_i$  を提示し, PCS の分散意思決定を集中最適化問題 (4.2) 式の最適解  $(P_i^r)^*$  へと誘導することを考える. このとき各 PCS は価格  $p_i$  を含む 1 次項を追加した分散最適化問題

$$\min_{P_i^r} w_i(P_i^r - P_i^l)^2 + p_i(P_i^r - P_i^l) \quad (4.4a)$$

$$\text{subject to } 0 \leq P_i^r \leq P_i^l \quad (4.4b)$$

の解として自身の有効電力出力目標値を決定する. (4.4) 式の最適解を  $(P_i^r)^b(p_i)$  で表す.  $(P_i^r)^b(p_i)$  を集中最適化問題 (4.2) 式の最適解  $(P_i^r)^*$  へと誘導するために運営管理者は最適な価格を PCS へ提示する必要がある.

### 定常状態における最適価格

定常状態において,  $(P_i^r)^* = (P_i^r)^b(p_i)$  を達成する最適な価格は, 集中最適化問題 (4.2) 式および価格を含む分散最適化問題 (4.4) 式, それぞれの Karush-Kuhn-Tucker (KKT) 条件の比較から得ることができる.

集中最適化問題 (4.2) 式の KKT 条件は

$$2w_i(P_i^r - P_i^l) + \lambda - \mu_i^1 + \mu_i^2 = 0 \quad (4.5a)$$

$$-P_i^r \leq 0, \quad \mu_i^1(-P_i^r) = 0, \quad \mu_i^1 \geq 0 \quad (4.5b)$$

$$P_i^r - P_i^l \leq 0, \quad \mu_i^2(P_i^r - P_i^l) = 0, \quad \mu_i^2 \geq 0 \quad (4.5c)$$

$$i = 1, \dots, n$$

$$\sum_{i=1}^n P_i^r - P^l = 0 \quad (4.5d)$$

であり, 分散最適化問題 (4.4) 式の KKT 条件は

$$2w_i(P_i^r - P_i^l) + p_i - \mu_i^1 + \mu_i^2 = 0 \quad (4.6a)$$

$$-P_i^r \leq 0, \quad \mu_i^1(-P_i^r) = 0, \quad \mu_i^1 \geq 0 \quad (4.6b)$$

$$P_i^r - P_i^l \leq 0, \quad \mu_i^2(P_i^r - P_i^l) = 0, \quad \mu_i^2 \geq 0 \quad (4.6c)$$

である。よって、(4.5) 式, (4.6) 式の比較から、定常状態における最適価格は

$$p_i = \lambda \quad (4.7)$$

と求まる。

### 実時間価格提示方策

集中最適化問題 (4.2) 式の双対問題から、等式制約 (4.2c) 式に対する Lagrange 乗数  $\lambda$  を計算することはできる。しかしながら (4.2) 式の双対問題を解くことは、集中最適化問題 (4.2) 式を解くことと本質的に等価であるため、制御目的 1 を満たさない。ここでは双対問題を計算することなく、Lagrange 乗数  $\lambda$  を実時間で更新する方策を検討する。実時間での  $\lambda$  の更新則を得るために、集中最適化問題 (4.2) 式の双対問題

$$\max_{\lambda} \min_{\substack{P_i^r \\ h(P_i^r) \leq 0 \\ i=1, \dots, n}} \sum_{i=1}^n w_i (P_i^r - P^l)^2 + \lambda \left( \sum_{i=1}^n P_i^r - P^l \right) \quad (4.8)$$

を考える。不等式制約 (4.2b) 式を  $h(P_i^r) \leq 0$  とまとめて表記している。ここで各 PCS によって最適解  $(P_i^r)^b$  が決定されると仮定すると、(4.8) 式は  $\lambda$  に対する最大化問題

$$\max_{\lambda} \sum_{i=1}^n w_i \left( (P_i^r)^b - P^l \right)^2 + \lambda \left( \sum_{i=1}^n (P_i^r)^b - P^l \right) \quad (4.9)$$

と書き換えられる。さらにこの最大化問題に対して勾配法を適用するために  $\partial L / \partial \lambda$  を求めると (4.9) 式より、

$$\begin{aligned} L(\lambda) &= \sum_{i=1}^n w_i \left( (P_i^r)^b - P^l \right)^2 + \lambda \left( \sum_{i=1}^n (P_i^r)^b - P^l \right) \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} &= \sum_{i=1}^n (P_i^r)^b - P^l \end{aligned}$$

となる。以上より、最大化問題 (4.9) 式に対して勾配法を適用すると  $\lambda$  の更新則

$$\frac{d\lambda}{d\tau} = \epsilon \frac{\partial L}{\partial \lambda} = \epsilon \left( \sum_{i=1}^n (P_i^r)^b - P^l \right), \quad \epsilon > 0 \quad (4.10)$$

が得られる。ここで  $\epsilon > 0$  は運営管理者が定める設計変数である。また (4.10) 式においては、時間変数は実時間  $t$  と必ずしも一致している必要はないため変数  $\tau$  としている。

各 PCS は分散最適化により有効電力出力目標値を決定し、自身の動特性に従い  $P_i$  を出力する。(4.10) 式の目標値  $(P_i^r)^b$  を実際の出力  $P_i(t)$  に置き換え、出力抑制指令値も逐次受信してるとすると、実時間での  $\lambda$  の更新則

$$\frac{d\lambda}{dt} = \epsilon \left( \sum_{i=1}^n P_i(t) - P^l(t) \right), \quad \epsilon > 0 \quad (4.11)$$

が得られる. さらに本節では, 連系点における有効電力出力は  $P(t) = \sum_{i=1}^n P_i(t)$  であるため, 運営管理者は各 PCS の有効電力出力を観測するのではなく, 連系点における有効電力出力  $P(t)$  のみを観測する. また, 電力会社からの出力抑制指令がない時間帯を  $P^I = -1$  とする. よって, 運営管理者は (4.11) 式に換えて

$$\begin{cases} \lambda(t) = 0 & \text{if } P^I = -1 \\ \dot{\lambda}(t) = \epsilon (P(t) - P^I(t)) & \text{else} \end{cases} \quad (4.12)$$

により,  $\lambda$  の更新を行う.

以上より, 運営管理者による実時間価格提示方策 (4.7) 式, (4.12) 式および各 PCS の分散最適化問題 (4.4) 式により構成される出力電力抑制のための閉ループ系を Fig. 4.2 に示す.

Fig. 4.2 も同様に, 制御目的の達成のために大規模な集中最適化問題の求解や価格を決定するための繰り返し計算などは必要ない. また運営管理者は, 連系点における電力出力  $P(t)$  を観測するのみで価格  $p_i$  の更新が可能である.

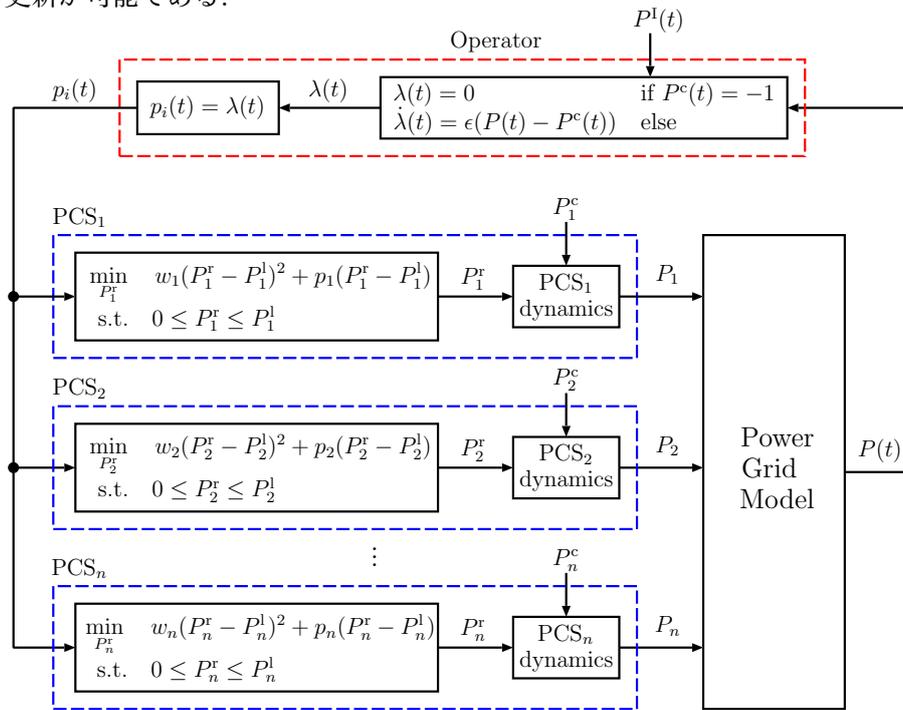


Fig. 4.2 : Closed-loop system for output power curtailment of PV generation plant using real-time pricing strategy and decentralized optimization.

### 4.2.2 数値実験

Fig. 4.2 の閉ループ系の運用により、連系点における有効電力出力が出力抑制指令値に追従なことを数値実験により検証する。本節では、総容量 2.5 MW の PV システムを想定する。各 PCS の定格容量を  $P_i^l = 500$  kW とした。PCS の台数は  $n = 5$  台である。

本節で考える PCS 内部のモデルは 3.3.2 節の数値実験で用いた Fig. 3.16 と同様である。ただし、本数値実験では無効電力の制御は行わないため、有効制御系 (Fig. 3.16 中の Active Power Control System) のみである。Fig. 3.16 のモデルでは有効電力を計算するにあたり連系点電圧が必要となる。連系点電圧のモデルは、(3.15) 式において  $Q = 0$  とした

$$V_2 = \sqrt{\left(2PR + V_1^2 + \sqrt{(2PR + V_1^2)^2 - 4P^2(R^2 + X^2)}\right) / 2} \quad (4.13)$$

とする。ここで  $P = \sum_{i=1}^n P_i$  である。配電線のパラメータは 3.2.2 節および 3.3.2 節と同様に Table 3.1 としている。

#### 実時間価格提示方策および分散最適化の実装

運営管理者による価格  $p_i$  の更新および各 PCS の分散最適化による有効電力出力目標値  $P_i^r$  の更新をサンプリング時間  $t_s = 1$  s の離散時間系として実装した。離散時間系における価格提示方策は (4.14) 式、分散最適化は (4.15) 式となる。また運営管理者の設計変数は、 $\epsilon = 0.05$  とした。

$$p_i[k] = \lambda[k] \quad (4.14a)$$

$$\begin{cases} \lambda[k] = 0 & \text{if } P^l = -1 \\ \lambda[k+1] = \lambda[k] + \epsilon t_s (P[k] - P^l[k]) & \text{else} \end{cases} \quad (4.14b)$$

$$\min_{P_i^r[k]} w_i (P_i^r[k] - P_i^l)^2 + p_i[k] (P_i^r[k] - P_i^l) \quad (4.15a)$$

$$\text{subject to } 0 \leq P_i^r[k] \leq P_i^l \quad (4.15b)$$

#### 数値例 1: 価格提示方策による出力電力抑制

ここでは、運営管理者による価格提示により、連系点における有効電力出力を出力抑制指令値に追従可能なことを確認する。PV パネルにおける発電量は  $0 \leq t < 10$  s において  $P_i^c = 0$  kW,  $t = 10$  s から発電を開始し、10 s ほどで 500 kW に収束するようなものを想定している。出力抑制指令値  $P^l$  は、 $t \geq 60$  s において  $P^l = 1500$  kW とした。各 PCS の重み係数はすべての PCS に共通に  $w_i = 1$  と設定している。このときの閉ループ系 Fig. 4.2 の応答を Fig. 4.3 に示す。

Fig. 4.3(a) に、日射量にしたがう発電量  $P_i^c$  を示す。Fig. 4.3(b) に、各 PCS の分散最適化問題 (4.4) 式により決定される有効電力出力目標値  $P_i^r$  を示す。また対応する有効電力出力  $P_i$  を Fig. 4.3(c) に示す。Fig. 4.3(d) に連系点における有効電力出力  $P$  を示す。赤色破線は出力抑制指令値  $P^l$  を表す。Fig. 4.3(e) に (4.12) 式により決定・提示される価格  $p_i$  を示す。

Fig. 4.3(d) に示す連系点における有効電力出力  $P$  と出力抑制指令値  $P^l$  との偏差に応じて、運営

管理者から Fig. 4.3(e) に示す価格が提示されることにより, 各 PCS が有効電力出力を抑制していることが Figs. 4.3(b), 4.3(c) から確認できる. 実時間価格提示方策を利用した電力調整により, 連系点における有効電力出力  $P$  を出力抑制指令値  $P^I$  に追従できていることが, Fig. 4.3(d) から確認できる. このように実時間価格提示 (4.12) 式および分散最適化問題 (4.4) 式による運用は, 制御目的 1, 2 の達成が可能であることが確認できる.

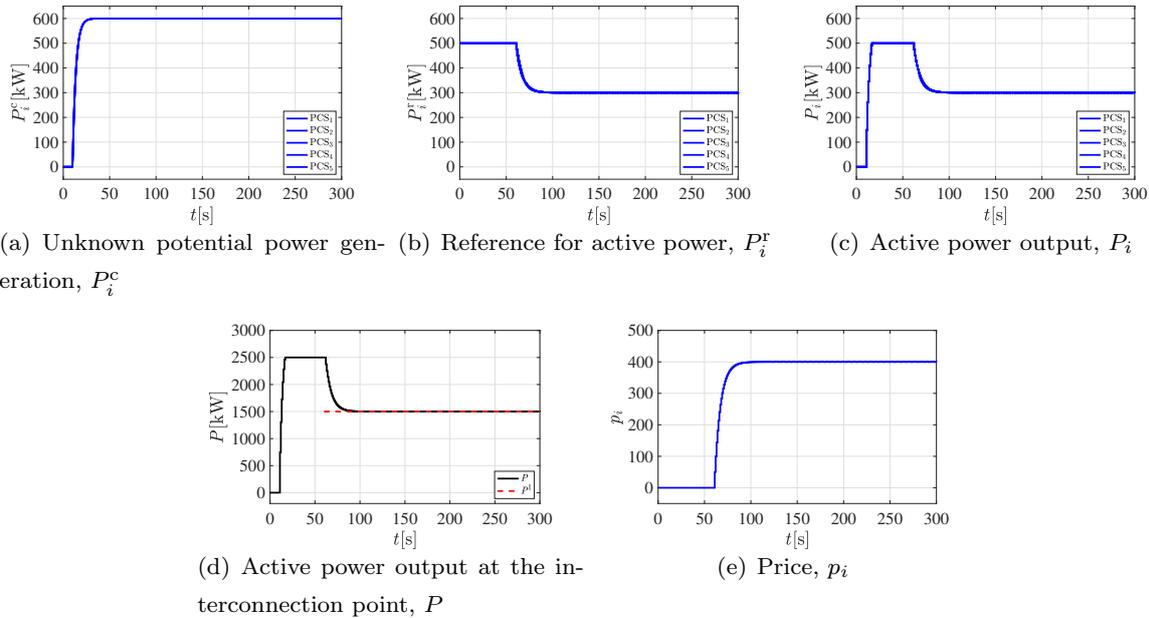


Fig. 4.3 : Time responses of the output power curtailment system for PV generation plant.

## 数値例 2: 重み係数の異なる PCS が混在している場合

ここでは,  $PCS_5$  の重み係数を  $w_5 = 2$  へと変更し, 出力抑制の応答を確認する. このときの閉ループ系 Fig. 4.2 の応答を Fig. 4.4 に示す.

価格提示方策を利用した電力調整により, 連系点における有効電力出力  $P$  を出力抑制指令値  $P^I$  に追従できていることが, Fig. 4.4(d) から確認できる. また本数値例では,  $PCS_5$  の抑制量が他の PCS と比較し少ないことが, Figs. 4.4(b), 4.4(c) から確認できる. このように重み係数を変更することによって, 抑制量を調整することが可能である.

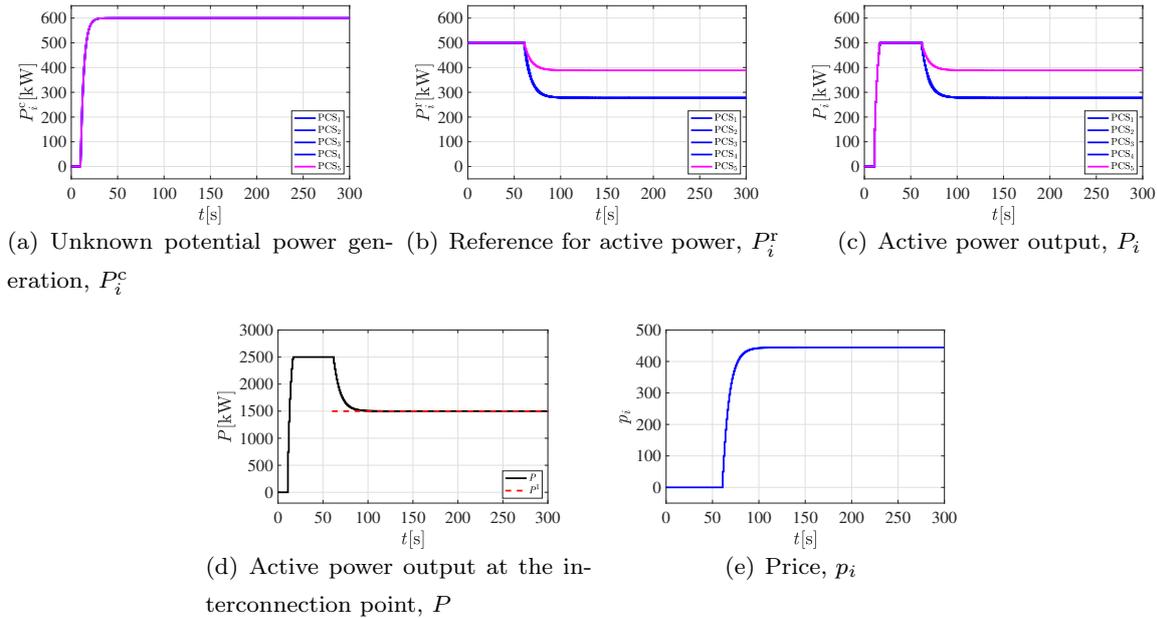


Fig. 4.4 : Time responses of the output power curtailment system where PCS<sub>5</sub> sets the weighting coefficient  $w_5 = 2$ .

### 数値例 3: 発電量の異なる PCS が混在している場合

ここでは、日射量の異なる PCS が存在する場合を想定し、検証する. 各 PCS に接続された PV パネルの発電量を, PCS<sub>1</sub> = 600 kW, PCS<sub>2</sub> = 500 kW, PCS<sub>3</sub> = 400 kW, PCS<sub>4</sub> = 300 kW, PCS<sub>5</sub> = 200 kW とした. 定格容量はすべての PCS で等しく PCS<sub>*i*</sub> = 500 kW,  $i = 1, \dots, 5$  としている. 重み係数もすべての PCS で等しく  $w_i = 1$ ,  $i = 1, \dots, 5$  とした. このときの閉ループ系 Fig. 4.2 の応答を Fig. 4.5 に示す.

本数値例では、発電量の大きい PCS<sub>1</sub> から出力抑制を行い、発電量の少ない PCS<sub>4</sub> および PCS<sub>5</sub> は出力抑制をしていないことが Figs. 4.5(b), 4.5(c) から確認できる. 価格提示方策を利用した電力調整により、連系点における有効電力出力  $P$  を出力抑制指令値  $P^I$  に追従できていることが, Fig. 4.5(d) から確認できる. このように発電量のことなる PCS が存在する場合でも、発電量の大きな PCS から出力抑制を行い、出力抑制指令値に追従することが可能である.

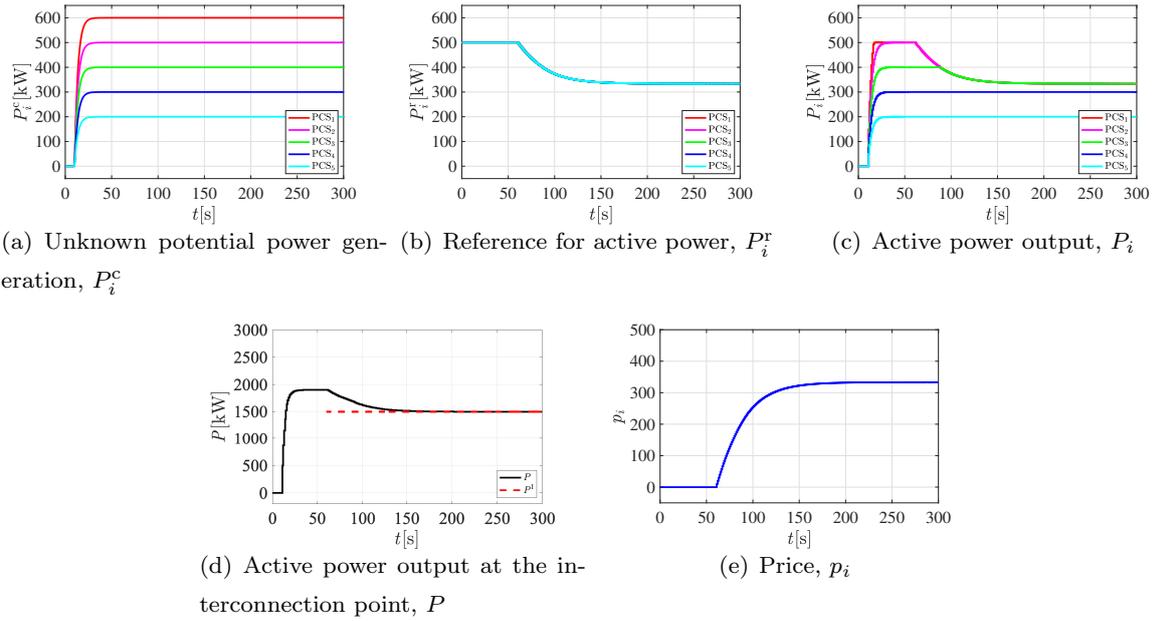


Fig. 4.5 : Time responses of the output power curtailment system where there are PCSs with different unknown potential power generation.

#### 数値例 4: 容量の異なる PCS が混在している場合

ここでは、容量の異なる PCS が混在している場合を想定し、検証する。各 PCS の定格容量を  $P_1^l = 200 \text{ kW}$ ,  $P_2^l = 300 \text{ kW}$ ,  $P_3^l = 400 \text{ kW}$ ,  $P_4^l = 500 \text{ kW}$ ,  $P_5^l = 500 \text{ kW}$  とした。また各 PCS の重み係数を  $w_1 = 500/200 = 2.5$ ,  $w_2 = 500/300 \simeq 1.7$ ,  $w_3 = 500/400 = 1.25$ ,  $w_4 = 500/500 = 1$ ,  $w_5 = 500/500 = 1$  とした。このときの閉ループ系 Fig. 4.2 の応答を Fig. 4.6 に示す。

価格提示方策を利用した電力調整により、連系点における有効電力出力  $P$  を出力抑制指令値  $P^l$  に追従できていることが、Fig. 4.6(d) から確認できる。Figs. 4.6(b), 4.6(c) から定格容量ごとに抑制量は異なっているが、定格容量に対する抑制量の比率は  $\text{PCS}_1 = 157.8951/200 \times 100 \simeq 78.95 \%$ ,  $\text{PCS}_2 = 236.8422/300 \times 100 \simeq 78.95 \%$ ,  $\text{PCS}_3 = 315.7889/400 \times 100 \simeq 78.95 \%$ ,  $\text{PCS}_4 = 394.7369/500 \times 100 \simeq 78.95 \%$ ,  $\text{PCS}_5 = 394.7369/500 \times 100 \simeq 78.95 \%$  となっており、等しい比率で抑制していることが確認できる。このように定格容量の異なる PCS が存在する場合でも、重み係数を調整することにより等しい比率で抑制し、出力抑制指令値に追従することが可能である。

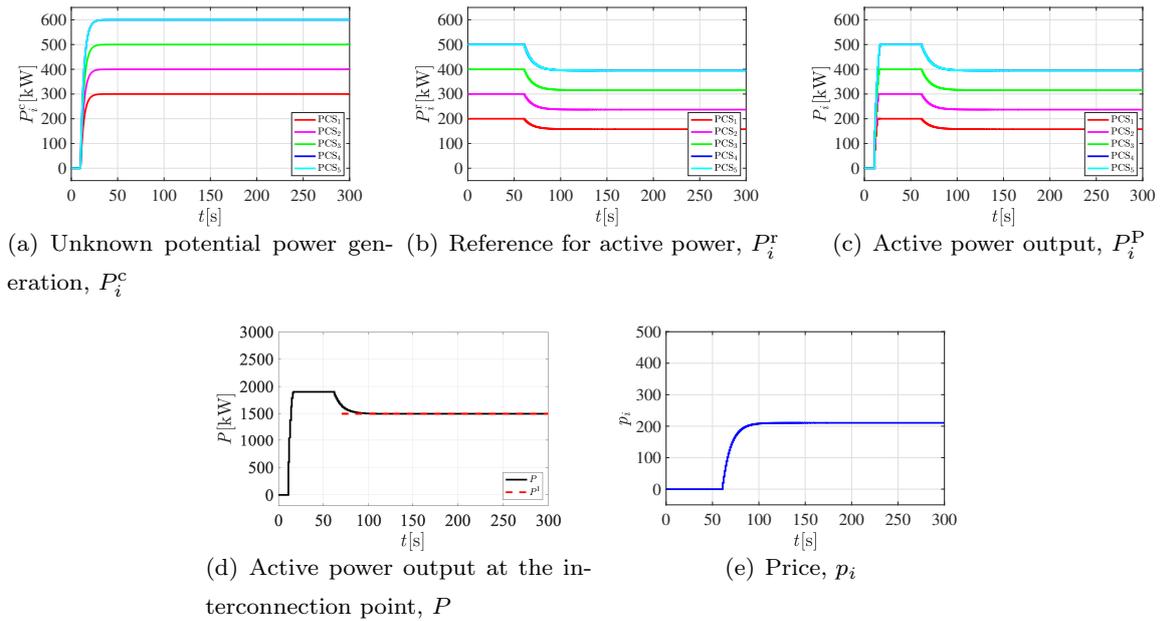


Fig. 4.6 : Time responses of the output power curtailment system where there are PCSs with different rated power capacity.

### 4.3 蓄電池併設型大規模太陽光発電システムにおける出力抑制

本節では、エネルギーの有効活用に繋げるため蓄電池を併設した太陽光発電所を対象とし、出力抑制指令への対応が可能な分散制御方策の検討と数値実験による有効性検証を行う。本節では、まず蓄電池併設型 PV システムの運用における制御目的を挙げ、次に各 PCS が解く分散最適化問題と運営管理者がおこなう実時間価格提示方策について検討する。最後に提案手法により電圧変動抑制が達成可能なことを数値実験から示す。なお、本節でも PV パネルに日射量計が装備されていない場合を想定している。

PV パネルが接続された PCS を  $n^P$  台 ( $PCS_i^P, i = 1, \dots, n^P$ ), 蓄電池が接続された PCS を  $n^S$  台 ( $PCS_j^S, j = 1, \dots, n^S$ ) をそれぞれ有するとする。蓄電池併設型 PV システムの構成図を Fig. 4.7 に示す。

$P_i^{Pr}, i = 1, \dots, n^P$  および  $P_j^{Sr}, j = 1, \dots, n^S$  は、それぞれの PCS に対する有効電力出力目標値であり、 $P_i^P, i = 1, \dots, n^P$  および  $P_j^S, j = 1, \dots, n^S$  は、PCS の動特性に従って目標値に追従する出力である。連系点では

$$P = \sum_{i=1}^{n^P} P_i^P + \sum_{j=1}^{n^S} P_j^S \quad (4.16)$$

の有効電力が流れる。本節の課題は、連系点における有効電力出力  $P$  を電力会社から送信される出力抑制指令値  $P^I > 0$  に一致させるため、各 PCS の有効電力出力目標値  $P_i^{Pr}, P_j^{Sr}$  の分散的な決定法を検討することである。

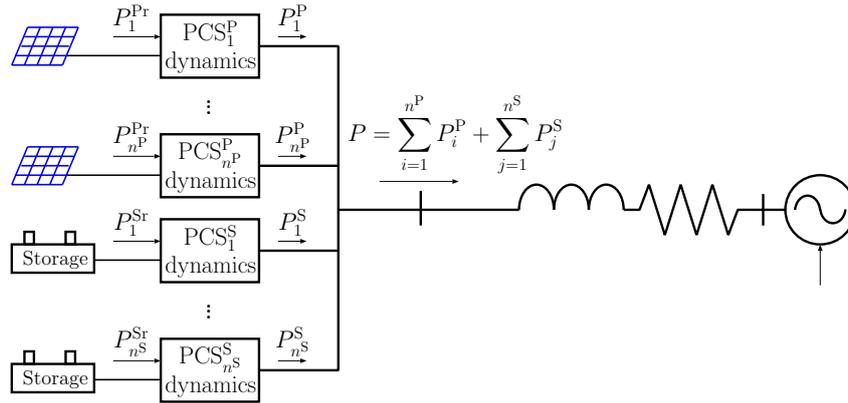


Fig. 4.7 : Configurations of PV generation plant with storage.

### 4.3.1 PCS による目標値決定と運営管理者による実時間価格提示

本節では, Fig. 4.7 に示した PV システムの運用において, 有効電力目標値  $P_i^{\text{Pr}}$ ,  $P_j^{\text{Sr}}$  の決定法を検討するにあたり, 次の制御目的を設定する.

1. 各 PCS が分散的に有効電力出力目標値を決定する.
2. 連系点における有効電力出力  $P$  を電力会社から送信される出力抑制指令値  $P^{\text{I}}$  に一致させる.
3. 制御目的 2 の達成にあたり, 蓄電池への充電を優先的に活用し, 充電のみによる対応が不可能な場合, PV パネルからの有効電力出力を抑制する.

制御目的 1 は, 有効電力出力目標値の決定を分散制御により実現するために設定する. 大規模な集中最適化問題による定式化をおこない, 解くことによって各 PCS の有効電力出力目標値を決定することは可能である. しかしながら, 集中最適化問題にもとづいた運用を行う場合, 運営管理者はすべての PCS の詳細な運転状態や蓄電池の充電残量などを知る必要がある. 運転状態は PCS ごとに異なり, 発熱などにより時々刻々と変化する. また運転状態によっては, 新規に接続する PCS や離脱する PCS が発生する場合がある. その際には最適化問題を再構築する必要もある. そのため, 集中最適化問題にもとづく運用のために, 多数の PCS と常に双方向で通信する必要や, 目標値決定のため多変数最適化問題の計算を行う必要があり, 処理コストが大きくなる. このように集中最適化問題にもとづいた運用は, 処理コストが大きくなることや, 運転中に PCS の接続台数が変化するような plug-and-play 型の運用には不向きであることから, 分散制御による運用の実現は重要である.

出力抑制指令に対応可能な PCS の使用が法律で義務付けられており, 制御目的 2 は PV システムが電力系統へ連系するために必要な条件である [5].

単純な有効電力出力の抑制は, 利用可能なエネルギーの廃棄を意味する. 制御目的 3 は, 余剰となる電力を蓄電池に充電することであり, エネルギーの有効活用を意味している.

### 集中最適化問題による定式化とその問題

PV システムの運営管理者は、PV システム全体において制御目的 1, 2, 3 を達成する運用の実現のために、以下の大規模な集中最適化問題の解を実現したいとする。この集中最適化問題は制御目的の達成を検討するために用いており、直接の求解は行わないことに注意する。

$$\min_{\substack{P_i^{\text{Pr}}, P_j^{\text{Sr}} \\ i=1, \dots, n^{\text{P}} \\ j=1, \dots, n^{\text{S}}}} \sum_{i=1}^{n^{\text{P}}} w_i^{\text{P}} (P_i^{\text{Pr}} - P_i^{\text{d}})^2 + \sum_{j=1}^{n^{\text{S}}} w_j^{\text{S}} (P_j^{\text{Sr}})^2 \quad (4.17\text{a})$$

$$\text{subject to } 0 \leq P_i^{\text{Pr}} \leq P_i^{\text{Pl}} \quad i = 1, \dots, n^{\text{P}} \quad (4.17\text{b})$$

$$\alpha_j \leq P_j^{\text{Sr}} \leq \beta_j \quad j = 1, \dots, n^{\text{S}} \quad (4.17\text{c})$$

$$\sum_{i=1}^{n^{\text{P}}} P_i^{\text{Pr}} + \sum_{j=1}^{n^{\text{S}}} P_j^{\text{Sr}} + -P^{\text{I}} = 0 \quad (4.17\text{d})$$

ここで決定変数は、 $P_i^{\text{Pr}}, i = 1, \dots, n^{\text{P}}, P_j^{\text{Sr}}, j = 1, \dots, n^{\text{S}}$  であり、(4.17) 式の最適解を  $(P_i^{\text{Pr}})^*$ ,  $(P_j^{\text{Sr}})^*$  で表す。等式制約 (4.17d) 式は、制御目的 2 の達成を表している。

$P_i^{\text{d}}, w_i^{\text{P}}, i = 1, \dots, n^{\text{P}}$  および  $w_j^{\text{S}}, j = 1, \dots, n^{\text{S}}$  は、それぞれ  $\text{PCS}_i^{\text{P}}, \text{PCS}_j^{\text{S}}$  が定める設計変数である。 $P_i^{\text{d}}$  は、 $\text{PCS}_i^{\text{P}}$  の定格容量  $P_i^{\text{Pl}}$  と比較し、十分に大きな値 (たとえば  $P_i^{\text{d}} = 2P_i^{\text{Pl}}$ ) に設定される。これにより、PV パネルからの電力出力の抑制よりも、蓄電池の充電が優先される。 $w_i^{\text{P}}, i = 1, \dots, n^{\text{P}}$  は  $\text{PCS}_i^{\text{P}}$  間での出力抑制に対する重み付けに利用する。 $w_k^{\text{P}} = 2w_i^{\text{P}}, k \neq i$  と設定することにより  $\text{PCS}_k^{\text{P}}$  の抑制量を  $\text{PCS}_i^{\text{P}}$  と比較して、半分とすることができる。 $w_j^{\text{S}}, j = 1, \dots, n^{\text{S}}$  は、蓄電池間での動作に対する重み付けに利用する。これにより、積極的に充電、放電量を変化させる蓄電池、逆になるべく一定の値で充電、放電させる蓄電池など、蓄電池の特性 (鉛電池、リチウムイオン電池、ナトリウム硫黄電池といった蓄電池の特性の違い) を考慮した運用を可能とする。評価関数 (4.17a) 式は、蓄電池への充電を優先し、PV パネルからの有効電力出力の抑制を最小限とすることを表している。

(4.17b) 式の定数  $P_i^{\text{Pl}}$  は各  $\text{PCS}_i^{\text{P}}$  の定格容量 (有効電力出力制限値) をあらわす。(4.17c) 式の  $\alpha_j, \beta_j, j = 1, \dots, n^{\text{S}}$  は、蓄電池の充電状態にしたがい各  $\text{PCS}_j^{\text{S}}$  が決定する値であり、これにより充電のみ、放電のみあるいは充電量の抑制をおこなう動作状態への変更を可能とする。本節では、Table 4.2 により  $\alpha_j, \beta_j$  が決定されるとする。ここで  $P_j^{\text{Sl}}, j = 1, \dots, n^{\text{S}}$  は各  $\text{PCS}_j^{\text{S}}$  の定格容量、 $s_j, j = 1, \dots, n^{\text{S}}$  は蓄電池の state-of-charge (SOC) を表す。また、急激な充電量の変化を防ぐために、 $0.85 \leq s_j \leq 0.9$  において

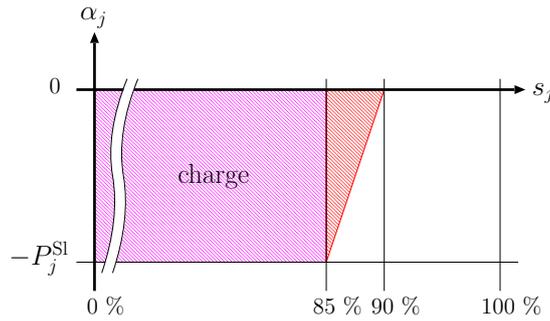
$$\alpha_j = -P_j^{\text{Sl}} \times \frac{0.9 - s_j}{0.9 - 0.85} \quad (4.18)$$

にしたがい  $\alpha_j$  を決定する。Fig. 4.8 に  $\alpha_j$  がとりえる領域を示す。

運営管理者が (4.17) 式を解き、その最適解を  $(P_i^{\text{Pr}})^*, (P_j^{\text{Sr}})^*$  を各 PCS へ通知するような中央集中型の情報処理にもとづく運用も考えられる。しかしながら、(4.17) 式の求解には運転状態により

Table 4.2 : Parameters of inequality constraint.

-	$\alpha_j$	$\beta_j$	note
$s_j \geq 0.9$	0	$P_j^{\text{Sl}}$	only discharge
$0.85 \leq s_j \leq 0.9$	eq. (4.18)	$P_j^{\text{Sl}}$	charge and discharge
$0.1 < s_j < 0.85$	$-P_j^{\text{Sl}}$	$P_j^{\text{Sl}}$	charge and discharge
$s_j \leq 0.1$	$-P_j^{\text{Sl}}$	0	only charge

Fig. 4.8 : Inequality constraint parameter  $\alpha_j$ .

変化するパラメータ  $s_j$  が含まれていることから、すべての PCS の運転状態を知るために、常に双方向の通信を行う必要がある。さらに、多変数の集中最適化問題 (4.17) 式の求解を行う必要があり、処理コストが大きくなる。また、発熱などにより離脱する PCS や新たに接続される PCS も存在することから、最適化問題をその都度構築し直す必要もあるため、PCS の運転台数が変化するような plug-and-play 型の運用に適さない。

#### 分散最適化問題

(4.17) 式を単純に分散化した最適化問題

$$\min_{P_i^{\text{Pr}}} w_i^{\text{P}} (P_i^{\text{Pr}} - P_i^{\text{d}})^2 \quad (4.19a)$$

$$\text{subject to } 0 \leq P_i^{\text{Pr}} \leq P_i^{\text{Pl}} \quad (4.19b)$$

および

$$\min_{P_j^{\text{Sr}}} w_j^{\text{S}} (P_j^{\text{Sr}})^2 \quad (4.20a)$$

$$\text{subject to } \alpha_j \leq P_j^{\text{Sr}} \leq \beta_j \quad (4.20b)$$

を考える。(4.19), (4.20) 式の最適解を  $(P_i^{\text{Pr}})^{\#}$ ,  $(P_j^{\text{Sr}})^{\#}$  で表す。

(4.19), (4.20) 式は分散最適化であり、これにもとづき各 PCS は有効電力出力目標値を分散的に決定できるため、制御目的 1 を達成する。しかしながら、各 PCS は他の PCS の決定を知ることができないため、等式制約 (4.17d) 式の成立を考慮することはできない。したがって、各 PCS が決定する

$(P_i^{\text{Pr}})^\#$ ,  $(P_j^{\text{Sr}})^\#$  は (4.17) 式を満足しないため, 制御目的 2 を満足するような運用は期待できない.

そこで運営管理者が, 各  $\text{PCS}_i^{\text{P}}$  へ単位有効電力出力抑制量 [kW] (電力量 [kWh] ではない) に対する仮想的な価格  $p_i^{\text{P}}$  を, 各  $\text{PCS}_j^{\text{S}}$  へ単位有効電力出力 [kW] (電力量 [kWh] ではない) に対する仮想的な価格  $p_j^{\text{S}}$  をそれぞれ提示し, 各 PCS の有効電力出力目標値  $P_i^{\text{Pr}}$ ,  $P_j^{\text{Sr}}$  を集中最適化問題 (4.17) 式の解  $(P_i^{\text{Pr}})^*$ ,  $(P_j^{\text{Sr}})^*$  へと誘導することを考える. このとき各  $\text{PCS}_i^{\text{P}}$  は価格  $p_i^{\text{P}}$  を含む 1 次項を追加した分散最適化問題

$$\min_{P_i^{\text{Pr}}} w_i^{\text{P}} (P_i^{\text{Pr}} - P_i^{\text{d}})^2 + p_i^{\text{P}} (P_i^{\text{Pr}} - P_i^{\text{d}}) \quad (4.21a)$$

$$\text{subject to } 0 \leq P_i^{\text{Pr}} \leq P_i^{\text{P1}} \quad (4.21b)$$

の解として自身の有効電力出力目標値を決定する. 同様に各  $\text{PCS}_j^{\text{S}}$  は価格  $p_j^{\text{S}}$  を含んだ 1 次項を追加した最適化問題

$$\min_{P_j^{\text{Sr}}} w_j^{\text{S}} (P_j^{\text{Sr}})^2 + p_j^{\text{S}} P_j^{\text{Sr}} \quad (4.22a)$$

$$\text{subject to } \alpha_j \leq P_j^{\text{Sr}} \leq \beta_j \quad (4.22b)$$

の解として自身の有効電力出力目標値を決定する. (4.21) 式の最適解を  $(P_i^{\text{Pr}})^{\text{b}}(p_i^{\text{P}})$ , (4.22) 式の最適解を  $(P_j^{\text{Sr}})^{\text{b}}(p_j^{\text{S}})$  でそれぞれ表す.  $(P_i^{\text{Pr}})^{\text{b}}(p_i^{\text{P}})$ ,  $(P_j^{\text{Sr}})^{\text{b}}(p_j^{\text{S}})$  を集中最適化問題 (4.17) 式の解  $(P_i^{\text{Pr}})^*$ ,  $(P_j^{\text{Sr}})^*$  へと誘導するために運営管理者は最適な価格を PCS へ提示する必要がある.

### 定常状態における最適価格

定常状態において,  $(P_i^{\text{Pr}})^* = (P_i^{\text{Pr}})^{\text{b}}(p_i^{\text{P}})$ ,  $(P_j^{\text{Sr}})^* = (P_j^{\text{Sr}})^{\text{b}}(p_j^{\text{S}})$  を達成する最適な価格は, 集中最適化問題 (4.17) 式および価格を含む分散最適化問題 (4.21), (4.22) 式, それぞれの Karush-Kuhn-Tucker (KKT) 条件の比較から得ることができる.

集中最適化問題 (4.23) 式の KKT 条件は

$$2w_i^{\text{P}} (P_i^{\text{Pr}} - P_i^{\text{d}}) + \lambda - \mu_i^{\text{P1}} + \mu_i^{\text{P2}} = 0 \quad (4.23a)$$

$$-P_i^{\text{Pr}} \leq 0, \quad \mu_i^{\text{P1}} (-P_i^{\text{Pr}}) = 0, \quad \mu_i^{\text{P1}} \geq 0 \quad (4.23b)$$

$$P_i^{\text{Pr}} - P_i^{\text{P1}} \leq 0, \quad \mu_i^{\text{P2}} (P_i^{\text{Pr}} - P_i^{\text{P1}}) = 0, \quad \mu_i^{\text{P2}} \geq 0 \quad (4.23c)$$

$$i = 1, \dots, n^{\text{P}}$$

$$2w_j^{\text{S}} (P_j^{\text{Sr}}) + \lambda - \mu_j^{\text{S1}} + \mu_j^{\text{S2}} = 0 \quad (4.23d)$$

$$\alpha_j - P_j^{\text{Sr}} \leq 0, \quad \mu_j^{\text{S1}} (\alpha_j - P_j^{\text{Sr}}) = 0, \quad \mu_j^{\text{S1}} \geq 0 \quad (4.23e)$$

$$P_j^{\text{Sr}} - \beta_j \leq 0, \quad \mu_j^{\text{S2}} (P_j^{\text{Sr}} - \beta_j) = 0, \quad \mu_j^{\text{S2}} \geq 0 \quad (4.23f)$$

$$j = 1, \dots, n^{\text{S}}$$

$$\sum_{i=1}^{n^{\text{P}}} P_i^{\text{Pr}} + \sum_{j=1}^{n^{\text{S}}} P_j^{\text{Sr}} + -P^{\text{I}} = 0 \quad (4.23g)$$

である。分散最適化問題 (4.21) 式の KKT 条件は

$$2w_i^P (P_i^{\text{Pr}} - P_i^{\text{d}}) + \lambda - \mu_i^{\text{P1}} + \mu_i^{\text{P2}} = 0 \quad (4.24a)$$

$$-P_i^{\text{Pr}} \leq 0, \quad \mu_i^{\text{P1}}(-P_i^{\text{Pr}}) = 0, \quad \mu_i^{\text{P1}} \geq 0 \quad (4.24b)$$

$$P_i^{\text{Pr}} - P_i^{\text{P1}} \leq 0, \quad \mu_i^{\text{P2}}(P_i^{\text{Pr}} - P_i^{\text{P1}}) = 0, \quad \mu_i^{\text{P2}} \geq 0 \quad (4.24c)$$

であり、同様に分散最適化問題 (4.22) 式の KKT 条件は

$$2w_j^S (P_j^{\text{Sr}}) + \lambda - \mu_j^{\text{S1}} + \mu_j^{\text{S2}} = 0 \quad (4.25a)$$

$$\alpha_j - P_j^{\text{Sr}} \leq 0, \quad \mu_j^{\text{S1}}(\alpha_j - P_j^{\text{Sr}}) = 0, \quad \mu_j^{\text{S1}} \geq 0 \quad (4.25b)$$

$$P_j^{\text{Sr}} - \beta_j \leq 0, \quad \mu_j^{\text{S2}}(P_j^{\text{Sr}} - \beta_j) = 0, \quad \mu_j^{\text{S2}} \geq 0 \quad (4.25c)$$

である。よって、定常状態における最適価格は

$$p_i^{\text{P}} = p_j^{\text{S}} = \lambda \quad (4.26)$$

と求まる。

#### 実時間価格提示方策

集中最適化問題 (4.17) 式の双対問題から、等式制約 (4.17d) 式に対する Lagrange 乗数  $\lambda$  を計算することはできる。しかしながら (4.17) 式の双対問題を解くことは、集中最適化問題 (4.17) 式を解くことと本質的に等価であるため、制御目的 1 を満たさない。ここでは、双対問題を計算することなく、Lagrange 乗数  $\lambda$  を実時間で更新する方策を検討する。実時間での  $\lambda$  の更新則を得るために、集中最適化問題 (4.17) 式の双対問題

$$\max_{\lambda} \min_{\substack{P_i^{\text{Pr}}, P_j^{\text{Sr}} \\ h(P_i^{\text{Pr}}) \leq 0 \\ h(P_j^{\text{Sr}}) \leq 0 \\ i=1, \dots, n^{\text{P}} \\ j=1, \dots, n^{\text{S}}}} \sum_{i=1}^{n^{\text{P}}} w_i^{\text{P}} (P_i^{\text{Pr}} - P_i^{\text{d}})^2 + \sum_{j=1}^{n^{\text{S}}} w_j^{\text{S}} (P_j^{\text{Sr}})^2 + \lambda \left( \sum_{i=1}^{n^{\text{P}}} P_i^{\text{Pr}} + \sum_{j=1}^{n^{\text{S}}} P_j^{\text{Sr}} + -P^{\text{I}} \right) \quad (4.27)$$

を考える。不等式制約 (4.17b) 式を  $h(P_i^{\text{Pr}}) \leq 0$ , (4.17c) 式を  $h(P_j^{\text{Sr}}) \leq 0$  とまとめて表記している。ここで各 PCS によって最適解  $(P_i^{\text{Pr}})^{\text{b}}(p_i^{\text{P}})$ ,  $(P_j^{\text{Sr}})^{\text{b}}(p_j^{\text{S}})$  をが決定されると仮定すると、(4.27) 式は  $\lambda$  に対する最大化問題

$$\max_{\lambda} \sum_{i=1}^{n^{\text{P}}} w_i^{\text{P}} \left( (P_i^{\text{Pr}})^{\text{b}} - P_i^{\text{d}} \right)^2 + \sum_{j=1}^{n^{\text{S}}} w_j^{\text{S}} \left( (P_j^{\text{Sr}})^{\text{b}} \right)^2 + \lambda \left( \sum_{i=1}^{n^{\text{P}}} (P_i^{\text{Pr}})^{\text{b}} + \sum_{j=1}^{n^{\text{S}}} (P_j^{\text{Sr}})^{\text{b}} + -P^{\text{I}} \right) \quad (4.28)$$

と書き換えられる。さらにこの最大化問題に対して勾配法を適用するために  $\partial L / \partial \lambda$  を求めると (4.28) 式より、

$$L(\lambda) = \sum_{i=1}^{n^{\text{P}}} w_i^{\text{P}} \left( (P_i^{\text{Pr}})^{\text{b}} - P_i^{\text{d}} \right)^2 + \sum_{j=1}^{n^{\text{S}}} w_j^{\text{S}} \left( (P_j^{\text{Sr}})^{\text{b}} \right)^2 + \lambda \left( \sum_{i=1}^{n^{\text{P}}} (P_i^{\text{Pr}})^{\text{b}} + \sum_{j=1}^{n^{\text{S}}} (P_j^{\text{Sr}})^{\text{b}} + -P^{\text{I}} \right)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = \sum_{i=1}^{n^{\text{P}}} (P_i^{\text{Pr}})^{\text{b}} + \sum_{j=1}^{n^{\text{S}}} (P_j^{\text{Sr}})^{\text{b}} + -P^{\text{I}}$$

となる。以上より、最大化問題に対して勾配法を適用すると  $\lambda$  の更新則

$$\frac{d\lambda}{d\tau} = \epsilon \frac{\partial L}{\partial \lambda} = \epsilon \left( \sum_{i=1}^{n^P} (P_i^{Pr})^b + \sum_{j=1}^{n^S} (P_j^{Sr})^b + -P^I \right), \quad \epsilon > 0 \quad (4.29)$$

が得られる。ここで  $\epsilon > 0$  は運営管理者が定める設計変数である。また (4.29) 式においては、時間変数は実時間  $t$  と必ずしも一致している必要はないため変数  $\tau$  としている。

分散最適化により有効電力目標値を決定し、自身の動特性に従い各 PCS<sub>*i*</sub><sup>P</sup> は  $P_i^P$  を各 PCS<sub>*j*</sub><sup>S</sup> は  $P_j^S$  をそれぞれ出力する。(4.29) 式の目標値  $(P_i^{Pr})^b$  および  $(P_j^{Sr})^b$  をそれぞれ実際の出力  $P_i^P(t)$ ,  $P_j^S(t)$  に置き換え、出力抑制指令値  $P^I$  も逐次受信してるとすると、実時間での  $\lambda$  の更新則

$$\frac{d\lambda}{dt} = \epsilon \left( \sum_{i=1}^{n^P} P_i^P(t) + \sum_{j=1}^{n^S} P_j^S(t) + -P^I(t) \right), \quad \epsilon > 0 \quad (4.30)$$

が得られる。さらに本節では、連系点における有効電力出力は  $P(t) = \sum_{i=1}^{n^P} P_i^P(t) + \sum_{j=1}^{n^S} P_j^S(t)$  であるため、運営管理者は各 PCS の有効電力出力を観測するのではなく、連系点における有効電力  $P(t)$  のみを観測する。また、電力会社からの出力抑制指令がない時間帯を  $P^I = -1$  とする。よって、運営管理者は (4.30) 式に換えて

$$\begin{cases} \lambda(t) = 0 & \text{if } P^I = -1 \\ \dot{\lambda}(t) = \epsilon (P(t) - P^I(t)) & \text{else} \end{cases} \quad (4.31)$$

により、 $\lambda$  の更新を行う。

以上より、運営管理者による実時間価格提示方策 (4.26) 式, (4.31) 式および各 PCS の分散最適化問題 (4.21), (4.22) 式により構成される PV システムの電力出力抑制のための閉ループ系を Fig. 4.9 に示す。

Fig. 4.9 も同様に、制御目的の達成のために大規模な集中最適化問題の求解や価格を決定するための繰り返し計算などは必要ない。また運営管理者は、連系点における電力出力  $P(t)$  を観測するのみで価格  $p_i$  の更新が可能である。

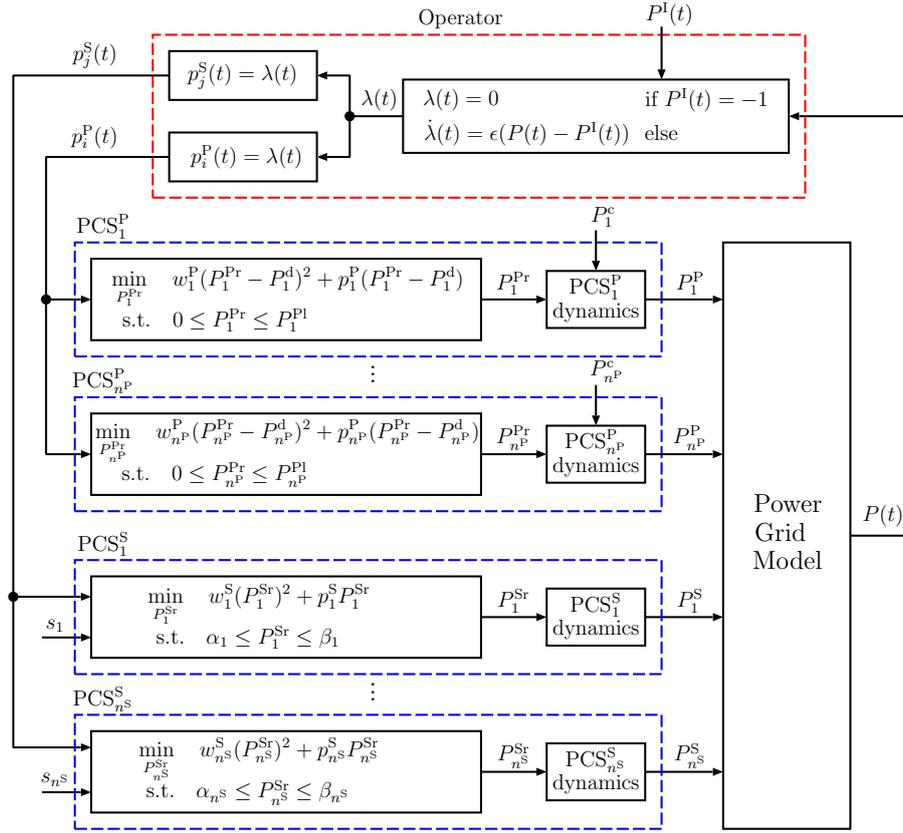


Fig. 4.9 : Closed-loop system for output power curtailment of PV generation plant with storage using real-time pricing strategy and decentralized optimization.

### 4.3.2 数値実験

Fig. 4.9 の閉ループ系の運用により、連系点における有効電力出力が出力抑制指令値に追従可能なことを数値実験により検証する。本節では、総容量 5 MW の蓄電池併設型 PV システムを想定する。PV パネル接続 PCS の定格容量を  $\text{PCS}_i^P = 500 \text{ kW}$  とし、台数は  $n^P = 5$  台とした。同様に蓄電池接続 PCS の定格容量を  $\text{PCS}_j^S = 500 \text{ kW}$  とし、台数は  $n^S = 5$  台とした。本節で考える PV 接続 PCS 内部のモデルは 3.3.2 節の数値実験で用いた Fig. 3.16 と同様である。蓄電池接続 PCS 内部のモデルは 3.1.2 節の数値実験で用いた Fig. 3.1.2 と同様である。ただし、本数値実験では無効電力の制御は行わないため、有効制御系 (Figs. 3.16, 3.1.2 中の Active Power Control System) のみである。

#### 蓄電池のモデル

蓄電池の数式モデルを (4.32b) 式に示す。

$$\dot{x}_j(t) = -P_j^S(t) \quad (4.32a)$$

$$s_j(t) = \frac{1}{m_j \times 60 \times 60} x_j(t) \quad (4.32b)$$

ここで定数  $m_j$  [kWh] であり,  $s_j$  [-] は蓄電池の state-of-charge をあらわす.  $P_j^S < 0$  は充電,  $P_j^S > 0$  は放電の運用状態に対応することに注意する.

### 実時間価格提示方策および分散最適化の実装

運営管理者による価格  $p_i$  の更新および各 PCS の分散最適化による有効電力出力目標値  $P_i^c$  の更新をサンプリング時間  $t_s = 1$  s の離散時間系として実装した. 離散時間系における価格提示方策は (4.33) 式, 分散最適化は (4.34) 式および (4.35) 式となる. また運営管理者の設計変数は,  $\epsilon = 0.05$  とした.

$$p_i[k] = \lambda[k] \quad (4.33a)$$

$$\begin{cases} \lambda[k] = 0 & \text{if } P^I = -1 \\ \lambda[k+1] = \lambda[k] + \epsilon t_s (P[k] - P^I[k]) & \text{else} \end{cases} \quad (4.33b)$$

$$\min_{P_i^{\text{Pr}}[k]} w_i^P (P_i^{\text{Pr}}[k] - P_i^{\text{d}})^2 + p_i^P[k] (P_i^{\text{Pr}}[k] - P_i^{\text{d}}) \quad (4.34a)$$

$$\text{subject to } 0 \leq P_i^{\text{Pr}}[k] \leq P_i^{\text{Pl}} \quad (4.34b)$$

$$\min_{P_j^{\text{Sr}}} w_j^S (P_j^{\text{Sr}}[k])^2 + p_j^S[k] P_j^{\text{Sr}}[k] \quad (4.35a)$$

$$\text{subject to } \alpha_j[k] \leq P_j^{\text{Sr}}[k] \leq \beta_j[k] \quad (4.35b)$$

### 数値例 1: 価格提示による出力電力抑制

ここでは, 運営管理者による価格提示により, 連系点における有効電力出力を抑制指令値に追従可能なことを確認する. PV パネルにおける発電量は  $0 \text{ s} \leq t < 10 \text{ s}$  において  $P_i^c = 0 \text{ kW}$ ,  $t = 10 \text{ s}$  から発電を開始し,  $10 \text{ s}$  ほどで  $600 \text{ kW}$  に収束するようなものを想定している. 設計変数  $P_i^{\text{d}} = 2 \times P_i^{\text{Pl}} = 1000 \text{ kW}$ ,  $i = 1, \dots, 5$  としている. 重み係数はすべての PCS で等しく  $w_i^P = w_j^S = 1.0$ ,  $i = 1, \dots, 5$ ,  $j = 1, \dots, 5$  とした. 蓄電池の容量は  $m_j = 500 \text{ kWh}$ ,  $j = 1, \dots, 5$ , 初期 SOC を  $s_j(0) = 50 \%$ ,  $j = 1, \dots, 5$  とした. 抑制指令値  $P^I$  は,  $t \geq 60 \text{ s}$  において  $P^I = 1500 \text{ kW}$  とした. このときの閉ループ系 Fig. 4.9 の応答を Fig. 4.10 に示す.

Fig. 4.10(a) に, 日射量に従う発電量  $P_i^c$  を示す. Fig. 4.10(b) に, 分散最適化問題 (4.21) 式により決定される PCS<sub>*i*</sub><sup>P</sup> の有効電力目標値  $P_i^{\text{Pr}}$  を示す. また対応する有効電力出力  $P_i^P$  を Fig. 4.10(c) に示す. Fig. 4.10(d) に連系点における有効電力出力を示す. 赤色破線は出力抑制指令値  $P^I$  を表す. Fig. 4.10(e) に, 分散最適化問題 (4.22) 式により決定される PCS<sub>*j*</sub><sup>S</sup> の有効電力目標値  $P_j^{\text{Sr}}$  を示し, Fig. 4.10(f) に目標値に追従する出力を示す. Fig. 4.10(g) に (4.31) 式により決定・提示される価格  $p_i^P$ ,  $p_j^S$  を示す. PCS<sub>*j*</sub><sup>S</sup> に接続された蓄電池の state-of-charge を Fig. 4.10(h) に示す.

Fig. 4.10(g) に示す価格が提示されることにより,  $\text{PCS}_j^S$  が充電量を変化させていることが Figs. 4.10(e), 4.10(f) から確認できる. また Figs. 4.10(b), 4.10(c) から,  $\text{PCS}_i^P$  が有効電力出力を抑制していないことが確認できる. 価格提示方策を利用した電力調整により, 蓄電池のみが充電をすることで連系点における有効電力出力  $P$  を出力抑制指令値  $P^I$  に追従できていることが, Fig. 4.10(d) から確認できる. このように実時間価格提示 (4.31) 式および分散最適化問題 (4.21) 式, (4.22) 式による運用は, 制御目的 1, 2, 3 の達成が可能であることが確認できる.

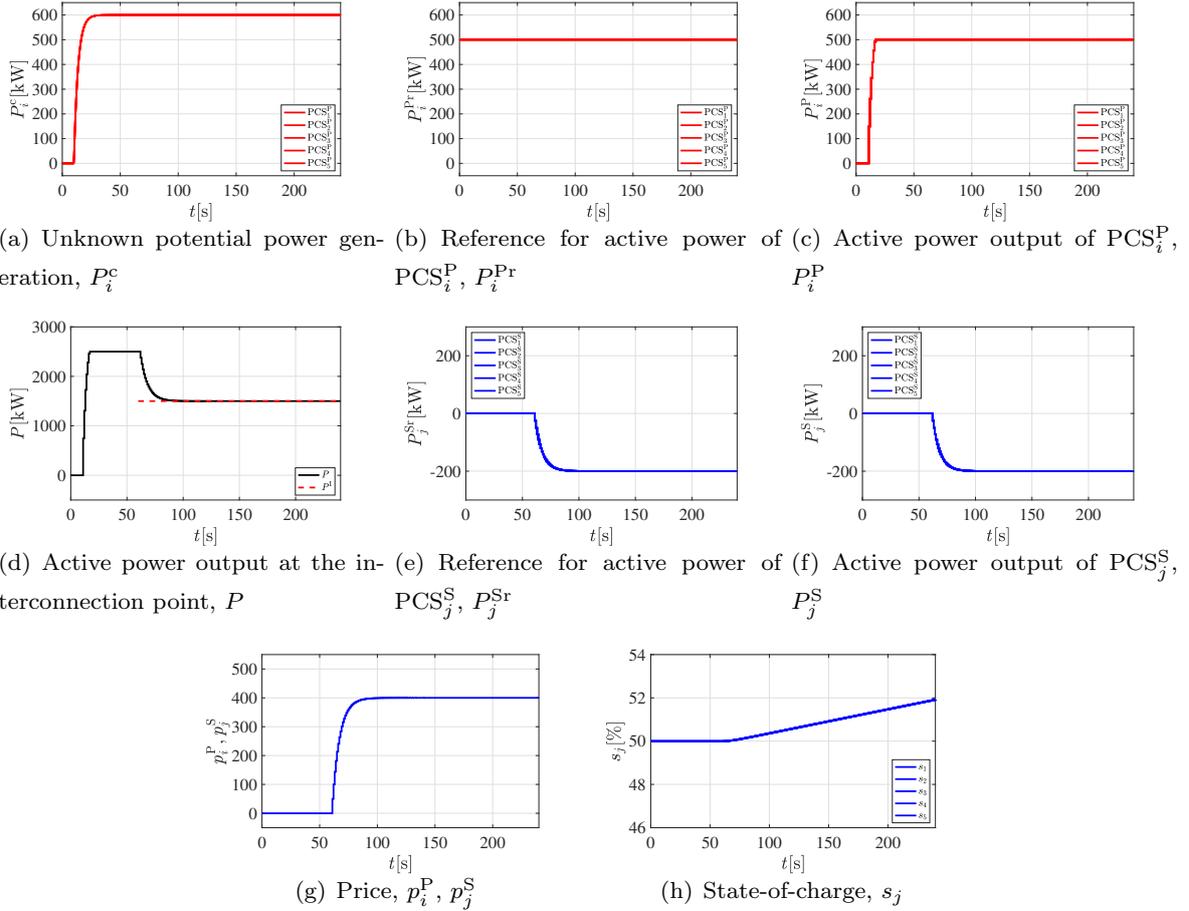


Fig. 4.10 : Time responses of the output power curtailment system for PV generation plant with storage.

#### 数値例 2: 充電電力量を抑制する蓄電池がある場合

ここでは,  $\text{PCS}_5^S$  に接続された蓄電池の SOC が比較的高いため充電量を抑制する場合を想定し検証する. そこで  $\text{PCS}_5^S$  に接続された蓄電池の蓄電容量を  $m_5 = 70$  kWh, 初期 SOC を  $s_5(0) = 80\%$  とした. 出力抑制指令値  $P^I$  は数値例 1 と同様とする. このときの閉ループ系 Fig. 4.9 の応答を Fig. 4.11 に示す.

Figs. 4.11(e), 4.11(f) より,  $\text{PCS}_5^S$  が  $t = 190$  s 付近から充電電力量を抑制していることが確認できる. また  $\text{PCS}_5^S$  の充電量の抑制に伴い, 他の  $\text{PCS}_j^S$ ,  $j = 1, \dots, 4$  が充電量を増加させ, 連系点にお

ける有効電力出力  $P$  を出力抑制指令値  $P^I$  に追従できていることが, Fig. 4.11(d) から確認できる. このように SOC の増加に伴い, 充電量を抑制, 停止する蓄電池が存在する場合への対応も可能であることが確認できる.

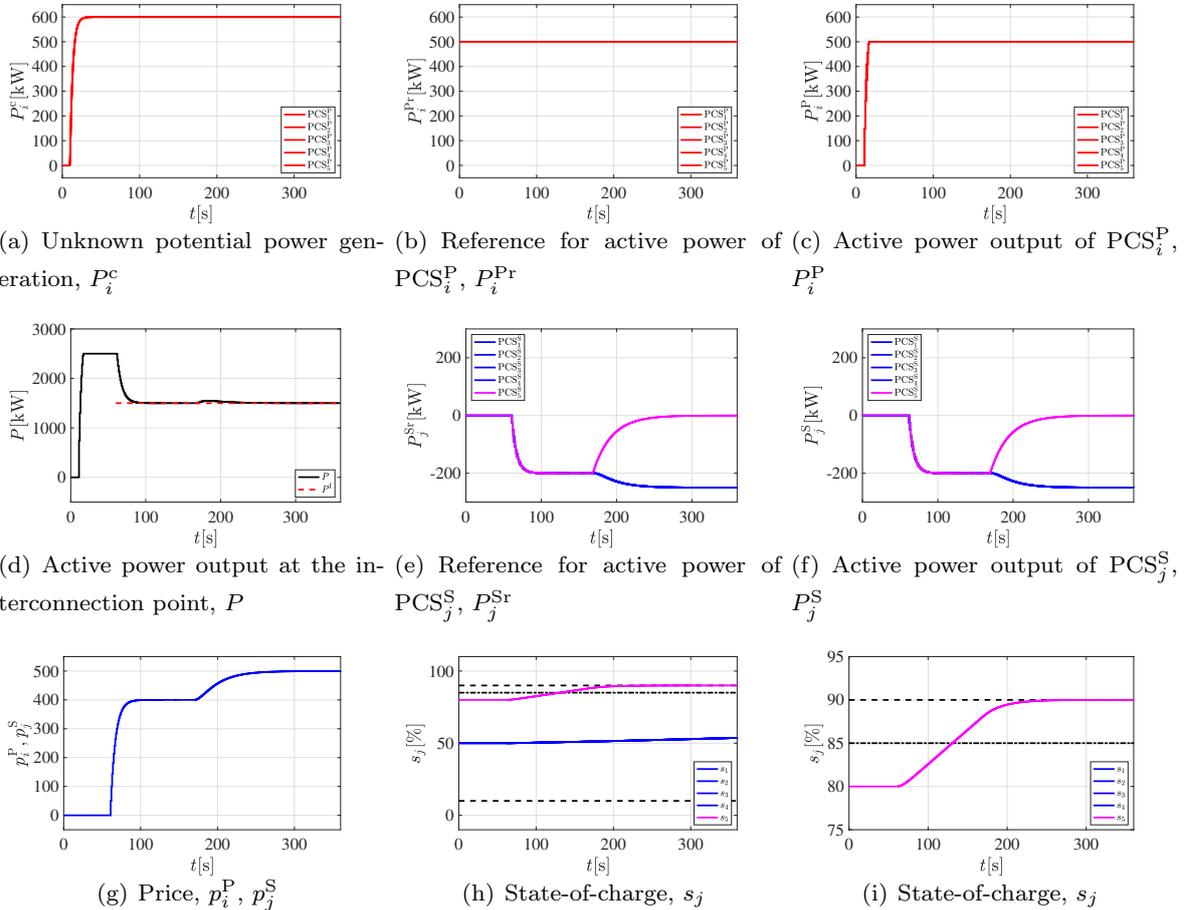


Fig. 4.11 : Time responses of the output power curtailment system where  $PCS_5^S$  decreases the amount of charging power.

### 数値例 3: PV からの出力電力の抑制が必要な場合

ここでは, すべての  $PCS_j^S$  に接続された蓄電池の SOC が比較的高いため, 充電量を抑制する場合を想定し検証する. そこですべての蓄電池の蓄電容量を  $m_j = 70$  kWh,  $j = 1, \dots, 5$ , 初期 SOC を  $s_j(0) = 80$  %,  $j = 1, \dots, 5$  とした. 出力抑制指令値  $P^I$  は数値例 1, 2 と同様とする. このときの閉ループ系 Fig. 4.9 の応答を Fig. 4.12 に示す.

Figs. 4.12(e), 4.12(f) より, すべての  $PCS_j^S$  が  $t = 190$  s 付近から充電量を抑制していることが確認できる. また Figs. 4.12(b), 4.12(c) より,  $PCS_j^S$  の充電量の抑制に伴い, すべての  $PCS_i^P$  が出力電力を抑制していることも確認できる. これにより, 連系点における有効電力出力  $P$  を出力抑制指令値  $P^I$  に追従できていることが, Fig. 4.12(d) から確認できる. このように SOC の増加に伴い, 蓄電池のみによる対応が困難となる場合でも,  $PCS_i^P$  が出力電力を抑制することにより, 出力抑制指令への

対応が可能であることが確認できる。

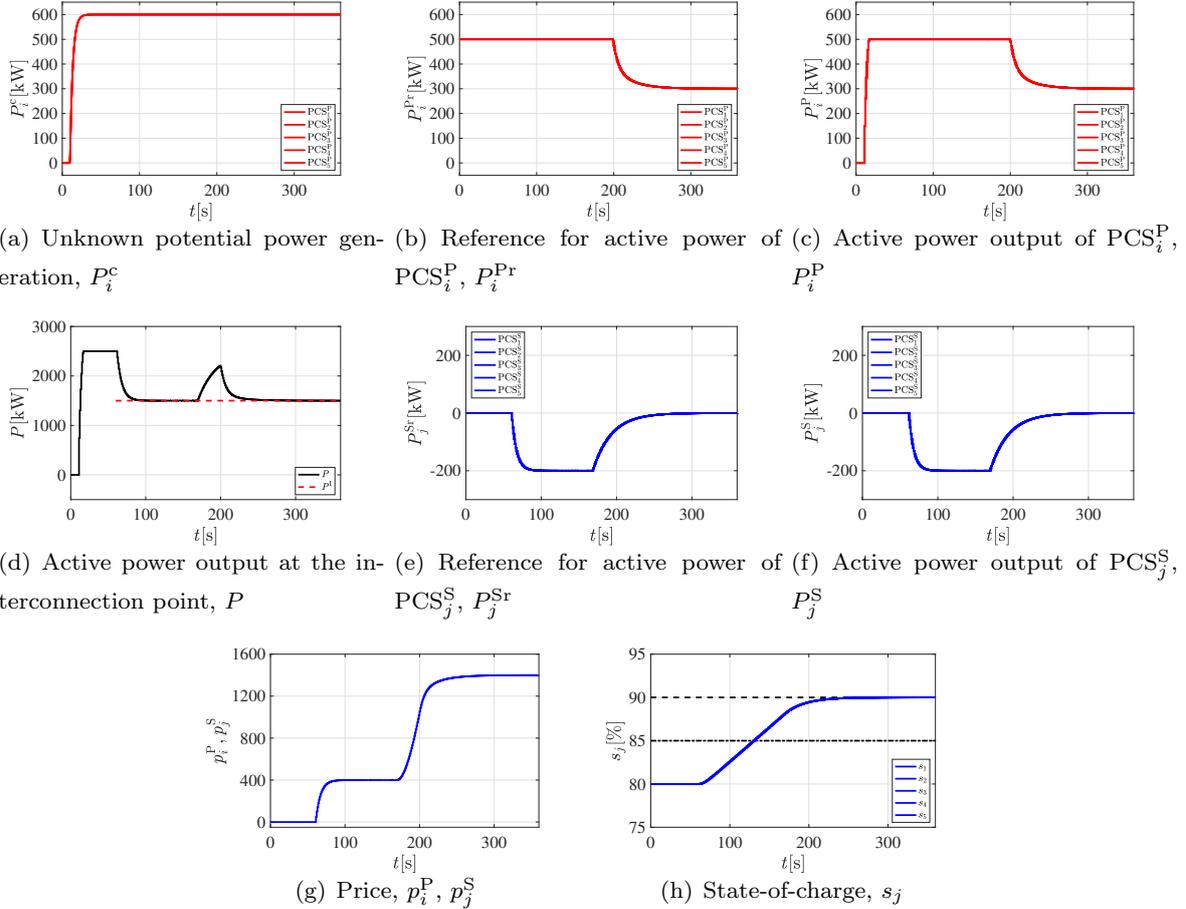


Fig. 4.12 : Time responses of the output power curtailment system where all  $PCS_j^S$ s decrease the amount of charging power and all  $PCS_i^P$ s suppress the amount of power output.

#### 数値例 4: 蓄電池の放電による対応が必要な場合

出力抑制指令は快晴時など、発電量  $P_i^c$  が十分に大きな時間帯に発令される。しかしながら、気象条件の変動に伴う発電量の一時的な減少に対しても検証する必要があると考えられる。そこで、すべての  $PCS_i^P$  に接続された PV パネルの発電量が  $t = 150$  s 付近で 200 kW まで減少し、 $t = 250$  s 付近で 450 kW まで再び増加するとした。数値例 1 と同様にすべての蓄電池の蓄電容量を  $m_j = 500$  kWh,  $j = 1, \dots, 5$ , 初期 SOC を  $s_j(0) = 50$  %,  $j = 1, \dots, 5$  とした。出力抑制指令値  $P^I$  は数値例 1, 2, 3 と同様とする。このときの閉ループ系 Fig. 4.9 の応答を Fig. 4.13 に示す。

Figs. 4.13(e), 4.13(f), 4.13(h) より、PV パネルの総発電量が出力抑制指令値  $P^I$  以上の状況 ( $t < 150$  s および  $t \geq 250$  s) で充電を、一方で、PV パネルの総発電量が出力抑制指令値  $P^I$  以下の状況 ( $150 \leq t < 250$  s) では放電を行なっていることが確認できる。これにより、連系点における有効電力出力  $P$  を出力抑制指令値  $P^I$  に追従できていることが、Fig. 4.13(d) から確認できる。このように気象条件に伴う発電量の一時的な減少により、総発電量が出力抑制指令値を下回る場合でも、蓄

電池が放電動作を行い、制御目的 1, 2, 3 の達成が可能であることが確認できる。

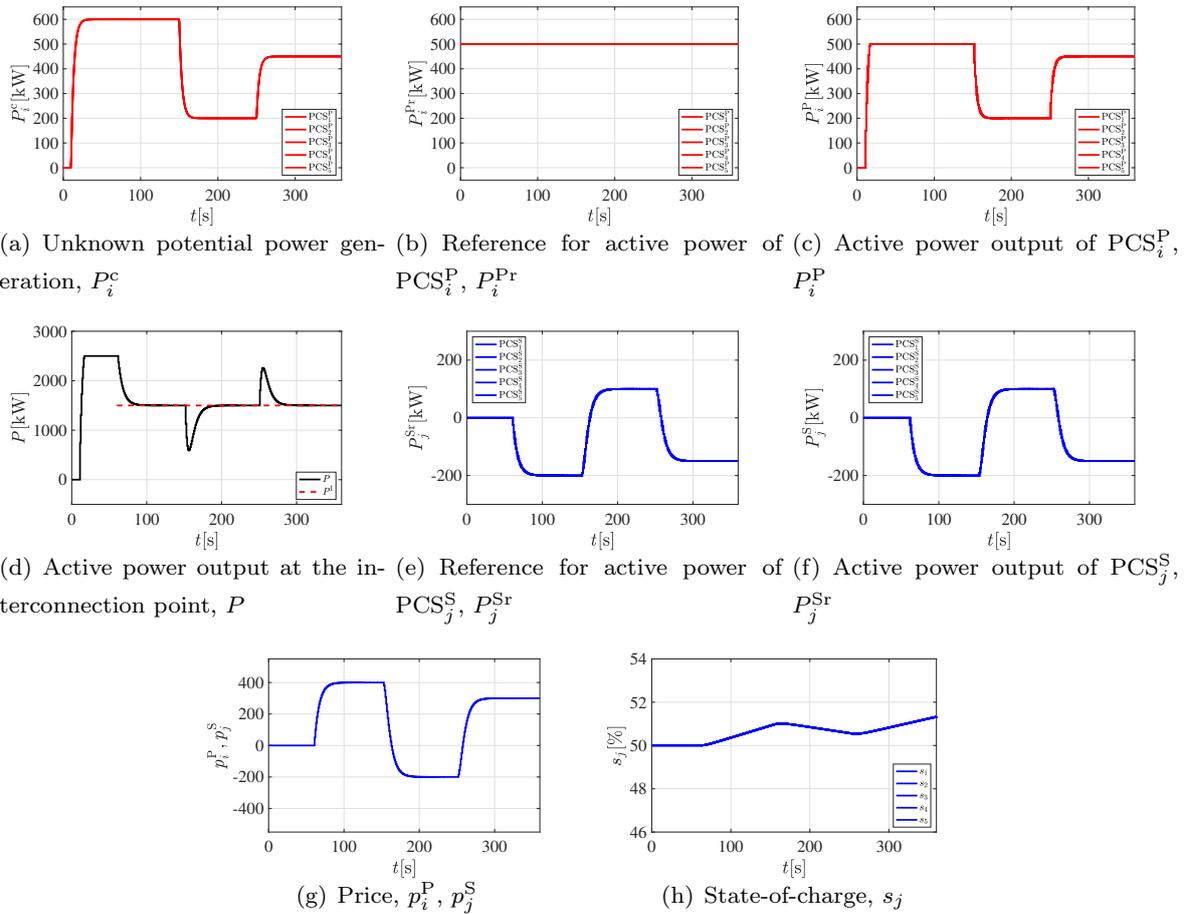


Fig. 4.13 : Time responses of the output power curtailment system where unknown potential power generation of all  $PCS_i^P$ s decrease temporarily.

#### 数値例 5: 接続・離脱により PCS の運転台数が変わる場合

発熱などの不具合を生じた PCS は、機器の深刻な損傷を避けるために、電力出力量を減少させる、または単純に離脱停止するといった運転を行う。ここでは不具合の生じた PCS の離脱、新規な PCS の接続といった PCS の総運転台数が変化する状況を想定する。数値実験開始時、 $PCS_i^P$ ,  $i = 1, 2, 3$  および  $PCS_j^S$ ,  $j = 1, \dots, 5$  が接続されているとする。  $t = 120$  s において、 $PCS_3^P$  が離脱し、さらに  $t = 220$  s において新規な  $PCS_4^P$ ,  $PCS_5^P$  が接続されるとした。蓄電池の容量と初期 SOC は数値例 1, 4 と同様としている。出力抑制指令値  $P^I$  は数値例 1, 2, 3, 4 と同様とする。このときの閉ループ系 Fig. 4.9 の応答を Fig. 4.14 に示す。

Figs. 4.14(e), 4.14(f), 4.14(h) より、 $PCS_3^P$  の離脱 ( $t = 120$  s) までは、3 台の  $PCS_i^P$  の総電力出力量と出力抑制指令値  $P^I$  が一致しており、 $PCS_j^S$  は充電も放電も行っていないことが確認できる。 $PCS_3^P$  の離脱後から新規な  $PCS_4^P$ ,  $PCS_5^P$  が接続されるまでの間 ( $120 \text{ s} \leq t < 220 \text{ s}$ ) は、離脱に伴い減少した電力出力量を補うために  $PCS_j^S$  が放電を行なっていることが確認できる。さらに新規な

$PCS_4^P$ ,  $PCS_5^P$  の接続後 ( $t \geq 220$  s) は、接続に伴い増加した電力出力量に対応するために、 $PCS_j^S$  が充電を行なっていることが確認できる。これにより、連系点における有効電力出力  $P$  が出力抑制指令値  $P^I$  に追従できていることが、Fig. 4.14(d) から確認できる。このように接続・離脱により PCS の台数が変化する plug-and-play 型の運用にも対応可能であることが確認できる。

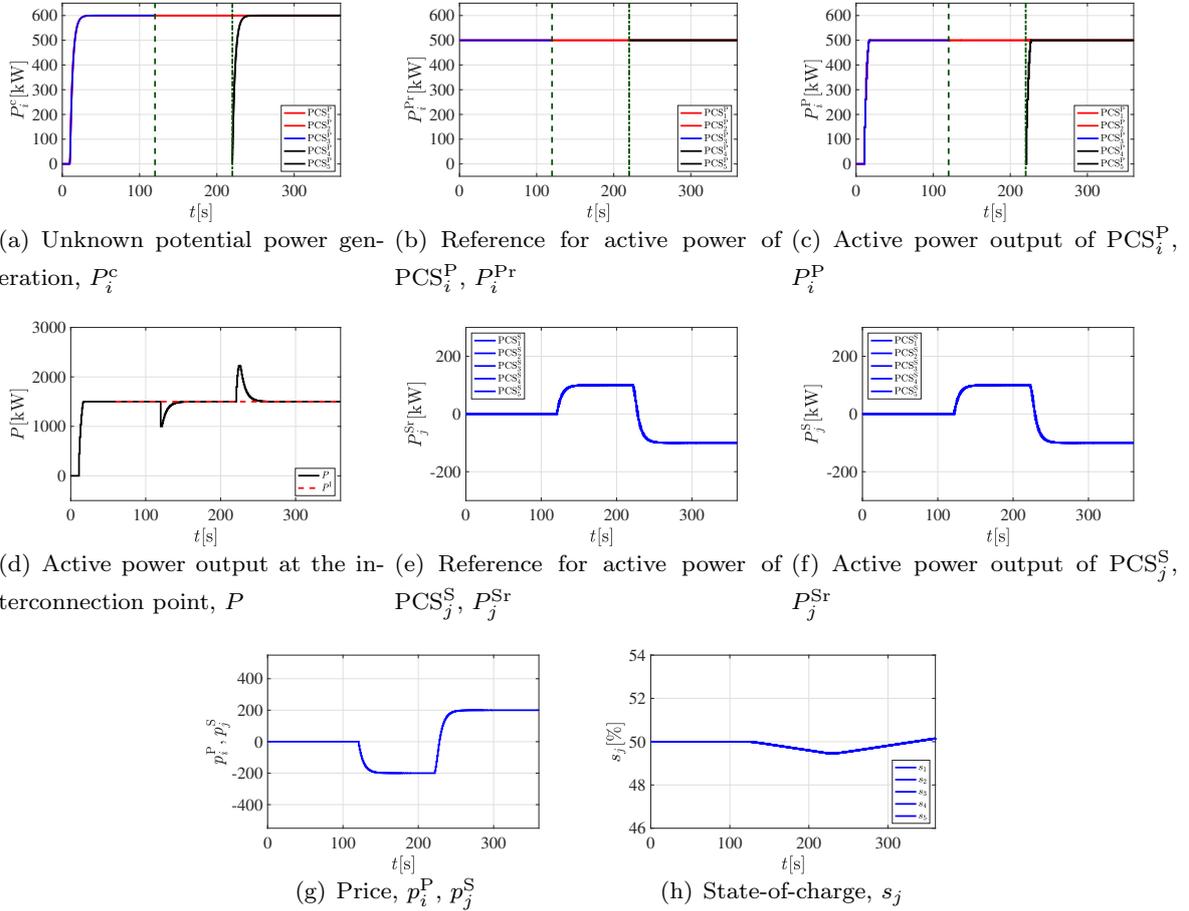


Fig. 4.14 : Time responses of the output power curtailment system where  $PCS_3^P$  disconnects at  $t = 120$  s and,  $PCS_4^P$  and  $PCS_5^P$  connect at  $t = 220$  s.

## 4.4 実機 PCS を使用した実験による分散制御方策の有効性検証

本節では、4.2 節にて検討した大規模太陽光発電システムに対する分散制御方策および 4.3 節にて検討した蓄電池併設型大規模太陽光発電システムに対する分散制御方策の有効性を実機 PCS を用いて検証する。

### 4.4.1 実験装置

定格容量  $P_i^1 = 500$  kW の PCS 5 台により構成される総容量 2.5 MW の大規模太陽光発電システムを想定した実験と、定格容量  $P_i^1 = 500$  kW の PV パネル接続 PCS 3 台および定格容量  $P_j^{S1} = 250$  kW の蓄電池接続 PCS 2 台の合計 5 台の PCS により構成される総容量 2 MW の蓄電池併設型太陽光システムを想定した実験を行う。実験には 3.4 節と同様にスケールダウンモデル PCS を使用する。スケールダウンモデル PCS の設定値としての定格容量は適宜変更することが可能であり、本実験では蓄電池用として動作させる PCS の定格容量を  $P_j^{S1} = 250$  kW と設定し、動作させる。大規模太陽光発電システムを想定した実験では PV 模擬電源 3 台と整流器 2 台を使用した。蓄電池併設型太陽光システムを想定した実験では、PV 模擬電源 3 台とリチウムイオンキャパシタ 2 台を使用した。運営管理者の価格更新および提示には汎用の PC を用いた。また、PCS から出力される電力は模擬電力システムのプログラマブル交流電源で吸収する。

#### 蓄電池

蓄電池として、新神戸電機株式会社 (現 日立化成株式会社) 製リチウムイオンキャパシタモジュール SLCB110AMD3201DH01 を 2 つ直列に接続したものを使用した。リチウムイオンキャパシタの仕様 (1 モジュール) を Table 4.3 に示す。物理的な蓄電容量は  $48 \times 2 = 96$  Wh であるが、PCS の運転可能電圧や安全面を考慮し、実際に使用可能な容量を 70 Wh としている。また本実験で使用する実機 PCS は、定格容量 500 kW モデルを 1 kW にスケールダウンしたものであるため、 $70 \text{ Wh} \times 500 = 35 \text{ kWh}$  の蓄電容量を持つ蓄電池を想定した実験となる。本実験の目的は、分散制御方策の実機実験により検証することであり、 $PCS_j^S$  が式および Table 4.2 にしたがって充電目標値を抑制する様子も確認するため、比較的短時間で満充電状態にできるように容量の小さな蓄電池を用いている。

Table 4.3 : Specification of SLCB110AMD3201DH01.

Voltage range	70 – 121.6 V
Capacity	48.0 Wh

本実験では、リチウムイオンキャパシタの端子電圧と SOC との関係が線形であると仮定し、



Fig. 4.15 : Lithium-ion capacitor.

(4.36) 式にしたがい SOC を推定し, 使用した.

$$s_j[k] = \frac{V_{\text{bat}j}[k] - V_{\text{bat}j}^{\min}}{V_{\text{bat}j}^{\max} - V_{\text{bat}j}^{\min}} \quad (4.36)$$

ここで,  $V_{\text{bat}j}[k]$  はリチウムイオンキャパシタの端子電圧の測定値,  $V_{\text{bat}j}^{\max}$ ,  $V_{\text{bat}j}^{\min}$  はそれぞれ端子電圧の最大値および最小値を表す.

#### 4.4.2 実時間価格提示方策および分散最適化の実機実装

価格の更新, 提示は運営管理者用 PC 上で, 分散最適化は各 PCS の演算処理装置で実行される. なお本実験でも, 4.2.2 節および 4.3.2 節と同様に価格  $p_i$  の更新および電力出力目標値の更新をサンプリング時間  $t_s = 1$  s の離散時間系として実装した.

価格の更新と提示には連系点の有効電力出力  $P$  の値が必要となる. しかしながら, 運営管理者用 PC は電力を計測する機能を有していない. そこで, 各 PCS による検出値を運営管理者用 PC に送信, その合計値を使用した. なお運営管理者用 PC は, 実験時の各種データの保存と表示も実行し, 実時間での実験結果の観察が可能となっている.

各 PCS は提示される価格をもとに, 最適化問題を解き出力目標値を更新する. しかしながら, PCS の演算処理装置に汎用の最適化問題ソルバを実装することは現実的ではない. ここでは, 最適化問題の特徴を活用し簡易な手順で目標値を決定している.

##### 有効電力出力目標値の決定手順

ここでは, 4.2, 4.3 節で検討した有効電力分散制御における出力目標値の簡易決定法を検討する.

分散最適化問題 (4.4) 式は下に凸の 1 変数 2 次関数である. (4.4) 式の求解のイメージ図を Fig. 4.16 に示す. 青線は定格容量による制約 (不等式制約 (4.4b) 式) を表している. 赤色  $\times$  は制約条件を無視した最適解,  $\circ$  は制約条件を考慮した最適解を表している. ここで, 黒色  $\times$  は評価関数の最小値を示している. 青色で示した領域が, 解の許容領域である.

制約条件を無視した最適解 (赤色の  $\times$ ) を  $P_i^t$  とすると, (4.4) 式の制約条件を考慮しない場合の KKT 条件 (評価関数の 1 回微分) より

$$P_i^t = P_i^l - \frac{p_i}{2w_i} \quad (4.37)$$

ともとまる. よって各 PCS は, 制約条件を無視した最適解 (4.37) 式を計算し, 制約条件の成立, 不成立を確認することにより, 出力目標値  $P_i^r$  を決定することができる.

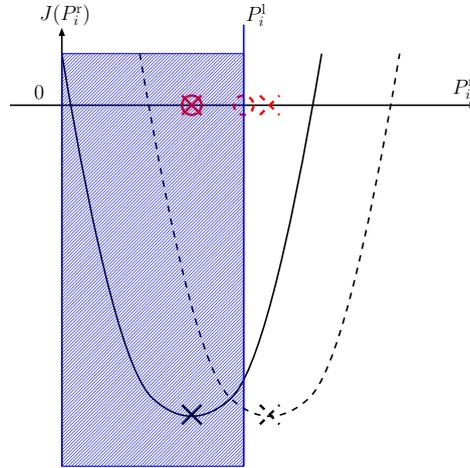


Fig. 4.16 : Optimization problem eq. (4.4).

また, 分散最適化問題 (4.21) 式, (4.22) 式についても同様に

$$P_i^{Pt} = P_i^d - \frac{p_i^P}{2w_i^P} \tag{4.38}$$

$$P_j^{St} = -\frac{p_j^S}{2w_j^S} \tag{4.39}$$

を計算し, 制限値と比較することにより, 出力目標値  $P_i^{Pr}$ ,  $P_j^{Sr}$  を決定できる. (4.21) 式, (4.22) 式について, 求解のイメージ図を Fig. 4.17, 4.17 にそれぞれ示す.

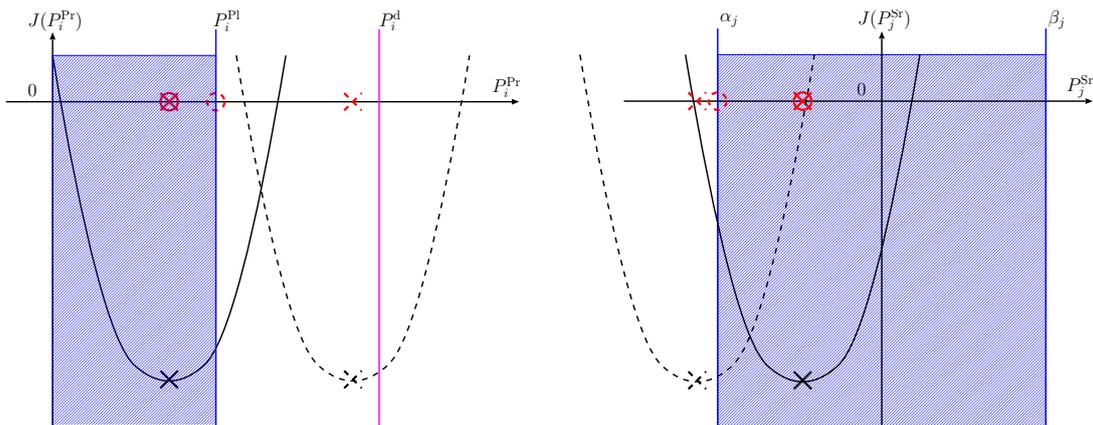


Fig. 4.17 : Optimization problem eq. (4.21).

Fig. 4.18 : Optimization problem eq. (4.22).

### 4.4.3 大規模太陽光発電システムを想定した実機実験

#### 実験例 1: 重み係数の異なる PCS が混在している場合

ここでは、運営管理者による価格提示により、連系点における有効電力出力を出力抑制指令値に追従可能なことを確認する。PV パネルにおける発電量  $P_i^c = 510$  kW を想定し、PV シミュレータの設定を行なっている。出力抑制指令値  $P^I$  は、 $t \geq 66$  s において  $P^I = 1500$  kW とした。各 PCS の重み係数は PCS<sub>5</sub> のみ  $w_5 = 2$  と設定し、そのほかの PCS は  $w_i = 1$ ,  $i = 1, \dots, 4$  と設定している。価格提示方策における設計変数は  $\epsilon = 0.05$  とした。このときの閉ループ系 Fig. 4.2 の応答を Fig. 4.19 に示す。

Fig. 4.19(a) に、分散最適化問題 (4.4) 式により決定される有効電力出力目標値  $P_i^r$  を示す。また対応する有効電力出力  $P_i$  を Fig. 4.19(b) に示す。Fig. 4.19(c) に連系点における有効電力出力を示す。赤色破線は出力抑制指令値  $P^I$  を表す。Fig. 4.19(d) に (4.12) 式により決定・提示される価格  $p_i$  を示す。

Fig. 4.19(d) に示す価格が提示されることにより、各 PCS が有効電力出力を抑制していることが Figs. 4.19(a), 4.19(b) から確認できる。また本実験では、PCS<sub>5</sub> の抑制量が他の PCS と比較が少ないことも確認できる。価格提示方策を利用した電力調整により、連系点における有効電力出力  $P$  を出力抑制指令値  $P^I$  に追従できていることが、Fig. 4.19(c) から確認できる。このように実時間価格提示 (4.12) 式および分散最適化問題 (4.4) 式による運用は、制御目的 1, 2 の達成が可能であることを、実機 PCS を用いた実験からも確認できた。

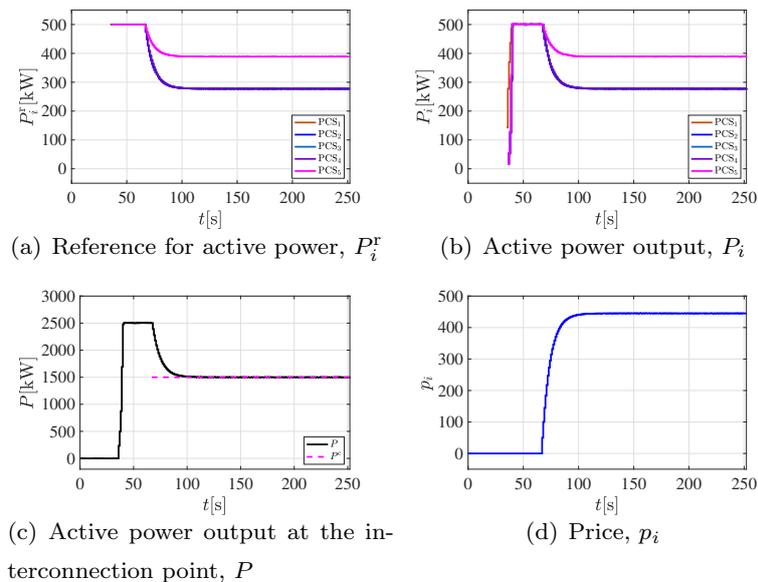


Fig. 4.19 : Experimental result of the output power curtailment system where PCS<sub>5</sub> sets the weighting coefficient  $w_5 = 2$ .

### 実験例 2: 容量の異なる PCS がある場合

ここでは、容量の異なる PCS が存在する場合を想定し、検証する。各 PCS の定格容量を  $P_1^1 = 200 \text{ kW}$ ,  $P_2^1 = 300 \text{ kW}$ ,  $P_3^1 = 400 \text{ kW}$ ,  $P_4^1 = 500 \text{ kW}$ ,  $P_5^1 = 500 \text{ kW}$  とした。重み係数もすべての PCS で等しく  $w_i = 1 \text{ kW}$ ,  $i = 1, \dots, 5$  とした。抑制指令値  $P^I$  は、 $t \geq 73 \text{ s}$  において  $P^I = 1500 \text{ kW}$  とした。このときの閉ループ系 Fig. 4.2 の応答を Fig. 4.20 に示す。

価格提示方策を利用した電力調整により、連系点における有効電力出力  $P$  を出力抑制指令値  $P^I$  に追従できていることが、Fig. 4.20(c) から確認できる。また本実験例では、重み係数をすべての PCS で等しく設定しているため、すべての PCS が等しく  $80 \text{ kW}$  抑制していることが Figs. 4.20(a), 4.20(b) から確認できる。

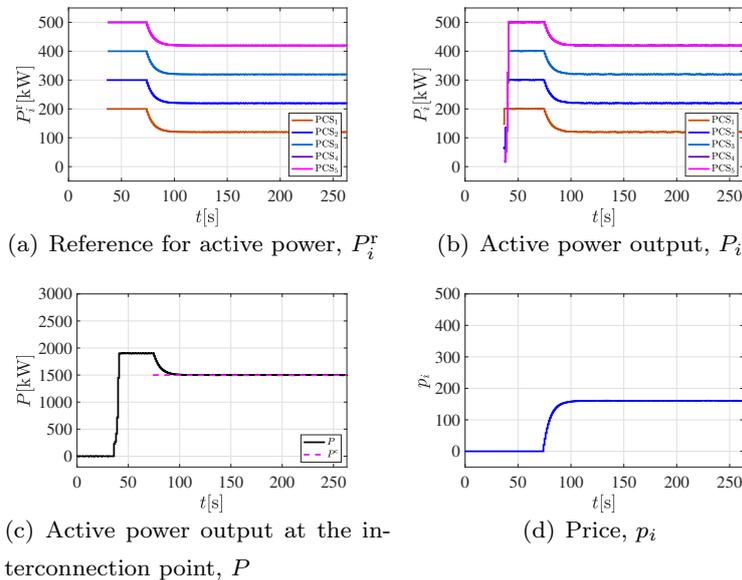


Fig. 4.20 : Experimental result of the output power curtailment system where there exists PCSs that have different rated power capacity.

#### 4.4.4 蓄電池併設型太陽光発電システムを想定した実機実験

##### 実験例 1: 価格提示を採用した場合

ここでは、運営管理者による価格提示により、連系点における有効電力出力を出力抑制指令値に追従可能なことを確認する。PV パネルの発電量は  $P_i^c = 510 \text{ kW}$  を想定し、PV シミュレータの設定を行なっている。設計変数は  $P_i^d = 2 \times P_i^{P1} = 1000 \text{ kW}$ ,  $i = 1, 2, 3$  としている。重み係数はすべての PCS で等しく  $w_i^P = w_j^S = 1.0$ ,  $i = 1, 2, 3$ ,  $j = 1, 2$  とした。初期 SOC を  $s_j(0) \simeq 50 \%$ ,  $j = 1, 2$  とした。出力抑制指令値  $P^I$  は、 $t \geq 22 \text{ s}$  において  $P^I = 1100 \text{ kW}$  とした。価格提示方策における設計変数は  $\epsilon = 0.1$  としている。このときの閉ループ系 Fig. 4.9 の応答を Fig. 4.21 に示す。なお本実験例では、充電残量による動作状態の変更は発生しないため、SOC  $s_j$  の結果は省略している。

Fig. 4.21(a) に、分散最適化問題 (4.21) 式により決定される PCS $_i^P$  の有効電力目標値  $P_i^{Pr}$  を示

す. また対応する有効電力出力  $P_i$  を Fig. 4.21(b) に示す. Fig. 4.21(c) に連系点における有効電力出力を示す. 赤色破線は出力抑制指令値  $P^I$  を表す. Fig. 4.21(d) に, 分散最適化問題 (4.22) 式により決定される  $\text{PCS}_j^S$  の有効電力目標値  $P_j^{Sr}$  を示し, Fig. 4.21(d) に目標値に追従する出力を示す. Fig. 4.21(f) に (4.31) 式により決定・提示される価格  $p_i$  を示す.

Fig. 4.21(f) に示す価格が提示されることにより,  $\text{PCS}_j^S$  が充電量を変化させていることが Figs. 4.21(d), 4.21(e) から確認できる. また Figs. 4.21(a), 4.21(b) から,  $\text{PCS}_i^P$  が有効電力出力を抑制していないことが確認できる. 価格提示方策を利用した電力調整により, 蓄電池のみが充電をすることで連系点における有効電力出力  $P$  を出力抑制指令値  $P^I$  に追従できていることが, Fig. 4.21(c) から確認できる. このように実時間価格提示 (4.31) 式および分散最適化問題 (4.21) 式, (4.22) 式による運用は, 制御目的 1, 2, 3 の達成が可能であることが確認できる.

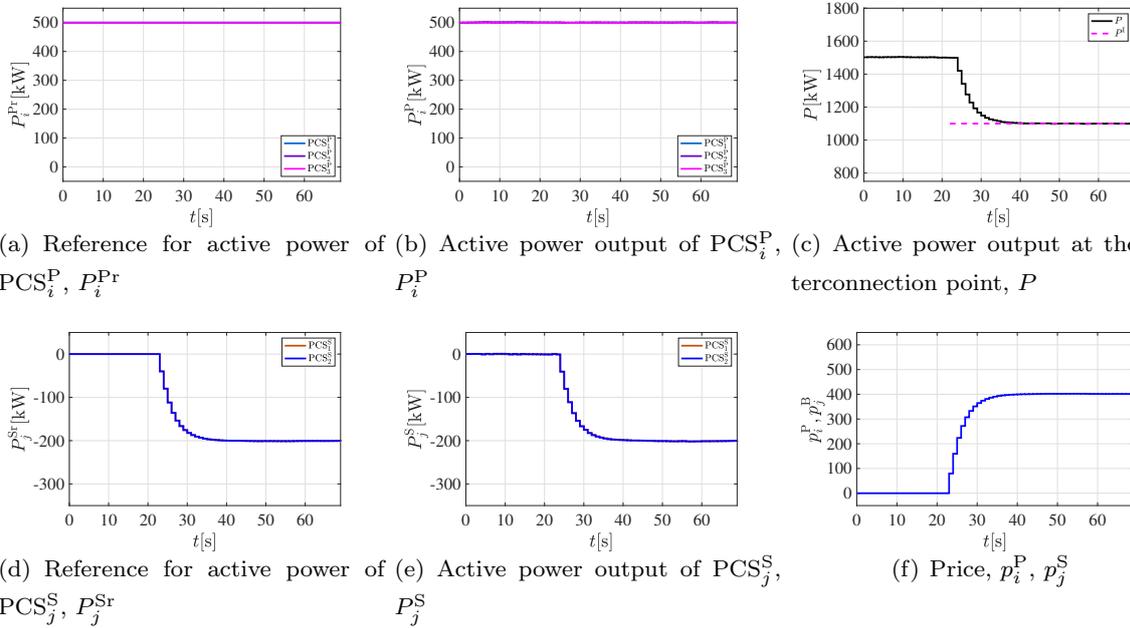


Fig. 4.21 : Experimental result of the output power curtailment system for PV generation plant with storage.

## 実験例 2: 充電量を抑制する蓄電池が存在する場合

ここでは、 $\text{PCS}_1^S$  に接続された蓄電池の SOC が比較的高いため充電量を抑制する場合を想定し検証する。そこで  $\text{PCS}_1^S$  に接続された蓄電池の初期 SOC を  $s_5(0) \simeq 82\%$  とした。PV パネルにおける発電量は  $P_i^c = 510 \text{ kW}$  を想定し、PV シミュレータの設定を行なっている。出力抑制指令値  $P^I$  は、 $t \geq 29 \text{ s}$  において  $P^I = 1350 \text{ kW}$  とした。このときの閉ループ系 Fig. 4.9 の応答を Fig. 4.22 に示す。Fig. 4.22(g) に (4.36) 式により推定した蓄電池の state-of-charge を示す。本実験では、 $\text{PCS}_j^S$  がリチウムイオンキャパシタの端子電圧を  $0.1 \text{ s}$  ごとに観測、 $\text{PCS}_j^S$  内部の演算処理装置に保存している。 $\text{PCS}_j^S$  内部の演算処理装置の性能上、2904 ステップ分のデータ保存が可能であるが、実験時間がそれを超えた場合には、古いデータは上書きされてしまう。そのため Figs. 4.22(g), 4.22(h) には、 $0 \text{ s} \leq t \leq 50 \text{ s}$  のデータは表示していない。

Figs. 4.22(d), 4.22(e) より、 $\text{PCS}_5^S$  が  $t = 190 \text{ s}$  付近から充電量を抑制していることが確認できる。また  $\text{PCS}_1^S$  の充電量の抑制に伴い、他の  $\text{PCS}_2^S$  が充電量を増加させ、連系点における有効電力出力  $P$  を出力抑制指令値  $P^I$  に追従できていることが、Fig. 4.22(c) から確認できる。このように SOC の増加に伴い、充電量を抑制、停止する蓄電池が存在する場合への対応も可能であることが確認できる。

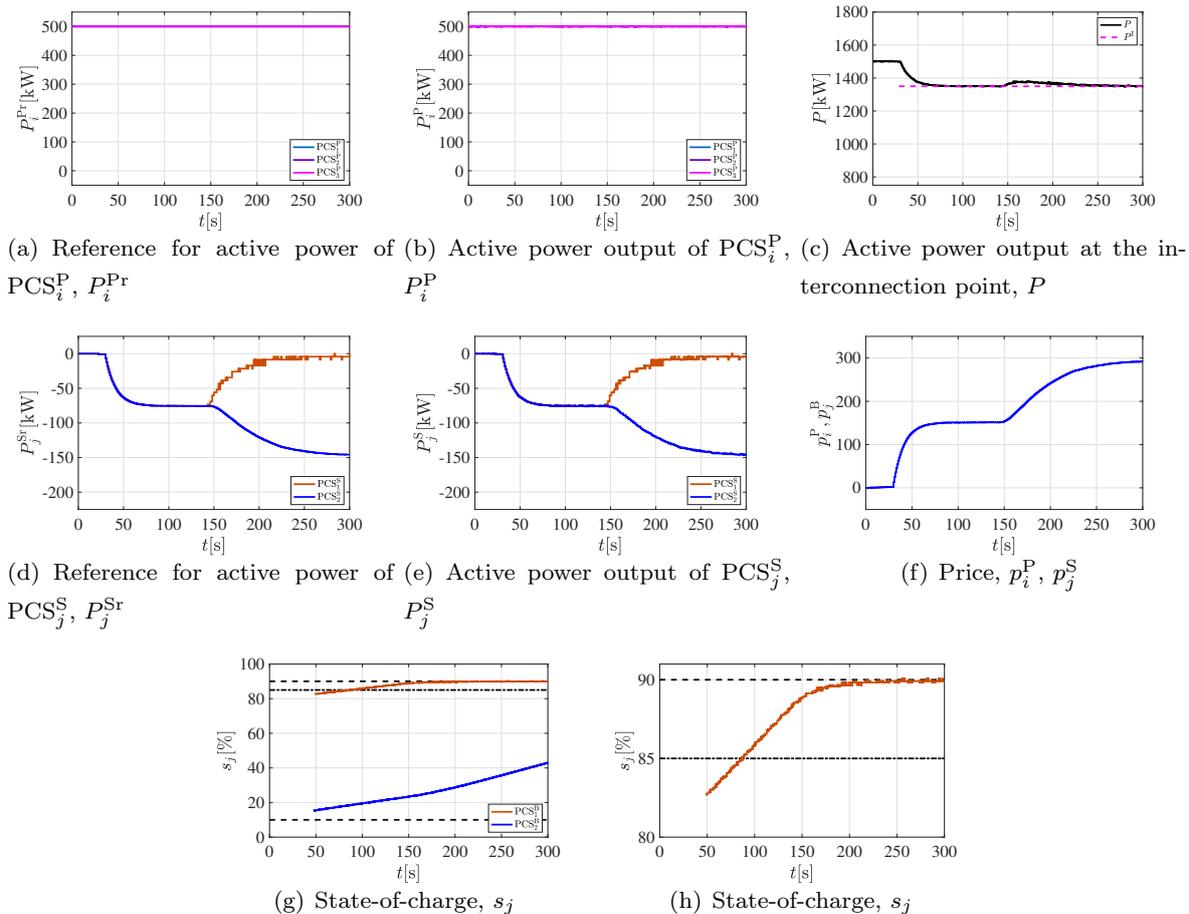


Fig. 4.22 : Experimental result of the output power curtailment system where  $\text{PCS}_1^S$  decreases the amount of charging power.

### 実験例 3: PV パネルからの出力電力を抑制する必要がある場合

ここでは、すべての  $\text{PCS}_j^S$  に接続された蓄電池の SOC が比較的高いため、充電量を抑制する場合を想定し検証する。そこですべての蓄電池の初期 SOC を  $s_j(0) \simeq 82\%$ ,  $j = 1, 2$  とした。PV パネルにおける発電量は  $P_i^c = 510$  kW を想定し、PV シミュレータの設定を行なっている。出力抑制指令値  $P^I$  は、 $t \geq 25$  s において  $P^I = 1300$  kW とした。このときの閉ループ系 Fig. 4.9 の応答を Fig. 4.23 に示す。

Figs. 4.23(d), 4.23(e) より、すべての  $\text{PCS}_j^S$  が  $t = 100$  s 付近から充電量を抑制していることが確認できる。また Figs. 4.23(a), 4.23(b) より、 $\text{PCS}_j^S$  の充電量の抑制に伴い、すべての  $\text{PCS}_i^P$  が出力電力を抑制していることも確認できる。これにより、連系点における有効電力出力  $P$  を出力抑制指令値  $P^I$  に追従できていることが、Fig. 4.23(c) から確認できる。このように SOC の増加に伴い、蓄電池のみによる対応が困難となる場合でも、 $\text{PCS}_i^P$  が出力電力を抑制することにより、出力抑制指令への対応が可能であることが確認できる。

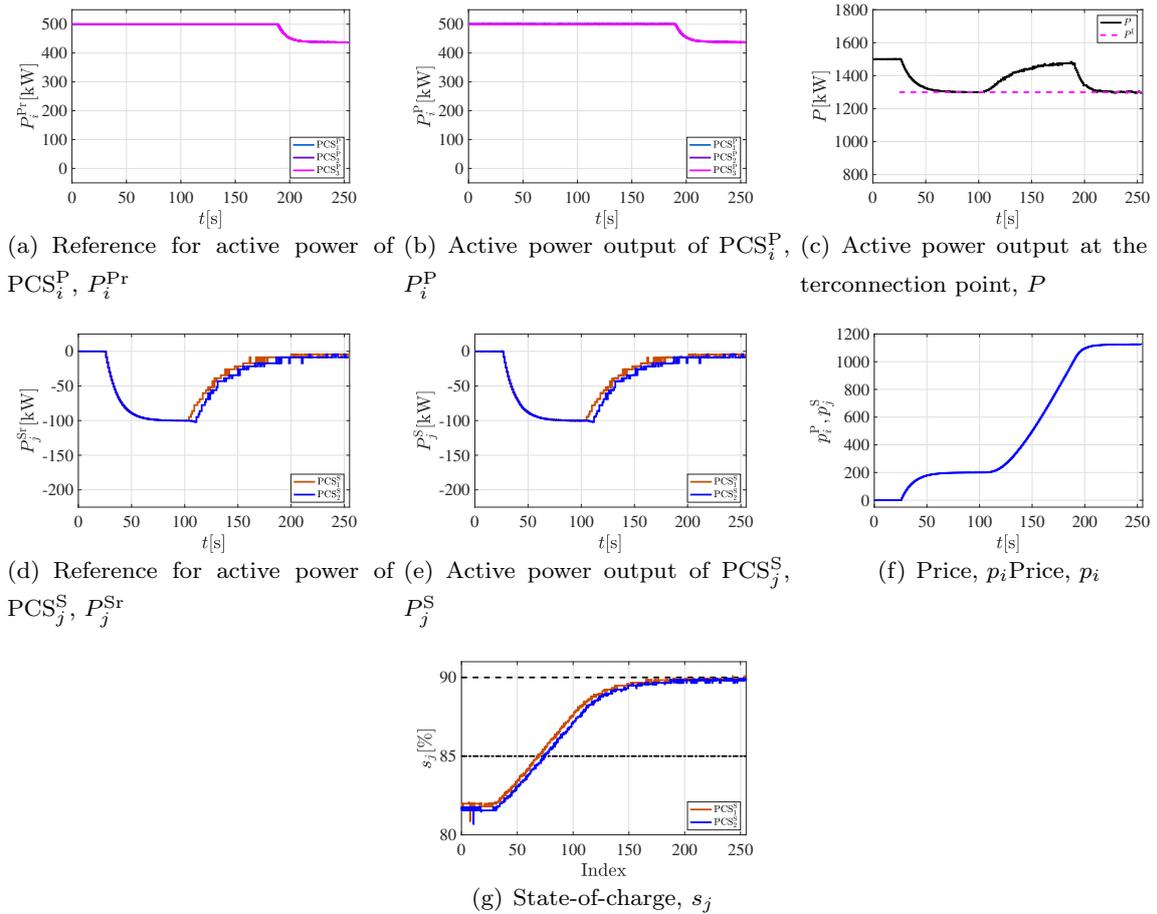


Fig. 4.23 : Experimental result of the output power curtailment system where all  $\text{PCS}_j^S$ s decrease the amount of charging power and all  $\text{PCS}_i^P$ s suppress the amount of power output.

#### 実験例 4: 蓄電池の放電による対応が必要な場合

出力抑制指令は快晴時など、発電量  $P_i^c$  が十分に大きな時間帯に発令される。しかしながら、気象条件の変動に伴う発電量の一時的な減少に対しても検証する必要があると考えられる。そこで、PCS<sub>1</sub><sup>P</sup> に接続された PV パネルの発電量が  $t = 100$  s 付近で 200 kW まで減少し、 $t = 180$  s 付近で 500 kW まで再び増加するとした。初期 SOC を  $s_j(0) \simeq 50\%$ ,  $j = 1, \dots, 5$  とした。出力抑制指令値  $P^I$  は、 $t \geq 26$  s において  $P^I = 1300$  kW とした。このときの閉ループ系 Fig. 4.9 の応答を Fig. 4.24 に示す。なお本実験例では、充電残量による動作状態の変更は発生しないため、SOC  $s_j$  の結果は省略している。

Figs. 4.24(d), 4.24(e) より、PV パネルの総発電量が出力抑制指令値  $P^I$  以上の状況 ( $t < 100$  s および  $t \geq 180$  s) で充電を、一方で、PV パネルの総発電量が出力抑制指令値  $P^I$  以下の状況 ( $100 \leq t < 180$  s) では放電を行なっていることが確認できる。これにより、連系点における有効電力出力  $P$  を出力抑制指令値  $P^I$  に追従できていることが、Fig. 4.24(c) から確認できる。このように気象条件に伴う発電量の一時的な減少により、総発電量が出力抑制指令値を下回る場合でも、蓄電池が放電動作を行い、制御目的 1, 2, 3 の達成が可能であることが確認できる。

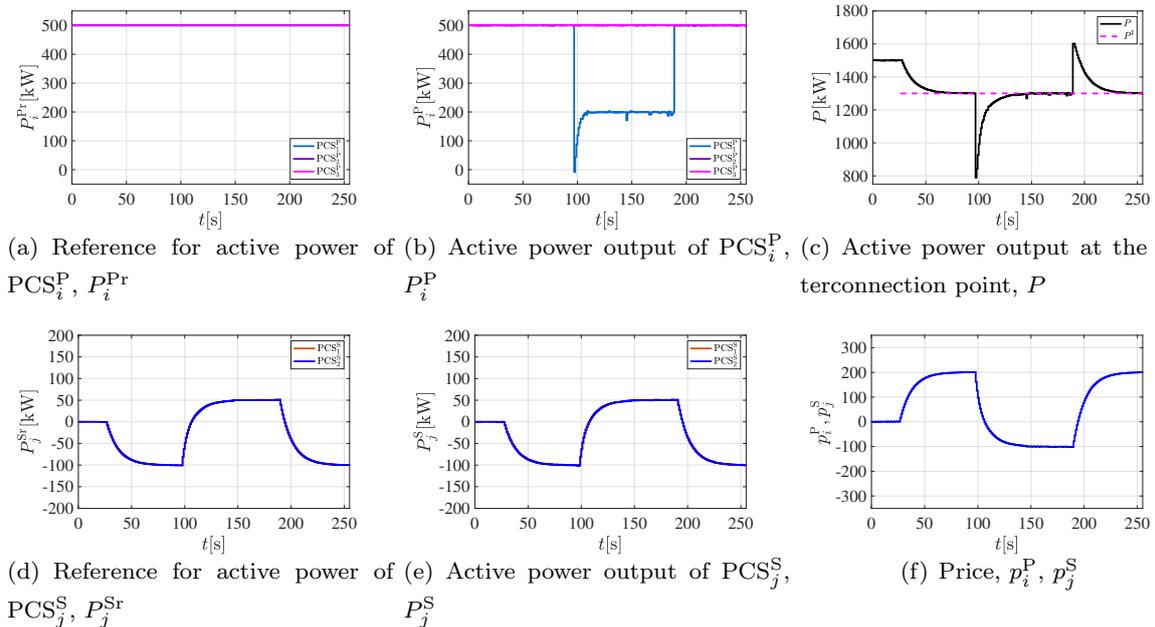


Fig. 4.24 : Experimental result of the output power curtailment system where unknown potential power generation of PCS<sub>1</sub><sup>P</sup> decreases temporarily.

### 実験例 5: 離脱により PCS の運転台数が変化する場合

発熱などの不具合を生じた PCS は、機器の深刻的な損傷を避けるために、電力出力量を減少させる、または単純に離脱停止するといった運転を行う。ここでは不具合を生じた PCS の離脱により PCS の総運転台数が変化する状況を想定する。実験開始時、 $PCS_i^P, i = 1, 2, 3$  および  $PCS_j^S, j = 1, 2$  が接続されているとする。  $t = 120$  s において、 $PCS_3^P$  が離脱するとした。PV パネルにおける発電量は  $P_i^c = 510$  kW を想定し、PV シミュレータの設定を行なっている。蓄電池の初期 SOC は  $s_j(0) \simeq 50\%$ ,  $j = 1, 2$  とした。出力抑制指令値  $P^I$  は、 $t \geq 29$  s において  $P^I = 1300$  kW とした。このときの閉ループ系 Fig. 4.9 の応答を Fig. 4.25 に示す。なお本実験例では、充電残量による動作状態の変更は発生しないため、SOC  $s_j$  の結果は省略している。

Figs. 4.25(d), 4.25(e) より、出力抑制指令値の発令から  $PCS_3^P$  の離脱 ( $29 \text{ s} \leq t < 120 \text{ s}$ ) までは、 $PCS_j^S$  が放電を行なっていることが確認できる。 $PCS_3^P$  の離脱後 ( $120 \text{ s} \geq t$ ) は、離脱に伴い減少した電力出力量を補うために  $PCS_j^S$  が放電を行なっていることが確認できる。これにより、連系点における有効電力出力  $P$  を出力抑制指令値  $P^I$  に追従できていることが、Fig. 4.25(c) から確認できる。このように離脱により PCS の台数が変化する plug-and-play 型の運用にも対応可能であることが確認できる。

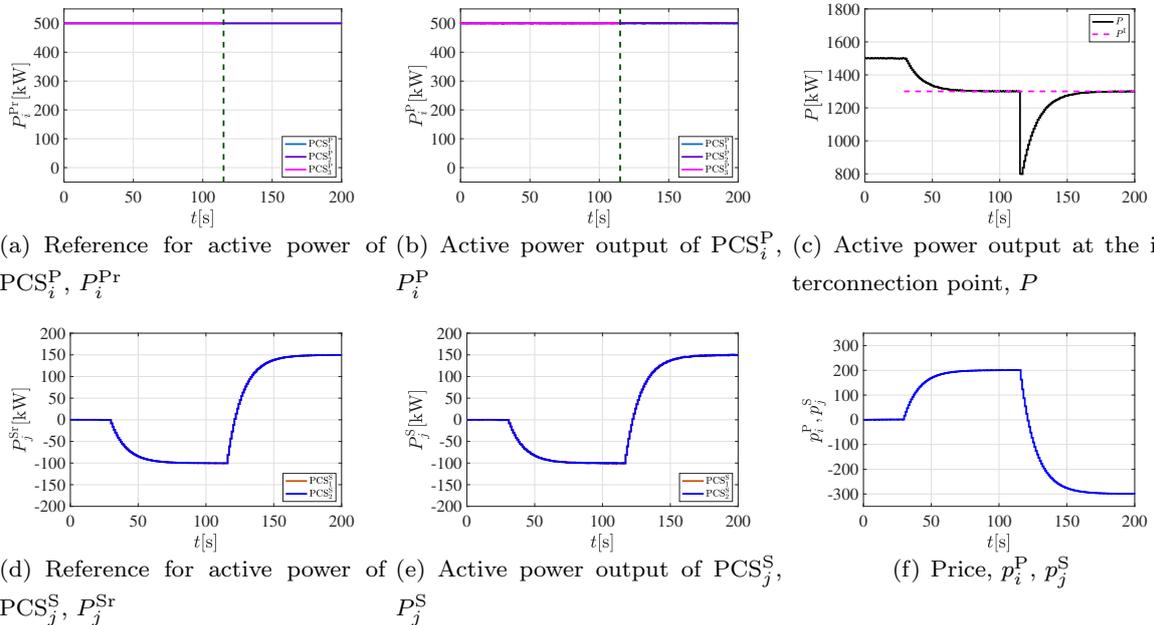


Fig. 4.25 : Experimental result of the output power curtailment system where  $PCS_3^P$  disconnects at  $t = 120$  s.

### 実験例 6: 接続により PCS の運転台数が変化する場合

ここでは  $t = 110$  s 付近において  $\text{PCS}_3^{\text{P}}$  が新規に接続されるとした. PV パネルにおける発電量は  $P_i^{\text{c}} = 510$  kW を想定し, PV シミュレータの設定を行なっている. 蓄電池の初期 SOC を  $s_j(0) \simeq 50\%$ ,  $j = 1, 2$  とした. 出力抑制指令値  $P^{\text{I}}$  は,  $t \geq 27$  s において  $P^{\text{I}} = 1300$  kW とした. このときの閉ループ系 Fig. 4.9 の応答を Fig. 4.25 に示す. なお本実験例では, 充電残量による動作状態の変更は発生しないため, SOC  $s_j$  の結果は省略している.

Figs. 4.26(d), 4.26(e) より, 出力抑制指令値の発令から  $\text{PCS}_3^{\text{P}}$  の接続 ( $29 \text{ s} \leq t < 110 \text{ s}$ ) までは, 総電力出力量が出力抑制指令値を下回っているため, それを補うために  $\text{PCS}_j^{\text{S}}$  が放電を行なっていることが確認できる.  $\text{PCS}_3^{\text{P}}$  の接続後 ( $110 \text{ s} \geq t$ ) は, 接続に伴い増加した電力出力量に対応するために,  $\text{PCS}_j^{\text{S}}$  が充電を行なっていることが確認できる. これにより, 連系点における有効電力出力  $P$  が出力抑制指令値  $P^{\text{I}}$  に追従できていることが, Fig. 4.26(c) から確認できる. このように接続により PCS の台数が変化する plug-and-play 型の運用にも対応可能であることが確認できる.

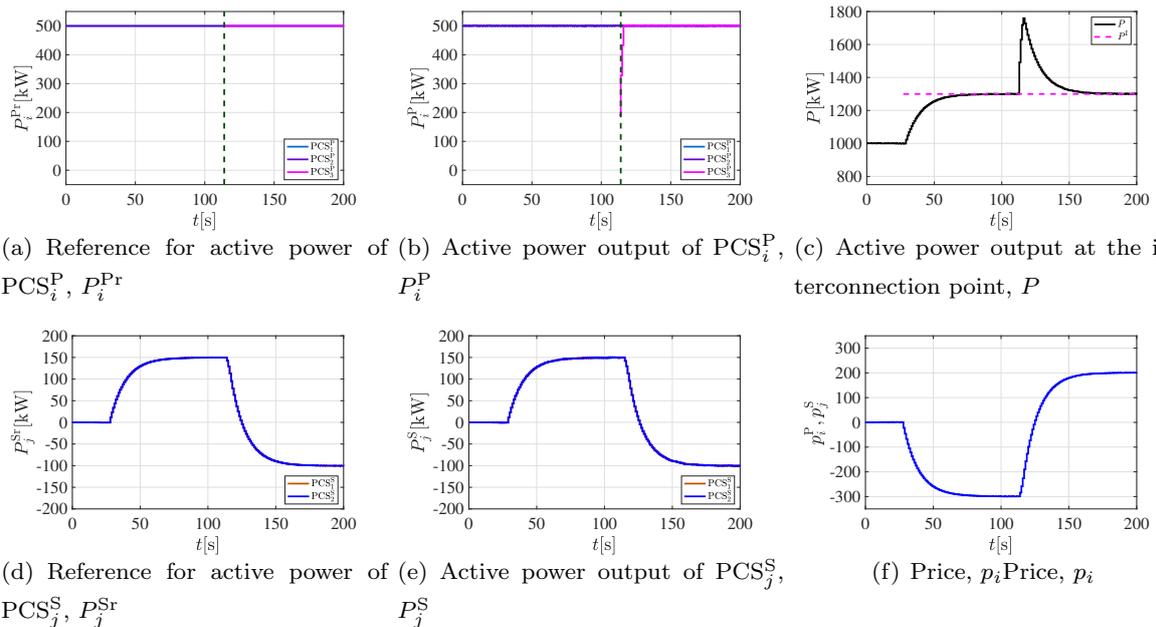


Fig. 4.26 : Experimental result of the output power curtailment system where  $\text{PCS}_3^{\text{P}}$  connects at  $t = 110$  s.

## 4.5 おわりに: 本章のまとめ

本章では, 連系点における電力出力を出力抑制指令値に追従させることを目的に, 分散型制御方策を検討した. 4.2 節では PV パネルのみで構成される大規模太陽光発電システムを対象とし, 4.3 節ではエネルギーの有効活用に向けて, 蓄電池併設型の大規模太陽光発電システムを対象とした. 本章での提案方策では, 運営管理者は各 PCS の運転状態や蓄電池の充電状態を把握することなく, 連系点の電力出力を観測するのみで価格更新・提示が可能であることを示した. 各 PCS は運営管理者から

提示される価格, 自身の運転状態および効用を反映した分散最適化問題を解くことにより, 目標値を決定し動特性に従い電力を出力する. 制御方策の有効性は, MATLAB/SIMULINK を用いたシミュレーションおよび実機 PCS を用いた実験により検証した. 機器の容量が異なる PCS が混在する場合, 接続・離脱のタイミングが異なる PCS が存在する場合や充電状態により蓄電池の運転状態が変更される場合など, 様々な条件にて検証を行い, 提案方策により各条件にも対応可能な制御方策であることを確認した. また管理者が行う実時間価格提示の実装について, 管理者から各 PCS へ価格を送信することにのみ通信が必要であるため, 大規模な通信環境の構築は必要ない. 4.2 節の提案方策および 4.3 節の提案方策ともに, 各 PCS が解く最適化問題は有効電力の出力制限値のみを考慮した 1 変数 2 次計画問題であり, この特徴を活かした簡易な求解アルゴリズムを考案し, 実装した. 最適化問題の求解部分は, 四則演算と条件分岐文のみで記述できる簡単な C 言語プログラムであり, 汎用の最適化問題ソルバを使用することなく, 現行の PCS にも容易に実装可能である.

## 第 5 章

# 仮想発電所における電力需給管理を目的とした階層型分散制御

本章では、複数の発電機器、蓄電機器、消費機器により構成される仮想発電所における電力需要・供給調整について述べ、階層型の分散制御方策を検討する。ここでは、VPP 全体で需要供給バランスを達成するグループの運用目標値の決定方法（グローバル運用）と、グループ運用目標値にグループ全体の電力出力が追従するような各電力機器の出力目標値の決定方法（グループ運用）について検討し、各運用方策の有効性を数値実験から検証する。最後に、グローバル運用およびグループ運用による階層型の制御方策により、VPP 全体で需要供給バランスの達成が可能なことを数値実験から確認する。

### 5.1 はじめに：仮想発電所の電力需要供給管理

自然エネルギーを活用した発電設備や蓄電機器さらには消費機器の電力調整による電力システムの運用を目標に様々な研究が行われている。なかでも、このような分散的に存在する電力機器群を統合し、大規模発電所のような調整力提供も可能とする仮想発電所 (Virtual Power Plant: VPP) が推進されている。仮想発電所の運用に関して、各電力機器が VPP 管理者へ発電計画や消費計画および電力の調整可能範囲を提示し、VPP 管理者が電力市場へ入札し、VPP の運用計画が決定されると考えられる。しかしながら実際の運用を考えると、急な天候不順や機器故障が起こりうるため、各電力機器が提示した計画通りに発電、充放電または消費をすることは確実でない。VPP 管理者がすべての電力機器の運転状況を逐次モニタリングし、出力目標値を各電力機器へ通知するような中央集中型の運用も考えられるが、リアルタイムな情報の集約および目標値の送信に大規模な通信が必要であり、目標値の計算にも高速に演算可能な計算機も必要となり運用が困難となることが予想される。そこで通信や計算の負荷を軽減するため、Fig. 5.1 に示すように、電力機器を電力機器の種類でグループ分けをし、階層的な運用方法を考える。VPP 管理者と各グループ管理者により構成される階層を第 (i) 層、グループ管理者と各電力機器により構成される階層を第 (ii) 層としている。この階層的な構成をもつ仮想発電所では、各グループの管理者が各電力機器から発電計画・消費計画および調整可能範囲を集約し、その合計値のみが VPP 管理者へ送信され、市場への入札が行われるとする。

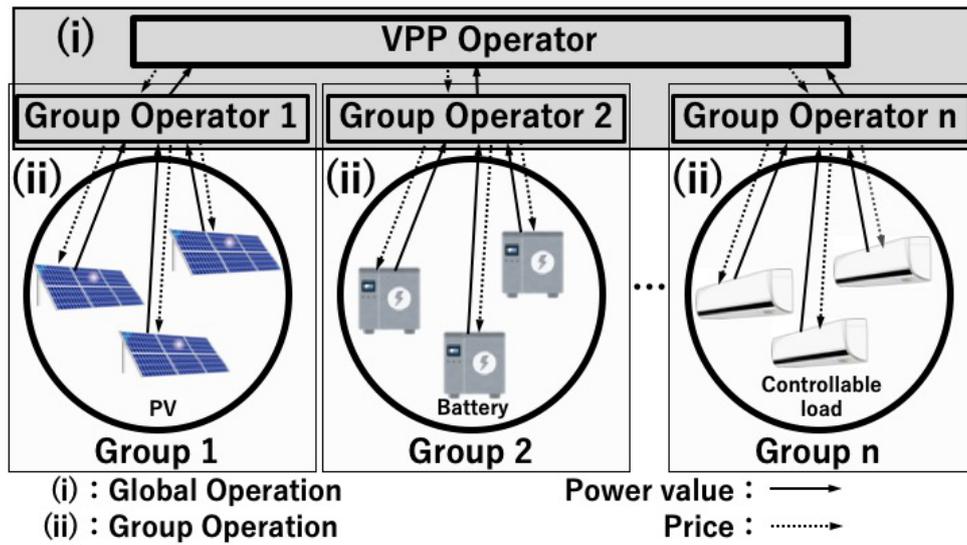


Fig. 5.1 : Configuration of Virtual Power Plant.

本章では、複数の発電機器、蓄電機器および消費機器などの電力機器群により構成される VPP を対象し、VPP 内での電力需要・供給バランスを目的とした運用を検討する。仮想発電所の第 (i) 層は、VPP 管理者および各グループ管理者とで構成される。本章では、簡単のために発電グループ、蓄電グループおよび消費グループがそれぞれ 1 つずつ存在するとする。第 (ii) 層は、各グループ管理者とグループに所属する電力機器とで構成される。グループに所属する電力機器は、地理的に近い場所に設置されているとは限らず、点在しているとする。VPP 管理者は各グループ管理者のみと通信し、各グループ管理者は電力機器と通信する。

本章では、発電グループの運用目標値を  $P_G^c$  [kW]、蓄電グループの運用目標値を  $P_S^c$  [kW]、消費グループの運用目標値を  $P_C^c$  [kW] でそれぞれ表す。発電グループからの有効電力出力を  $P_G$  [kW]、消費グループの有効電力消費を  $P_C$  [kW]、蓄電グループからの充放電電力を  $P_S$  [kW] ( $P_S < 0$ : 充電,  $P_S > 0$ : 放電) でそれぞれ表す。同様に、発電機器の有効電力出力目標値を  $P_{G_j}^r$  [kW]、 $j = 1, \dots, n^G$ 、蓄電機器の有効電力出力目標値を  $P_{S_j}^r$  [kW]、 $j = 1, \dots, n^S$ 、消費機器の有効電力消費目標値を  $P_{C_j}^r$  [kW]、 $j = 1, \dots, n^C$  でそれぞれ表す。発電機器、蓄電機器からの有効電力出力および消費機器の電力消費を  $P_{G_j}$  [kW]、 $P_{S_j}$  [kW]、 $P_{C_j}$  [kW] でそれぞれ表す。

Fig. 5.1 に示すような階層型の構成でも、天候不順や機器故障にも対応可能な中央集中型の管理を行うためには、VPP 管理者が各グループ管理者からグループの情報を取得する必要がある。またグループ全体の情報をまとめるためには、グループ管理者が各電力機器の運転状況を逐次モニタリングしなければならない、大規模な通信が必要となる。さらにグループ管理者が各電力機器の目標値を計算するためには、集中最適化問題を高速に演算可能な計算機を使用する必要もあり、コストが大きくなることが予想される。したがって天候不順や機器の故障などへの対応も可能であり、かつ分散型の管

理方策の構築が重要となる。本章の問題は、VPP 全体 (各グループの電力出力の合計) で需給バランスの維持  $P_G + P_B + P_C = 0$  を達成するために各グループの運用目標値  $P_G^r, P_B^r, P_C^r$  の分散的な決定法 (グローバル運用) を与えることと、各グループにおける電力出力が各グループの運用目標値  $P_G^r, P_B^r, P_C^r$  に追従するような各電力機器の出力目標値  $P_{Gj}^r, P_{Bj}^r, P_{Cj}^r$  の分散的な決定法 (グループ運用) を与えることである。

## 5.2 グローバル運用問題

本節では、VPP 全体で需給バランスを達成するようなグループ運用目標値  $P_G^r, P_S^r, P_C^r$  を、各グループの管理者が分散的に決定する方策を検討する。

### 5.2.1 グループ管理者による運用目標値決定と VPP 管理者による実時間価格提示

各グループの運用目標値の決定にあたり以下の制御目的を設定する。

1. 各グループの運用目標値を分散的に決定する。
2. VPP 全体で需給バランス  $P_G + P_S + P_C = 0$  を達成させる。
3. 基本的に蓄電グループは、VPP 全体の電力需要供給に余剰がある場合は充電をおこない、不足している場合には放電をおこなう。
4. 蓄電グループによる対応が不可能な場合には、発電グループからの出力電力調整や消費グループの消費電力調整 (デマンドレスポンス) をおこなう。

制御目的 1 は、グループ運用目標値の決定を分散制御により実現するために設定する。グループの機器容量など静的な情報から集中最適化問題を定式化し、解くことによって各グループの運用目標値を決定することは可能である。しかしながら、このようにフィードフォワード的に決定された運用目標値は、天候不順や機器の故障などへ対応することは困難である。一方で、各グループの運用状態を把握することを前提とした集中最適化問題にもとづく管理には、VPP 管理者が各グループ管理者からグループの運用情報を取得する必要がある。グループの運用情報をまとめるためには、グループ管理者が各電力機器の運転状況を逐次モニタリングすることが必須となり、通信コストが大きくなる。このように集中最適化にもとづいた運用は、天候不順や機器の故障にも対応可能な VPP 全体の運用には不向きであるため、分散制御による運用の実現は重要である。

制御目的 2 は、本節で考える VPP 運用で達成すべき条件である。

単純な発電出力の抑制はエネルギーの廃棄に繋がる。また、消費機器が使用する電力の調整を、機器保有者は避けたいと考えられる。そこでエネルギーの有効活用と消費活動を優先するため、まずは蓄電グループが対応をするように制御目的 3 を設定する。蓄電グループによる対応が困難な場合に、発電グループや消費グループの電力調整をするように制御目的 4 を設定する。

### 集中最適化問題による定式化とその問題点

VPP 管理者は、運用にあたり以下の集中最適化問題の解を実現したいとする。なお電力の符号について、発電および放電を正、消費および充電を負としている。

$$\min_{P_G^r, P_S^r, P_C^r} w_G (P_G^r - P_G^d)^2 + w_S (P_S^r)^2 + w_C (P_C^r - P_C^d)^2 \quad (5.1a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_G \leq P_G^r \leq \bar{P}_G \quad (\underline{P}_G, \bar{P}_G \geq 0) \quad (5.1b)$$

$$\underline{P}_S \leq P_S^r \leq \bar{P}_S \quad (5.1c)$$

$$\underline{P}_C \leq P_C^r \leq \bar{P}_C \quad (\underline{P}_C, \bar{P}_C \leq 0) \quad (5.1d)$$

$$P_G^r + P_S^r + P_C^r = 0 \quad (5.1e)$$

(5.1) 式の決定変数は各グループの運用目標値  $P_G^r$ ,  $P_S^r$ ,  $P_C^r$  である。 $P_C^d$  は消費グループの需要計画である。 $P_G^d$  について、発電グループとして太陽光発電システムを想定した場合には、発電出力を最大化することを目的に出力可能な最大値 (定格容量の合計) を設定することが望ましい。一方、火力発電などを想定した場合には、燃費効率が最大となるような電力出力値を設定することが考えられる。 $w_G$ ,  $w_S$  および  $w_C$  はグループの設計変数であり、 $w_G, w_C \gg w_S$  (例えば  $w_G = w_C = 1000$ ,  $w_S = 1$ ) と設定することにより、発電グループの出力電力調整、消費グループの消費電力調整と比較し、蓄電グループの充電・放電動作を積極的に行うことができる (目的 3 の達成)。(5.1a) 式は、発電グループの出力電力調整の最小化、消費グループの消費電力調整の最小化、蓄電グループの充電・放電の最小化を表している。 $\bar{P}_G$ ,  $\underline{P}_G$  は、発電グループが調整可能な電力の上限値および下限値をそれぞれ表している。同様に、 $\bar{P}_S$ ,  $\underline{P}_S$  は、蓄電グループが調整可能な電力の上限値および下限値を、 $\bar{P}_C$ ,  $\underline{P}_C$  は、消費グループが調整可能な電力の上限値および下限値をそれぞれ表している。よって不等式制約 (5.1b) 式, (5.1c) 式, (5.1d) 式で、各グループが調整可能な電力の範囲を表している。等式制約 (5.1e) 式は、VPP 全体での電力需要・供給バランスの達成 (制御目的 2) を表している。(5.1) 式の最適解を  $(P_G^r)^*$ ,  $(P_S^r)^*$ ,  $(P_C^r)^*$  と表す。

まず VPP 管理者が集中最適化問題 (5.1) 式を解き、その最適解  $(P_G^r)^*$ ,  $(P_S^r)^*$ ,  $(P_C^r)^*$  を各グループ管理者へ通知するような中央集中型の情報処理機構による運用が考えられる。しかしながら実際には、天候不順や発電機の故障による発電出力の低下や、消費機器の故障による消費電力の低下が発生することも考えられる。蓄電機器についても、故障が発生する可能性があり、充放電可能な電力値が蓄電量により時々刻々と変化する。集中最適化問題 (5.1) 式にもとづく運用はフィードフォワード型の制御方策であるため、突発的に発生する発電出力・消費電力の低下、蓄電グループの充放電可能量の変化などに対応することは困難となる。時々刻々と変化する各電力機器の状態を考慮するような集中最適化問題を定式化することも考えられるが、その実装にはグループの管理者がグループ内のすべての電力機器のパラメータを集約するための大規模な通信、計算処理能力が必要となる。さらに電力機器の台数が運転中に変わるような plug-and-play 型の運用や電力機器の増設にも適さない [41]。

### 分散最適化問題

天候不順や機器の故障などにも対応可能なフィードバック型の分散運用方策を構築することが重要となる。そこで集中最適化問題 (5.1) 式にもとづく、実時間価格提示を利用した分散最適化問題による運用方策を提案する。

まず, (5.1) 式を単純に分散化した最適化問題を考える。

$$\min_{P_G^r} w_G (P_G^r - P_G^d)^2 \quad (5.2a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_G \leq P_G^r \leq \bar{P}_G \quad (\underline{P}_G, \bar{P}_G \geq 0) \quad (5.2b)$$

$$\min_{P_S^r} w_S (P_S^r)^2 \quad (5.3a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_S \leq P_S^r \leq \bar{P}_S \quad (5.3b)$$

$$\min_{P_C^r} w_C (P_C^r - P_C^d)^2 \quad (5.4a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_C \leq P_C^r \leq \bar{P}_C \quad (\underline{P}_C, \bar{P}_C \leq 0) \quad (5.4b)$$

(5.2) 式の最適解を  $(P_G^r)^\#$ , (5.3) 式の最適解を  $(P_S^r)^\#$ , (5.4) 式の最適解を  $(P_C^r)^\#$  をで表す。(5.2) 式は, 分散最適化であるため, 制御目的 1 を満たす。しかしながら, 各グループ管理者はそのほかのグループ管理者と通信しておらず個別に決定する  $(P_G^r)^\#$ ,  $(P_S^r)^\#$ ,  $(P_C^r)^\#$  によって, 需給バランスを維持するような運用, すなわち制御目的 2 の達成 (等式制約 (5.1e) 式を満足する状態) は期待できない。

そこで, VPP 管理者が各グループ管理者に対し価格を提示し, 各グループ管理者が分散的に決定するグループ運用目標値を集中最適化問題 (5.1) 式の解へ誘導することを考える。このとき各グループ管理者は, 価格を含む 1 次項を追加した分散最適化問題

$$\min_{P_G^r} w_G (P_G^r - P_G^d)^2 + p_G (P_G^r - P_G^d) \quad (5.5a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_G \leq P_G^r \leq \bar{P}_G \quad (\underline{P}_G, \bar{P}_G \geq 0) \quad (5.5b)$$

$$\min_{P_S^r} w_S (P_S^r)^2 + p_S P_S^r \quad (5.6a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_S \leq P_S^r \leq \bar{P}_S \quad (5.6b)$$

$$\min_{P_C^r} w_C (P_C^r - P_C^d)^2 + p_C (P_C^r - P_C^d) \quad (5.7a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_C \leq P_C^r \leq \bar{P}_C \quad (\underline{P}_C, \bar{P}_C \leq 0) \quad (5.7b)$$

の解として, グループ運用目標値を決定する。(5.5) 式の最適解を  $(P_G^r)^b(p_G)$ , (5.6) 式の最適解を  $(P_S^r)^b(p_S)$ , (5.7) 式の最適解を  $(P_C^r)^b(p_C)$  と表す。

価格を含む分散最適化問題 (5.5) 式, (5.6) 式, (5.7) 式, それぞれの最適解が集中最適化問題の最適解  $(P_G^r)^*$ ,  $(P_S^r)^*$ ,  $(P_C^r)^*$  と一致するような価格  $p_G^*$ ,  $p_S^*$ ,  $p_C^*$  を VPP 管理者は決定, 各グループ管理者へ提示する必要がある.

### 定常状態における最適価格

ここで,  $(P_G^r)^* = (P_G^r)^b(p_G^*)$ ,  $(P_S^r)^* = (P_S^r)^b(p_S^*)$ ,  $(P_C^r)^* = (P_C^r)^b(p_C^*)$  を達成する価格は, 集中最適化問題 (5.1) 式の Karush-Kuhn-Tucker (KKT) 条件および分散最適化問題 (5.5) 式, (5.6) 式, (5.7) 式の KKT 条件の比較から得ることができる.

集中最適化問題 (5.1) 式の KKT 条件を (5.8) 式に示す. 発電グループの分散最適化問題 (5.5) 式の KKT 条件を (5.9) 式に, 蓄電グループの分散最適化問題 (5.6) 式の KKT 条件を (5.10) 式に, 消費グループの分散最適化問題 (5.7) 式の KKT 条件を (5.11) 式にそれぞれ示す.

$$2(P_G^r - P_G^d) + \lambda - \mu_G^1 + \mu_G^2 = 0 \quad (5.8a)$$

$$2P_S^r + \lambda - \mu_S^1 + \mu_S^2 = 0 \quad (5.8b)$$

$$2(P_C^r - P_C^d) + \lambda - \mu_C^1 + \mu_C^2 = 0 \quad (5.8c)$$

$$\underline{P}_G - P_G^r \leq 0, \quad \mu_G^1(\underline{P}_G - P_G^r) = 0, \quad \mu_G^1 \geq 0 \quad (5.8d)$$

$$P_G^r - \bar{P}_G \leq 0, \quad \mu_G^2(P_G^r - \bar{P}_G) = 0, \quad \mu_G^2 \geq 0 \quad (5.8e)$$

$$\underline{P}_S - P_S^r \leq 0, \quad \mu_S^1(\underline{P}_S - P_S^r) = 0, \quad \mu_S^1 \geq 0 \quad (5.8f)$$

$$P_S^r - \bar{P}_S \leq 0, \quad \mu_S^2(P_S^r - \bar{P}_S) = 0, \quad \mu_S^2 \geq 0 \quad (5.8g)$$

$$\underline{P}_C - P_C^r \leq 0, \quad \mu_C^1(\underline{P}_C - P_C^r) = 0, \quad \mu_C^1 \geq 0 \quad (5.8h)$$

$$P_C^r - \bar{P}_C \leq 0, \quad \mu_C^2(P_C^r - \bar{P}_C) = 0, \quad \mu_C^2 \geq 0 \quad (5.8i)$$

$$P_G^r + P_S^r + P_C^r = 0 \quad (5.8j)$$

$$2(P_G^r - P_G^d) + p_G - \mu_G^1 + \mu_G^2 = 0 \quad (5.9a)$$

$$\underline{P}_G - P_G^r \leq 0, \quad \mu_G^1(\underline{P}_G - P_G^r) = 0, \quad \mu_G^1 \geq 0 \quad (5.9b)$$

$$P_G^r - \bar{P}_G \leq 0, \quad \mu_G^2(P_G^r - \bar{P}_G) = 0, \quad \mu_G^2 \geq 0 \quad (5.9c)$$

$$2P_S^r + p_S - \mu_S^1 + \mu_S^2 = 0 \quad (5.10a)$$

$$\underline{P}_S - P_S^r \leq 0, \quad \mu_S^1(\underline{P}_S - P_S^r) = 0, \quad \mu_S^1 \geq 0 \quad (5.10b)$$

$$P_S^r - \bar{P}_S \leq 0, \quad \mu_S^2(P_S^r - \bar{P}_S) = 0, \quad \mu_S^2 \geq 0 \quad (5.10c)$$

$$2(P_C^r - P_C^d) + p_C - \mu_C^1 + \mu_C^2 = 0 \quad (5.11a)$$

$$\underline{P}_C - P_C^r \leq 0, \quad \mu_C^1(\underline{P}_C - P_C^r) = 0, \quad \mu_C^1 \geq 0 \quad (5.11b)$$

$$P_C^r - \bar{P}_C \leq 0, \quad \mu_C^2(P_C^r - \bar{P}_C) = 0, \quad \mu_C^2 \geq 0 \quad (5.11c)$$

KKT 条件の比較から,

$$p_G = p_S = p_C = \lambda \quad (5.12)$$

の価格提示をおこなうことにより,  $(P_G^r)^* = (P_G^r)^b(p_G^*)$ ,  $(P_S^r)^* = (P_S^r)^b(p_S^*)$ ,  $(P_C^r)^* = (P_C^r)^b(p_C^*)$  を定常状態において達成できる. ここで,  $\lambda$  は等式制約 (5.1e) 式に対する Lagrange 乗数である.

### 実時間価格提示方策

集中最適化問題 (5.1) 式の双対問題から等式制約 (5.1e) 式に対する Lagrange 乗数  $\lambda$  を計算することはできる. しかしながら 集中最適化問題 (5.1) 式の双対問題を解くことは, (5.1) 式を解くことと本質的に等価であるため, 制御目的 1 を達成しない. ここでは双対問題を計算しない, Lagrange 乗数  $\lambda$  の実時間更新則を導出する. まず, 集中最適化問題 (5.1) 式の双対問題を考える.  $h_G(P_G^r)$ ,  $h_S(P_S^r)$ ,  $h_C(P_C^r)$  はそれぞれ (5.1b) 式, (5.1c) 式, (5.1d) 式の不等式を表す.

$$\max_{\lambda} \min_{\substack{P_G^r, h_G(P_G^r) \\ P_S^r, h_S(P_S^r) \\ P_C^r, h_C(P_C^r)}} w_G (P_G^r - P_G^d)^2 + w_S (P_S^r)^2 + w_C (P_C^r - P_C^d)^2 + \lambda (P_G^r + P_S^r + P_C^r) \quad (5.13)$$

ここで各グループ管理者によって最適解  $(P_G^r)^b$ ,  $(P_S^r)^b$ ,  $(P_C^r)^b$  が決定されると仮定すると

$$\max_{\lambda} w_G \left( (P_G^r)^b - P_G^d \right)^2 + w_S \left( (P_S^r)^b \right)^2 + w_C \left( (P_C^r)^b - P_C^d \right)^2 + \lambda \left( (P_G^r)^b + (P_S^r)^b + (P_C^r)^b \right) \quad (5.14)$$

となり,  $\lambda$  に対する最大化問題の形となる. また (5.14) 式に対し勾配法を適用するために  $\partial L / \partial \lambda$  を求めると (5.14) 式より,

$$L(\lambda) = w_G \left( (P_G^r)^b - P_G^d \right)^2 + w_S \left( (P_S^r)^b \right)^2 + w_C \left( (P_C^r)^b - P_C^d \right)^2 + \lambda \left( (P_G^r)^b + (P_S^r)^b + (P_C^r)^b \right)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = (P_G^r)^b + (P_S^r)^b + (P_C^r)^b$$

となる. 以上より, 最大化問題に対して勾配法を適用すると,  $\lambda$  の更新則

$$\frac{d\lambda}{d\tau} = \epsilon \left( (P_G^r)^b + (P_S^r)^b + (P_C^r)^b \right), \quad \epsilon > 0 \quad (5.15)$$

が得られる. さらに目標値  $(P_G^r)^b$ ,  $(P_S^r)^b$ ,  $(P_C^r)^b$  に対応する出力  $P_G(t)$ ,  $P_S(t)$ ,  $P_C(t)$  に置換すると実時間における更新則が得られる.

$$\frac{d\lambda}{dt} = \epsilon (P_G(t) + P_S(t) + P_C(t)), \quad \epsilon > 0 \quad (5.16)$$

以上より, VPP 全体の需給バランスを維持するためのフィードバック制御系を Fig. 5.2 に示す.

Fig. 5.2 では, VPP 管理者は各グループ管理者からグループ全体の電力出力量, 充放電量または電力消費量のみを受信することにより, 価格を更新することが可能である. 実時間の電力出力量, 充放電量または電力消費量のみを受信するため, 大規模な通信を実装せずとも価格更新が可能であり, 天候不順による発電出力の低下, 充放電量の変化, 機器故障による電力消費量の変化などに対応することが可能となる.

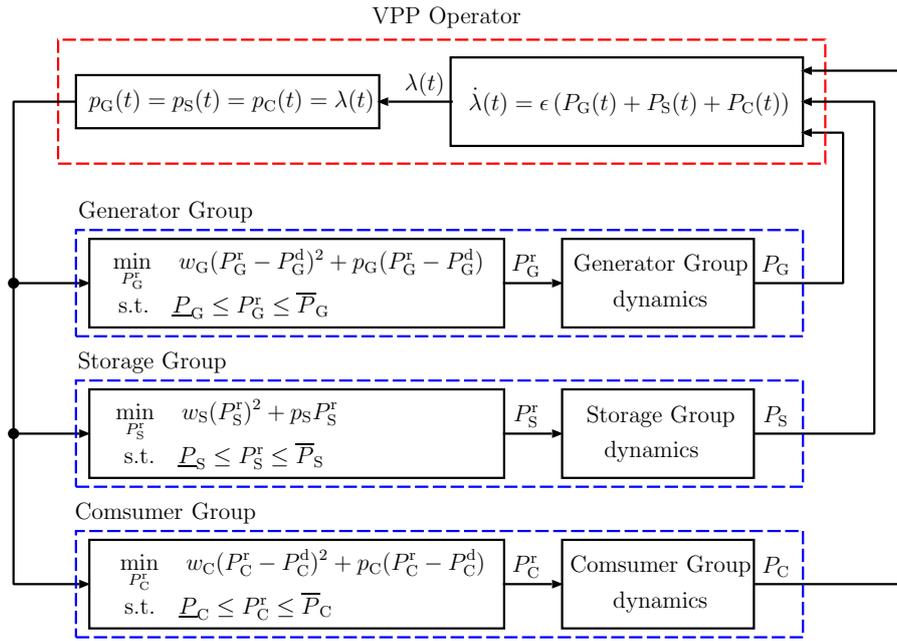


Fig. 5.2 : Closed-loop system for maintaining supply-demand balance of Virtual Power Plant using real-time pricing strategy and decentralized optimization.

### 応答特性の改善

Fig. 5.2 の閉ループ系の制御帯域幅は, (5.16) 式 の  $\epsilon$  と (5.5a) 式, (5.6a) 式, (5.7a) 式を価格から目標値への写像ととらえた時の勾配

$$E_G = \begin{cases} -1/2w_G & \underline{P}_G^r < (P_G^r)^b(p_G) < \bar{P}_G^r \\ 0 & (P_G^r)^b(p_G) = \underline{P}_G^r \text{ or } (P_G^r)^b(p_G) = \bar{P}_G^r \end{cases} \quad (5.17a)$$

$$E_S = \begin{cases} -1/2w_S & \underline{P}_S^r < (P_S^r)^b(p_S) < \bar{P}_S^r \\ 0 & (P_S^r)^b(p_S) = \underline{P}_S^r \text{ or } (P_S^r)^b(p_S) = \bar{P}_S^r \end{cases} \quad (5.17b)$$

$$E_C = \begin{cases} -1/2w_C & P_C^d < (P_C^r)^b(p_C) < \bar{P}_C^r \\ 0 & (P_C^r)^b(p_C) = \underline{P}_C^r \text{ or } (P_C^r)^b(p_C) = \bar{P}_C^r \end{cases} \quad (5.17c)$$

により定まる. Fig. 5.2 中の最適化問題を (5.17) 式で書き換えた閉ループ系を Fig. 5.3 に示す.

閉ループ系 Fig. 5.3 中における各グループの動特性は, 価格更新および目標値更新と比較し, 早く追従するような特性とし, ゲイン 1 として取り扱う. Fig. 5.3 の開ループ伝達関数は

$$\frac{\epsilon}{s} \left( \frac{-1}{2w_G} + \frac{-1}{2w_S} + \frac{-1}{2w_C} \right)$$

である. 本節では, 発電グループの出力電力調整および消費グループの消費電力調整を極力少なくするために, 蓄電グループの充電・放電動作を優先させる. そこで, 各グループの重み係数を  $w_G, w_C \gg w_S$  と設定する. したがって, 蓄電グループの目標値が上限値または下限値と等しくなっ

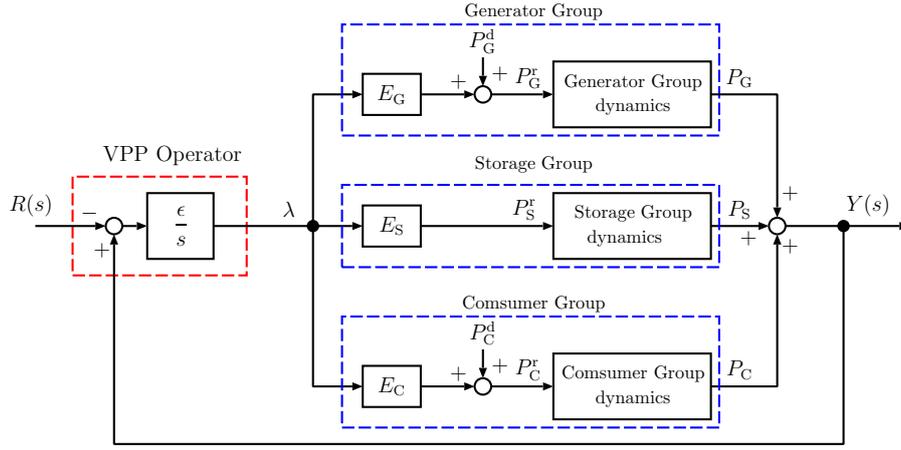


Fig. 5.3 : Closed-loop system for maintaining supply-demand balance of Virtual Power Plant using real-time pricing strategy and decentralized optimization (rewritten).

た時の開ループ伝達関数 (下式左辺) は,

$$\frac{\epsilon}{s} \left( \frac{-1}{2w_G} + \frac{-1}{2w_C} \right) \ll \frac{\epsilon}{s} \left( \frac{-1}{2w_G} + \frac{-1}{2w_S} + \frac{-1}{2w_C} \right)$$

となり, Fig. 5.3 中の制御帯域幅は大幅に減少する. そのため, 蓄電グループ充電または放電のみによる対応が困難な場合, 閉ループ系 Fig. 5.3 の応答が鈍くなる (詳細は, 付録 A の数値例 A1).

本節では, 発電グループ, 蓄電グループおよび消費グループそれぞれの管理者から付加的な情報伝達がおこなわれるとし, 内点解であれば  $\text{flag}_G = 1$  (発電グループ),  $\text{flag}_S = 1$  (蓄電グループ),  $\text{flag}_C = 1$  (消費グループ), 制限値と等しい時  $\text{flag}_G = 0$  (発電グループ),  $\text{flag}_S = 0$  (蓄電グループ),  $\text{flag}_C = 0$  (消費グループ) を送信する. Fig. 5.3 の閉ループ系の帯域幅を一定に保つために可変  $\epsilon$  として

$$\epsilon = \begin{cases} \frac{1}{\frac{\gamma}{1} \frac{2t_s}{1} \frac{2\pi}{|E_G| + |E_S| + |E_C|}} & \text{flag}_G = 1 \ \& \ \text{flag}_S = 1 \ \& \ \text{flag}_C = 1 \\ \frac{1}{\frac{\gamma}{1} \frac{2t_s}{1} \frac{2\pi}{|E_G| + |E_S|}} & \text{flag}_G = 1 \ \& \ \text{flag}_S = 1 \ \& \ \text{flag}_C = 0 \\ \frac{1}{\frac{\gamma}{1} \frac{2t_s}{1} \frac{2\pi}{|E_G| + |E_C|}} & \text{flag}_G = 1 \ \& \ \text{flag}_S = 0 \ \& \ \text{flag}_C = 1 \\ \frac{1}{\frac{\gamma}{1} \frac{2t_s}{1} \frac{2\pi}{|E_S| + |E_C|}} & \text{flag}_G = 0 \ \& \ \text{flag}_S = 1 \ \& \ \text{flag}_C = 1 \\ \frac{1}{\frac{\gamma}{1} \frac{2t_s}{1} \frac{2\pi}{|E_G|}} & \text{flag}_G = 1 \ \& \ \text{flag}_S = 0 \ \& \ \text{flag}_C = 0 \\ \frac{1}{\frac{\gamma}{1} \frac{2t_s}{1} \frac{2\pi}{|E_S|}} & \text{flag}_G = 0 \ \& \ \text{flag}_S = 1 \ \& \ \text{flag}_C = 0 \\ \frac{1}{\frac{\gamma}{1} \frac{2t_s}{1} \frac{2\pi}{|E_C|}} & \text{flag}_G = 0 \ \& \ \text{flag}_S = 0 \ \& \ \text{flag}_C = 1 \\ 0 & \text{flag}_G = 0 \ \& \ \text{flag}_S = 0 \ \& \ \text{flag}_C = 0 \end{cases} \quad (5.18)$$

のように Nyquist 周波数の  $1/\gamma$  ( $\gamma > 0$ ) 倍として調節する [50, 51].

### 5.2.2 数値実験

Fig. 5.2 に示した閉ループ系の運用により, VPP 全体で需給バランスを達成可能なことを数値実験により検証する. 本節では, 総容量 2 MW の発電グループ, 総容量 1 MW の蓄電グループおよび総容量 2.5 MW の消費グループで構成される VPP を想定する.

#### 各グループの動特性

各グループの動特性として, グループの電力出力が 1 min 以内にグループ運用目標値に追従するような特性を想定し,  $T = 4$  の 1 次遅れ系として近似した. なお, 天候不順や機器故障に従い各グループが実際に出力・使用できる電力, 充放電可能な電力の上下限を飽和要素を用いて再現している.  $P_G^{\text{ub}}, P_S^{\text{ub}}, P_C^{\text{ub}}$  は各グループの実際に出力・消費可能な電力上限値を表している. 同様に,  $P_G^{\text{lb}}, P_S^{\text{lb}}, P_C^{\text{lb}}$  は各グループの実際に出力・消費可能な電力下限値を表している. Fig. 5.4 に各グループのモデルを示す.

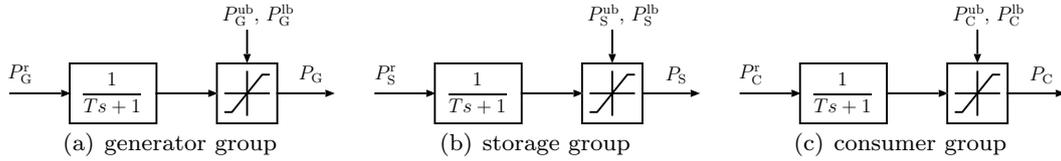


Fig. 5.4 : Mathematical model of groups.

#### 実時間価格提示方策および分散最適化の実装

VPP 管理者による価格  $p_G, p_S, p_C$  の更新および各グループ管理者の分散最適化によるグループ運用目標値  $P_G^r, P_S^r, P_C^r$  の更新をサンプリング時間  $t_{s1} = 60$  s の離散時間系として実装した. 離散時間系における価格提示方策は (5.19) 式, 分散最適化問題は (5.20) 式, (5.21) 式および (5.22) 式となる.

$$p_G[k] = p_S[k] = p_C[k] = \lambda[k] \quad (5.19a)$$

$$\lambda[k+1] = \lambda[k] + \epsilon t_{s1} (P_G(t) + P_S(t) + P_C(t)), \quad \epsilon > 0 \quad (5.19b)$$

$$\min_{P_G^r[k]} w_G (P_G^r[k] - P_G^d)^2 + p_G[k] (P_G^r[k] - P_G^d) \quad (5.20a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_G \leq P_G^r[k] \leq \bar{P}_G \quad (\underline{P}_G, \bar{P}_G \geq 0) \quad (5.20b)$$

$$\min_{P_S^r[k]} w_S (P_S^r[k])^2 + p_S[k] P_S^r[k] \quad (5.21a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_S \leq P_S^r[k] \leq \bar{P}_S \quad (5.21b)$$

$$\min_{P_C^r[k]} w_C (P_C^r[k] - P_C^d)^2 + p_C[k] (P_C^r[k] - P_C^d) \quad (5.22a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_C \leq P_C^r[k] \leq \bar{P}_C \quad (\underline{P}_C, \bar{P}_C \leq 0) \quad (5.22b)$$

### 数値例 1: 蓄電グループの放電による対応

ここでは、蓄電グループが放電することにより、VPP 全体の需要供給バランスの達成が可能なことを確認する。発電グループとして PV システムを想定し、 $P_G^d = 2000$  kW とした。機器容量から算出される発電グループの調整上下限値は  $\underline{P}_G = 0$  kW,  $\overline{P}_G = 2000$  kW である。また、発電グループの出力可能上限値 (実際の発電量) は  $P_G^{ub} = P_G^d = 2000$  kW としている。  $P_G^{lb} = 0$  kW である。消費グループの需要計画は  $P_C^d = -2500$  kW とし、消費グループの出力可能下限値を  $P_C^{lb} = P_C^d = -2500$  kW とした。  $P_C^{ub} = 0$  kW である。機器容量から算出される消費グループの調整上下限値は  $\underline{P}_C = -2500$  kW,  $\overline{P}_C = 0$  kW であり。また蓄電グループでは、機器容量から算出される調整上下限値は  $\underline{P}_S = -1000$  kW,  $\overline{P}_S = 1000$  kW である。蓄電グループが実際に出力可能な電力の上下限値については、 $P_S^{ub} = \overline{P}_S = 1000$  kW,  $P_S^{lb} = \underline{P}_S = -1000$  kW とした。(5.18) 式における  $\gamma$  は 12 とした。閉ループ系 Fig. 5.2 の応答を Fig. 5.5 に示す。

Fig. 5.5(a) に VPP 全体の需要供給バランスを示し、Fig. 5.5(b) に価格提示方策 (5.19) 式により更新・提示される価格を示す。Fig. 5.5(d) に分散最適化問題 (5.20) 式, (5.21) 式, (5.22) 式により決定されるグループ運用目標値を示し、Fig. 5.5(e) に各グループの電力出力をそれぞれ示す。Figs. 5.5(c), 5.5(f) に各グループが実際に出力、充放電、および消費可能な上下限値をそれぞれ示す。Fig. 5.5(g) に発電グループの管理者が決定する運用目標値  $P_G^e$  (実線) とグループの電力出力  $P_G$  (破線) を示す。同様に Fig. 5.5(h) に蓄電グループの管理者が決定する運用目標値  $P_S^e$  (実線) とグループの電力出力  $P_S$  (破線) を示し、Fig. 5.5(i) に消費グループの管理者が決定する運用目標値  $P_C^e$  (実線) とグループの電力出力  $P_C$  (破線) を示す。

Figs. 5.5(a), 5.5(b) より VPP 全体の需給バランスの偏差に応じて、グループ管理者に提示される価格が更新されていることが確認できる。Figs. 5.5(d), 5.5(e) より、提示された価格と分散最適化問題に従い、蓄電グループの運用目標値が更新され、グループ全体の出力が運用目標値に追従していることが確認できる。また Figs. 5.5(g), 5.5(i) から発電グループおよび消費グループは電力調整を行っていないことも確認できる。これにより、蓄電グループの放電による対応で、定常状態で需給バランスを維持していることが本数値例から確認できた。

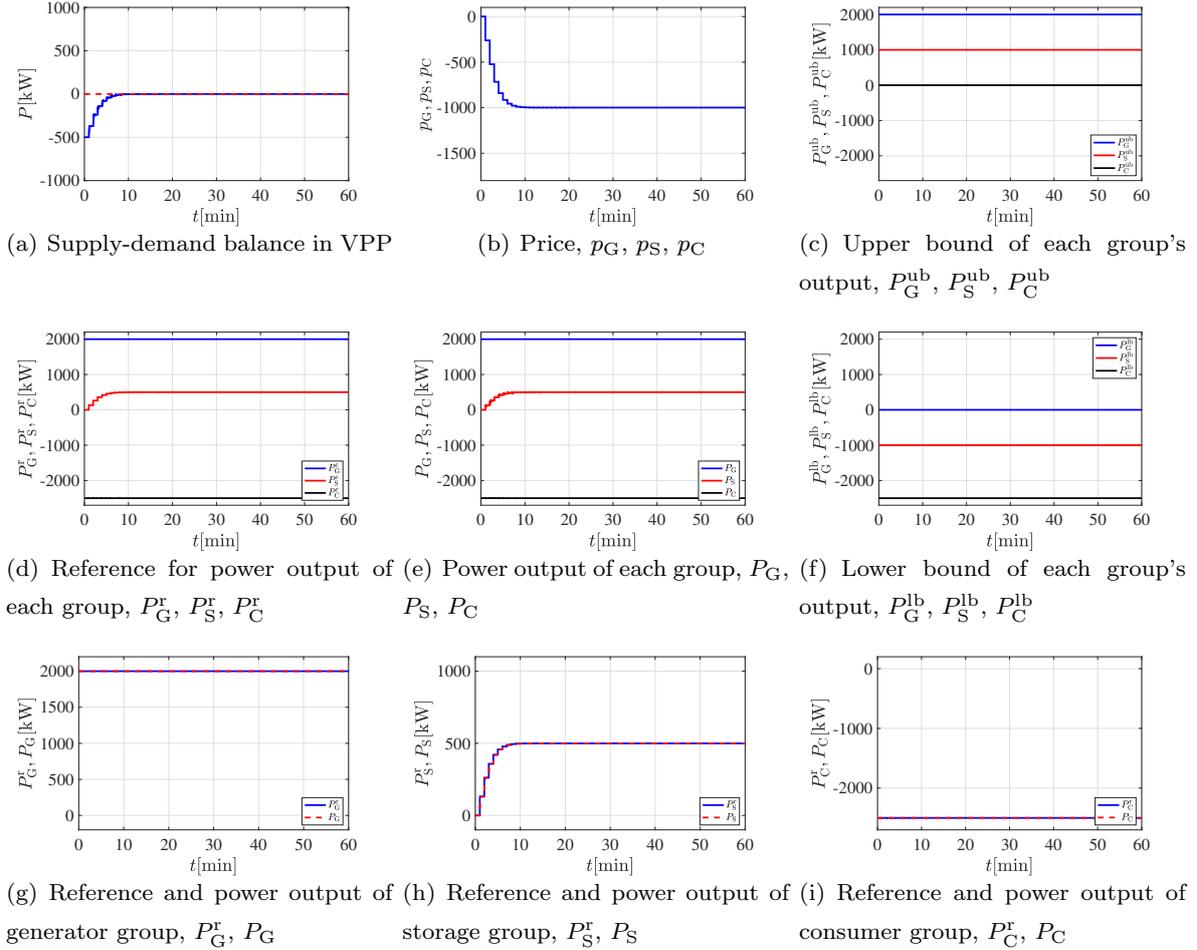


Fig. 5.5 : Time responses of the closed-loop system for maintaining supply-demand balance by discharging of storage group.

## 数値例 2: 蓄電グループの充電による対応

ここでは、蓄電グループが充電をすることにより、VPP 全体の需要供給バランスの達成が可能なことを確認する。そこで消費グループの需要計画を  $P_G^d = -1500$  kW とした。また消費グループは、消費量を増やす方向には調整しないとし、消費グループの調整可能下限値 (消費可能な最大電力) も  $P_C = P_C^d = -1500$  kW とした。そのほかの条件は数値例 1 と同様である。閉ループ系 Fig. 5.2 の応答を Fig. 5.6 に示す。

Figs. 5.6(a), 5.6(b) より VPP 全体の需給バランスの偏差に応じて、グループ管理者に提示される価格が更新されていることが確認できる。Figs. 5.6(d), 5.6(e) より、提示された価格と分散最適化問題に従い、蓄電グループのグループ運用目標値が更新され、グループ全体の出力が運用目標値に追従していることが確認できる。また Figs. 5.6(g), 5.6(i) から発電グループおよび消費グループは電力調整を行っていないことも確認できる。これにより、蓄電グループの充電のみによる対応で、定常状態で需給バランスを維持していることが本数値例から確認できた。

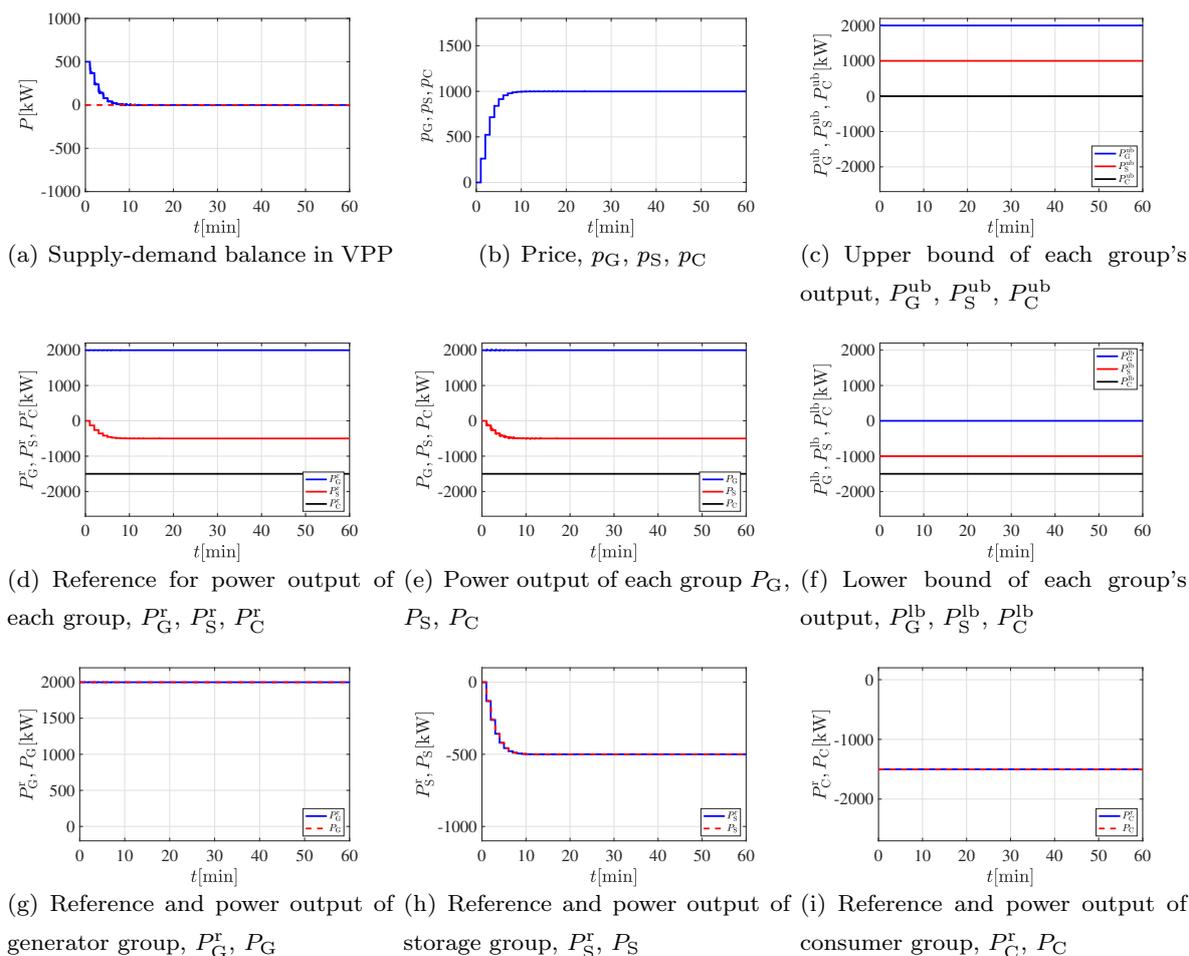


Fig. 5.6 : Time responses of the closed-loop system for maintaining supply-demand balance by charging of storage group.

### 数値例 3: 天候不順により発電グループの電力出力量が減少した場合

実際の運用では、天候不順や機器故障により、発電グループの電力出力量が突発的に低下することも考えられる。ここでは、発電グループの発電量が天候不順により減少した場合を想定し検証する。そこで、発電グループの出力可能上限値 (実際の発電量) を  $0 \text{ min} \leq t < 15 \text{ min}$  では  $P_G^{\text{ub}} = 2000 \text{ kW}$  とし、 $t \geq 15 \text{ min}$  において  $P_G^{\text{ub}} = 1700 \text{ kW}$  まで減少するとした。そのほかの条件は数値例 1 と同様とした。閉ループ系 Fig. 5.2 の応答を Fig. 5.7 に示す。

Figs. 5.7(d), 5.7(e) より、 $t = 15 \text{ min}$  において天候不順により発電グループの電力出力量が減少し、電力不足となる状況において、蓄電グループが放電量をより増加させていることが確認できる。これにより、定常状態で需給バランスを維持していることを Fig. 5.7(a) より確認できる。このように、価格提示方策 (5.19) 式および分散最適化 (5.20) 式, (5.21) 式, (5.22) 式による運用は、発電グループからの電力出力量が天候不順により突発的に減少した場合でも、蓄電グループが放電量を調節することにより VPP 全体で需給バランスを維持することが可能である。

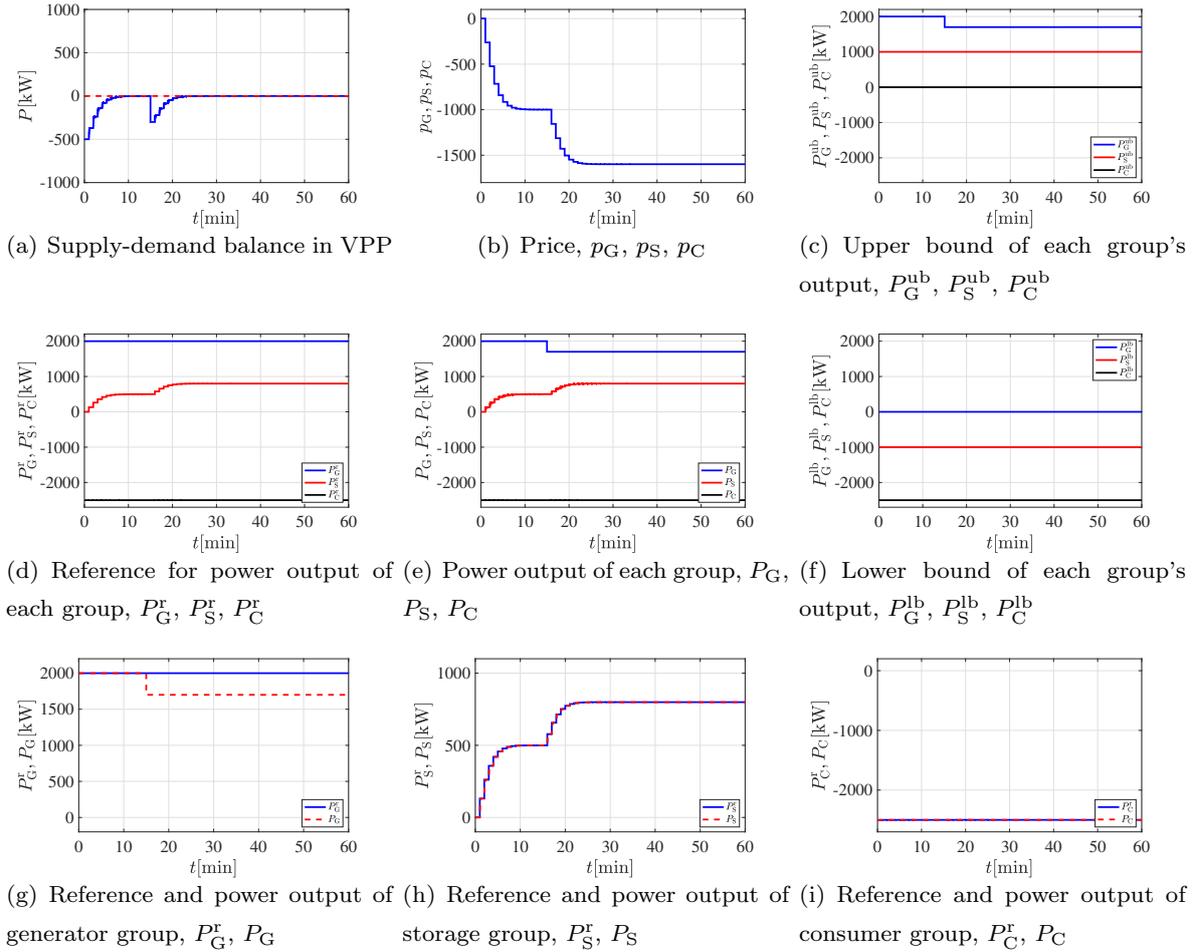


Fig. 5.7 : Time responses of the closed-loop system for maintaining supply-demand balance in which the amount of power output from generator group is decreased by weather condition.

#### 数値例 4: 機器故障により消費グループの電力消費量が減少した場合

数値例 3 では、発電グループの電力出力量が突発的に低下した場合を想定し、検証を行なった。ここでは、消費グループの電力消費量が機器の突発的な故障により減少した場合を想定し検証する。そこで、消費グループの消費可能下限値 (消費可能な最大電力) を  $0 \text{ min} \leq t < 15 \text{ min}$  では  $P_C^{\text{lb}} = P_C^{\text{d}} = -1500 \text{ kW}$ ,  $t \geq 15 \text{ min}$  において  $P_C^{\text{lb}} = -1200 \text{ kW}$  とした。そのほかの条件は数値例 2 と同様とした。閉ループ系 Fig. 5.2 の応答を Fig. 5.8 に示す。

Figs. 5.8(d), 5.8(e) より、 $t = 15 \text{ min}$  において機器故障により消費グループの電力消費量が減少し、電力余剰が発生する状況において、蓄電グループが充電量をより増加させていることが確認できる。これにより、定常状態で需給バランスを維持していることを Fig. 5.8(a) より確認できる。このように、価格提示方策 (5.19) 式および分散最適化 (5.20) 式, (5.21) 式, (5.22) 式による運用は、消費グループの電力消費量が機器故障に伴い突発的に減少した場合でも、蓄電グループが充電量を調節することにより VPP 全体で需給バランスを維持することが可能である。

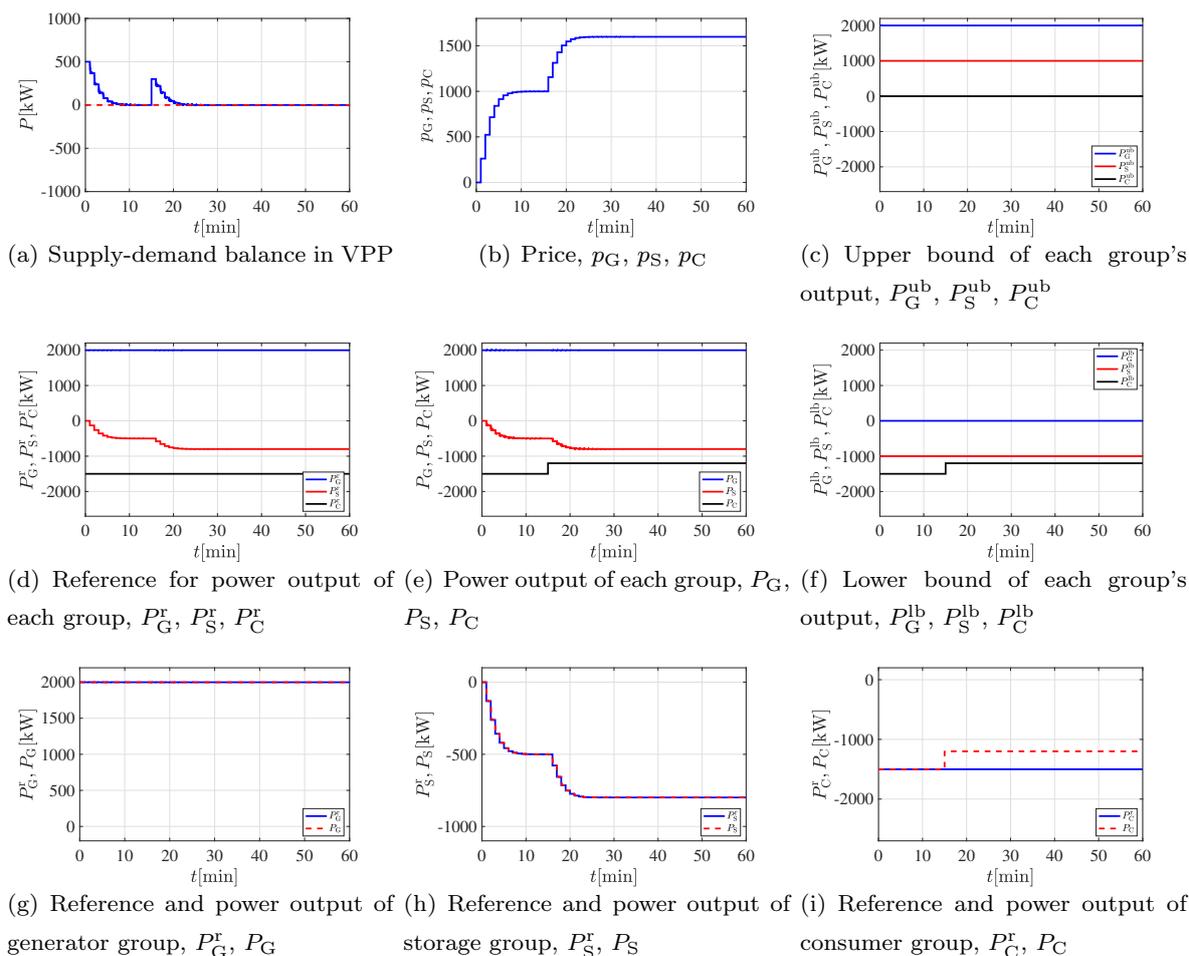


Fig. 5.8 : Time responses of the closed-loop system for maintaining supply-demand balance in which the amount of power consumption of consumer group is decreased by a mechanical fault.

### 数値例 5: 消費グループの電力消費量を抑制する必要がある場合

実際の運用では、蓄電池の蓄電容量が少なく放電による対応も困難となる場合も考えられる。そこでここでは数値例 3 の発電グループからの電力出力量が減少する条件に加え、蓄電機器に接続された電池の SOC 総量が不足し放電できなくなった状況を想定し、 $t = 33$  min 付近において、蓄電グループが実際に放電可能な電力を  $P_S^{\text{ub}} = 0$  kW とした。そのほかの条件は数値例 1, 数値例 3 と同様とした。閉ループ系 Fig. 5.2 の応答を Fig. 5.9 に示す。

蓄電グループが放電できなくなったことに伴い、消費グループが  $t = 38$  min 付近から電力消費量を減少させていることも確認できる。これにより、定常状態で需給バランスを維持していることを Fig. 5.9(a) より確認できる。このように、価格提示方策 (5.19) 式および分散最適化 (5.20) 式, (5.21) 式, (5.22) 式による運用は、蓄電グループの放電による対応が困難な場合においても、消費グループが電力消費量を抑制することにより、VPP 全体で需給バランスを維持することが可能である。

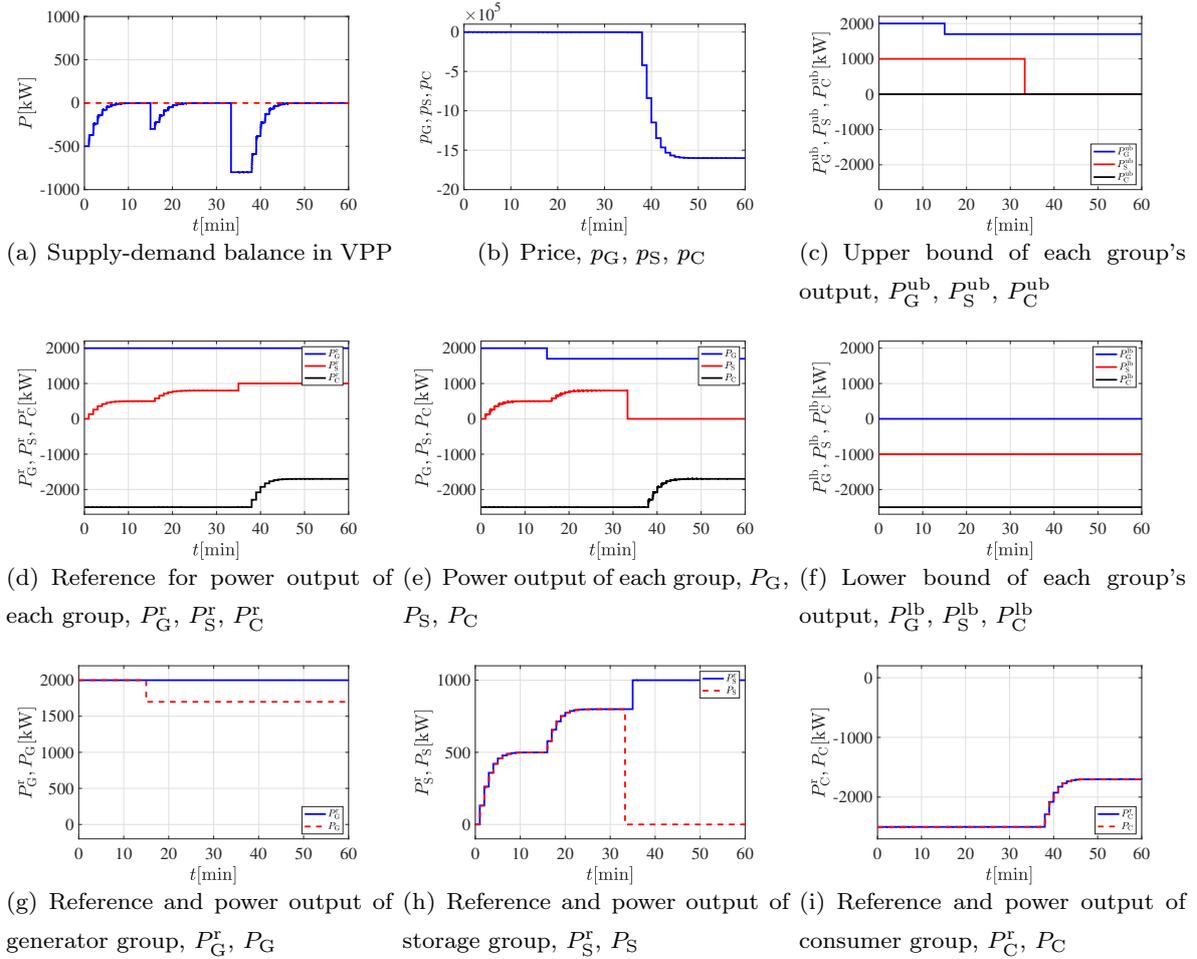


Fig. 5.9 : Time responses of the closed-loop system for maintaining supply-demand balance where consumer group decreases the amount of power consumption.

### 数値例 6: 発電グループの電力出力量を抑制する必要がある場合

数値例 5 と同様に、蓄電池の蓄電容量が多く充電による対応も困難となる場合も考えられる。そこでここでは数値例 4 の消費グループの電力消費量が減少する条件に加え、蓄電機器に接続された電池の SOC 総量が満充電に近くなり充電できなくなった状況を想定し、 $t = 31$  min 付近において、蓄電グループが実際に充電可能な電力を  $P_S^{lb} = 0$  kW とした。そのほかの条件は数値例 2, 数値例 4 と同様とした。閉ループ系 Fig. 5.2 の応答を Fig. 5.10 に示す。

蓄電グループが充電できなくなったことに伴い、発電グループが  $t = 36$  min 付近から電力出力量を減少させていることも確認できる。これにより、定常状態で需給バランスを維持していることを Fig. 5.10(a) より確認できる。このように、価格提示方策 (5.19) 式および分散最適化 (5.20) 式, (5.21) 式, (5.22) 式による運用は、蓄電グループの充電による対応が困難な場合においても、発電グループが電力出力量を抑制することにより、VPP 全体で需給バランスを維持することが可能である。

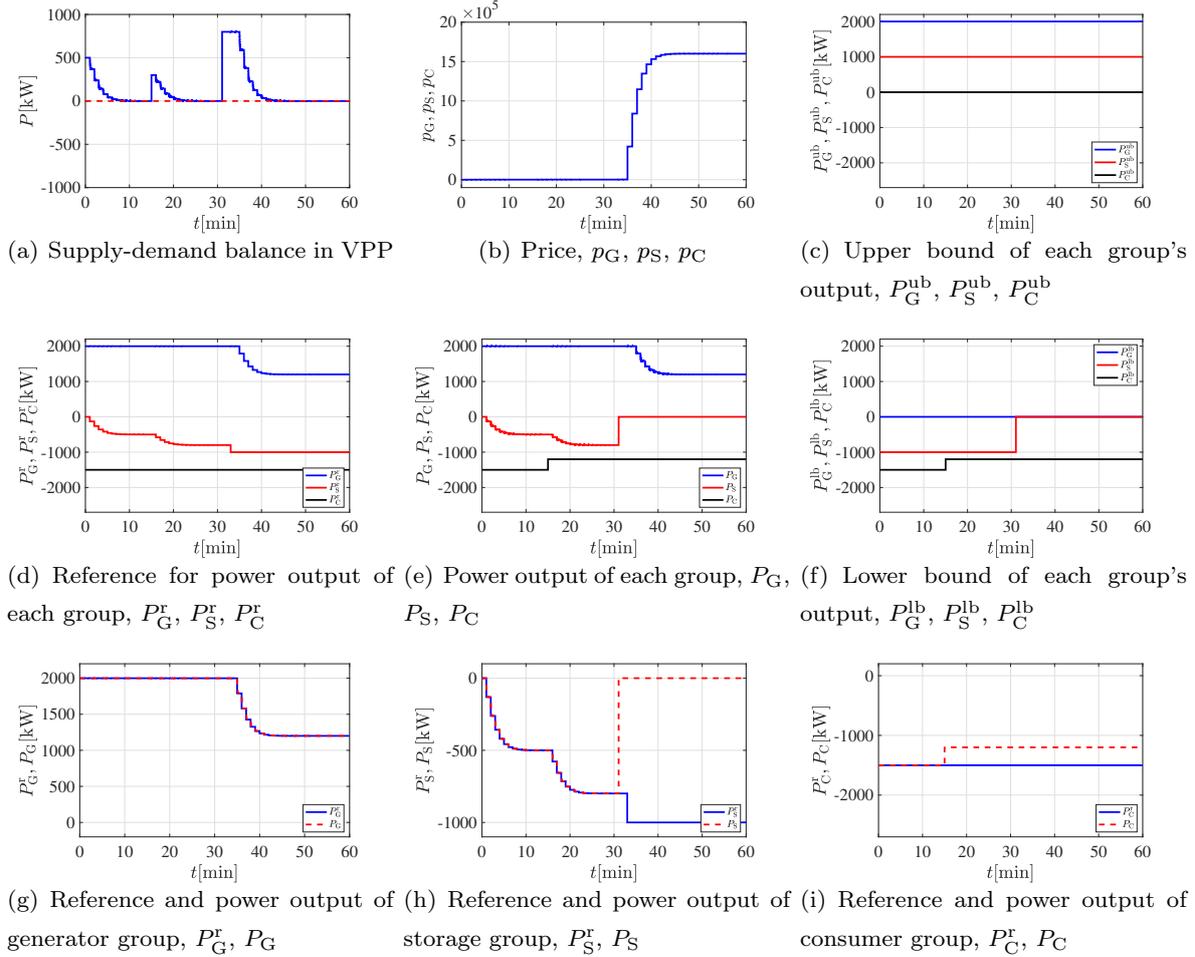


Fig. 5.10 : Time responses of the closed-loop system for maintaining supply-demand balance where generator group decreases the amount of power output.

## 5.3 グループ運用問題

本節では、各グループの電力出力  $P_G = \sum_{j=1}^{n^G} P_{Gj}^r$ ,  $P_S = \sum_{j=1}^{n^S} P_{Sj}^r$ ,  $P_C = \sum_{j=1}^{n^C} P_{Cj}^r$  が、前節で決定した各グループの運用目標値  $P_G^r, P_S^r, P_C^r$  に追従するような各電力機器の出力目標値  $P_{Gj}^r, P_{Sj}^r, P_{Cj}^r$  の決定方策を検討する。  $n^G$  台の発電機器により構成される発電グループ、  $n^S$  台の蓄電機器により構成される蓄電グループおよび  $n^C$  台の消費機器により構成される消費グループを想定する。

### 5.3.1 電力機器による目標値決定とグループ管理者による実時間価格提示

各電力機器の電力出力 (消費) 目標値決定にあたり以下の目的を設定する。

1. 各電力機器が電力出力 (消費) 目標値を分散的に決定する。
2. グループの電力出力 (電力機器からの出力の合計) をグループ運用目標値に一致させる。

制御目的 1 は、各電力機器の出力目標値または消費目標値の決定を分散制御により実現するために設定する。各電力機器の機器容量などの情報から集中最適化問題による定式化を行い、解くことに

よって各電力機器の目標値を決定することは可能である。しかしながら、フィードフォワード的に決定された目標値は、天候不順や機器の故障などへ対応することは困難である。一方で、時々刻々と変化する各電力機器の運用状態を考慮するような集中最適化問題を定式化し、それにもとづく管理には、各グループ管理者がグループに所属するすべての電力機器の詳細な運転状態を取得する必要がある、大規模な通信が必要となる。さらに、接続・離脱のタイミングが異なる電力機器や機器の増設の際には、最適化問題の再構築をする必要もある。したがって、グループ管理者が各電力機器と通信するコストや、目標値決定のための多変数最適化問題を計算するコストが大きくなる。このように集中最適化にもとづいた運用は、天候不順や機器の故障にも対応可能な運用には不向きであるため、分散最適化にもとづく制御による運用の実現は重要である。

制御目的 2 は、VPP 全体での需要供給バランスの達成のために、各グループにおいて達成すべき条件である。

### 集中最適化問題による定式化とその問題点

グループ管理者は、運用にあたり以下の集中最適化問題の解を実現したいとする。なお本節でも電力の符号について、発電および放電を正、消費および充電を負とする。

発電グループにおける集中最適化問題を (5.23) 式に、蓄電グループにおける集中最適化問題を (5.24) 式に、消費グループにおける集中最適化問題を (5.25) 式にそれぞれ示す。

$$\min_{\substack{P_{Gj}^r \\ j=1, \dots, n^G}} \sum_{j=1}^{n^G} w_{Gj} (P_{Gj}^r - P_{Gj}^d)^2 \quad (5.23a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_{Gj} \leq P_{Gj}^r \leq \bar{P}_{Gj} \quad (\underline{P}_{Gj}, \bar{P}_{Gj} \geq 0) \quad (5.23b)$$

$$\sum_{j=1}^{n^G} P_{Gj}^r - P_G^r = 0 \quad (5.23c)$$

$$\min_{\substack{P_{Sj}^r \\ j=1, \dots, n^S}} \sum_{j=1}^{n^S} w_{Sj} (P_{Sj}^r)^2 \quad (5.24a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_{Sj} \leq P_{Sj}^r \leq \bar{P}_{Sj} \quad (5.24b)$$

$$\sum_{j=1}^{n^S} P_{Sj}^r - P_S^r = 0 \quad (5.24c)$$

$$\min_{\substack{P_{Cj}^r \\ j=1, \dots, n^C}} \sum_{j=1}^{n^C} w_{Cj} (P_{Cj}^r - P_{Cj}^d)^2 \quad (5.25a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_{Cj} \leq P_{Cj}^r \leq \bar{P}_{Cj} \quad (\underline{P}_{Cj}, \bar{P}_{Cj} \leq 0) \quad (5.25b)$$

$$\sum_{j=1}^{n^C} P_{Cj}^r - P_C^r = 0 \quad (5.25c)$$

(5.23) 式の決定変数は各発電機器の出力目標値  $P_{Gj}^r$  である。(5.24) 式, (5.25) 式も同様に、それぞ

れ  $P_{Sj}^r, P_{Cj}^r$  が決定変数である。  $P_{Cj}^d$  は消費機器の需要計画である。  $P_{Gj}^d$  について、発電機器として太陽光パネルが接続された PCS を想定した場合には、発電出力を最大化することを目的とするため出力可能な最大値 (定格容量) を設定することが望ましい。一方、ディーゼルエンジンやガスタービンなどの火力発電機を想定した場合には、燃費効率を最大化するような電力出力を設定することが考えられる。  $w_{Gj}, w_{Sj}$  および  $w_{Cj}$  は各電力機器の設計変数であり、定格容量や調整可能範囲に応じて決定する。(5.23a) 式は発電機器の出力電力調整量の最小化を表している。(5.24a) 式は蓄電機器の充電・放電の最小化を、(5.25a) 式は消費機器の消費電力調整量の最小化をそれぞれ表している。  $\bar{P}_{Gj}, \underline{P}_{Gj}$  は、発電機器が調整可能な電力の上限値および下限値をそれぞれ表している。同様に、  $\bar{P}_{Sj}, \underline{P}_{Sj}$  は、蓄電機器が調整可能な電力の上限値および下限値を、  $\bar{P}_{Cj}, \underline{P}_{Cj}$  は、消費機器が調整可能な電力の上限値および下限値をそれぞれ表している。よって不等式制約 (5.23b) 式, (5.24b) 式, (5.25b) 式で、各電力機器が調整可能な電力の範囲を表している。等式制約 (5.23c) 式, (5.24c) 式および (5.25c) 式は、制御目的 (2) の達成を表している。(5.23) 式の最適解を  $(P_{Gj}^r)^*$ , (5.24) 式の最適解を  $(P_{Sj}^r)^*$ , (5.25) 式の最適解を  $(P_{Cj}^r)^*$  でそれぞれ表す。

各グループ管理者が集中最適化問題を解き、その最適解を各電力機器へ通知するような中央集中型の情報処理機構による運用が考えられる。しかしながら実際には、天候不順や発電機の故障による発電出力の低下や、消費機器の故障による消費電力の低下が発生することも考えられる。また充放電にともなう蓄電機器の出力可能電力も変化する。集中最適化問題 (5.23) 式, (5.24) 式, (5.25) 式にもとづく運用はフィードフォワード型の制御方策であるため、突発的に発生する発電出力・消費電力の低下、蓄電量の変化に対応することは困難となる。時々刻々と変化する各電力機器の状態を考慮するような集中最適化問題を定式化することも考えられるが、その実装には、グループ管理者がすべての電力機器のパラメータを集約するための大規模な通信や、集中最適化問題を高速に演算可能な計算機が必要となり、コストが大きくなることが予想される。また電力機器の台数が運転中に変わるような plug-and-play 型の運用や電力機器の増設にも適さない。

### 分散最適化問題

天候不順や機器の事故などにも対応可能なフィードバック型の運用方策を構築することが重要となる。そこで集中最適化問題 (5.23) 式, (5.24) 式, (5.25) 式にもとづいた実時間価格提示を利用した分散最適化による運用方策を提案する。

まず、(5.23) 式, (5.24) 式, (5.25) 式を単純に分散化した最適化問題を考える。

$$\min_{P_{Gj}^r} w_{Gj} (P_{Gj}^r - P_{Gj}^d)^2 \quad (5.26a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_{Gj} \leq P_{Gj}^r \leq \bar{P}_{Gj} \quad (\underline{P}_{Gj}, \bar{P}_{Gj} \geq 0) \quad (5.26b)$$

$$\min_{P_{Sj}^r} w_{Sj} (P_{Sj}^r)^2 \quad (5.27a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_{Sj} \leq P_{Sj}^r \leq \bar{P}_{Sj} \quad (5.27b)$$

$$\min_{P_{Cj}^r} w_{Cj} (P_{Cj}^r - P_{Cj}^d)^2 \quad (5.28a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_{Cj} \leq P_{Cj}^r \leq \bar{P}_{Cj} \quad (\underline{P}_{Cj}, \bar{P}_{Cj} \leq 0) \quad (5.28b)$$

(5.26) 式, (5.27) 式, (5.28) 式の最適解をそれぞれ  $(P_{Gj}^r)^\#$ ,  $(P_{Sj}^r)^\#$ ,  $(P_{Cj}^r)^\#$  で表す. (5.26) 式, (5.27) 式, (5.28) 式は, 分散最適化であるため, 制御目的 (1) を満たす. しかしながら, 各電力機器はほかの電力機器と通信しておらず, 個別に決定する  $(P_{Gj}^r)^\#$ ,  $(P_{Sj}^r)^\#$ ,  $(P_{Cj}^r)^\#$  によって, グループ全体の電力出力がグループ運用目標値に追従するような運用, すなわち制御目的 (2) の達成 (等式制約 (5.23c) 式, (5.24c) 式, (5.25c) 式を満足する状態) は期待できない. そこで, 各グループ管理者がグループに所属する電力機器に対し価格を提示し, 各電力機器が分散的に目標値を決定することを考える. このとき各電力機器は, 価格を含む 1 次項を追加した分散最適化問題

$$\min_{P_{Gj}^r} w_{Gj} (P_{Gj}^r - P_{Gj}^d)^2 + p_{Gj} (P_{Gj}^r - P_{Gj}^d) \quad (5.29a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_{Gj} \leq P_{Gj}^r \leq \bar{P}_{Gj} \quad (\underline{P}_{Gj}, \bar{P}_{Gj} \geq 0) \quad (5.29b)$$

$$\min_{P_{Sj}^r} w_{Sj} (P_{Sj}^r)^2 + p_{Sj} P_{Sj}^r \quad (5.30a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_{Sj} \leq P_{Sj}^r \leq \bar{P}_{Sj} \quad (5.30b)$$

$$\min_{P_{Cj}^r} w_{Cj} (P_{Cj}^r - P_{Cj}^d)^2 + p_{Cj} (P_{Cj}^r - P_{Cj}^d) \quad (5.31a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_{Cj} \leq P_{Cj}^r \leq \bar{P}_{Cj} \quad (\underline{P}_{Cj}, \bar{P}_{Cj} \leq 0) \quad (5.31b)$$

の解として, 出力目標値または消費目標値を決定する. (5.29) 式, (5.30) 式, (5.31) 式の最適解をそれぞれ  $(P_{Gj}^r)^\flat(p_{Gj})$ ,  $(P_{Sj}^r)^\flat(p_{Sj})$ ,  $(P_{Cj}^r)^\flat(p_{Cj})$  と表す.

価格を含む分散最適化問題 (5.29) 式, (5.30) 式, (5.31) 式, それぞれの最適解が各グループにおける集中最適化問題の最適解  $(P_{Gj}^r)^*$ ,  $(P_{Sj}^r)^*$ ,  $(P_{Cj}^r)^*$  と一致するような価格  $p_{Gj}^*$ ,  $p_{Sj}^*$ ,  $p_{Cj}^*$  を各グループ管理者は決定し, 電力機器へ提示する必要がある.

### 定常状態における最適価格

ここで発電グループについて,  $(P_{Gj}^r)^* = (P_{Gj}^r)^\flat(p_{Gj}^*)$ , を達成する価格を求めるために, 集中最適化問題 (5.23) 式の Karush-Kuhn-Tucker (KKT) 条件と分散最適化問題 (5.29) 式の KKT 条件を比較する. 同様に蓄電グループについて,  $(P_{Sj}^r)^* = (P_{Sj}^r)^\flat(p_{Sj}^*)$ , を達成する価格を求めるために集中最適化問題 (5.24) 式の KKT 条件と分散最適化問題 (5.30) 式の KKT 条件を比較する. 消費グループについても,  $(P_{Cj}^r)^* = (P_{Cj}^r)^\flat(p_{Cj}^*)$  を達成する価格を求めるために集中最適化問題 (5.25) 式

の KKT 条件と分散最適化問題 (5.31) 式の KKT 条件を比較する. 発電グループに関して, 集中最適化問題 (5.23) 式の KKT 条件を (5.32) 式に, 分散最適化問題 (5.29) 式の KKT 条件を (5.33) 式に示す. 同様に蓄電グループに関して, 集中最適化問題 (5.24) 式の KKT 条件を (5.34) 式に, 分散最適化問題 (5.30) 式の KKT 条件を (5.35) 式に示し, 消費グループに関して, 集中最適化問題 (5.25) 式の KKT 条件を (5.36) 式に, 分散最適化問題 (5.31) 式の KKT 条件を (5.37) 式にそれぞれ示す.

$$2w_{Gj} (P_{Gj}^r - P_{Gj}^d) + \lambda_G - \mu_{Gj}^1 + \mu_{Gj}^2 = 0 \quad (5.32a)$$

$$\underline{P}_{Gj} - P_{Gj}^r \leq 0, \quad \mu_{Gj}^1 (\underline{P}_{Gj} - P_{Gj}^r) = 0, \quad \mu_{Gj}^1 \geq 0 \quad (5.32b)$$

$$P_{Gj}^r - \bar{P}_{Gj} \leq 0, \quad \mu_{Gj}^2 (P_{Gj}^r - \bar{P}_{Gj}) = 0, \quad \mu_{Gj}^2 \geq 0 \quad (5.32c)$$

$$j = 1, \dots, n^G$$

$$\sum_{j=1}^{n^G} P_{Gj}^r - P_G^r = 0 \quad (5.32d)$$

$$2w_{Gj} (P_{Gj}^r - P_{Gj}^d) + \lambda_G - \mu_{Gj}^1 + \mu_{Gj}^2 = 0 \quad (5.33a)$$

$$\underline{P}_{Gj} - P_{Gj}^r \leq 0, \quad \mu_{Gj}^1 (\underline{P}_{Gj} - P_{Gj}^r) = 0, \quad \mu_{Gj}^1 \geq 0 \quad (5.33b)$$

$$P_{Gj}^r - \bar{P}_{Gj} \leq 0, \quad \mu_{Gj}^2 (P_{Gj}^r - \bar{P}_{Gj}) = 0, \quad \mu_{Gj}^2 \geq 0 \quad (5.33c)$$

$$2w_{Sj} (P_{Sj}^r - P_{Sj}^d) + \lambda_S - \mu_{Sj}^1 + \mu_{Sj}^2 = 0 \quad (5.34a)$$

$$\underline{P}_{Sj} - P_{Sj}^r \leq 0, \quad \mu_{Sj}^1 (\underline{P}_{Sj} - P_{Sj}^r) = 0, \quad \mu_{Sj}^1 \geq 0 \quad (5.34b)$$

$$P_{Sj}^r - \bar{P}_{Sj} \leq 0, \quad \mu_{Sj}^2 (P_{Sj}^r - \bar{P}_{Sj}) = 0, \quad \mu_{Sj}^2 \geq 0 \quad (5.34c)$$

$$j = 1, \dots, n^S$$

$$\sum_{j=1}^{n^S} P_{Sj}^r - P_S^r = 0 \quad (5.34d)$$

$$2w_{Sj} (P_{Sj}^r - P_{Sj}^d) + \lambda_S - \mu_{Sj}^1 + \mu_{Sj}^2 = 0 \quad (5.35a)$$

$$\underline{P}_{Sj} - P_{Sj}^r \leq 0, \quad \mu_{Sj}^1 (\underline{P}_{Sj} - P_{Sj}^r) = 0, \quad \mu_{Sj}^1 \geq 0 \quad (5.35b)$$

$$P_{Sj}^r - \bar{P}_{Sj} \leq 0, \quad \mu_{Sj}^2 (P_{Sj}^r - \bar{P}_{Sj}) = 0, \quad \mu_{Sj}^2 \geq 0 \quad (5.35c)$$

$$2w_{Cj} (P_{Cj}^r - P_{Cj}^d) + \lambda_C - \mu_{Cj}^1 + \mu_{Cj}^2 = 0 \quad (5.36a)$$

$$\underline{P}_{Cj} - P_{Cj}^r \leq 0, \quad \mu_{Cj}^1 (\underline{P}_{Cj} - P_{Cj}^r) = 0, \quad \mu_{Cj}^1 \geq 0 \quad (5.36b)$$

$$P_{Cj}^r - \bar{P}_{Cj} \leq 0, \quad \mu_{Cj}^2 (P_{Cj}^r - \bar{P}_{Cj}) = 0, \quad \mu_{Cj}^2 \geq 0 \quad (5.36c)$$

$$j = 1, \dots, n^C$$

$$\sum_{j=1}^{n^C} P_{Cj}^r - P_C^r = 0 \quad (5.36d)$$

$$2w_{Cj} (P_{Cj}^r - P_{Cj}^d) + \lambda_C - \mu_{Cj}^1 + \mu_{Cj}^2 = 0 \quad (5.37a)$$

$$\underline{P}_{Cj} - P_{Cj}^r \leq 0, \quad \mu_{Cj}^1 (\underline{P}_{Cj} - P_{Cj}^r) = 0, \quad \mu_{Cj}^1 \geq 0 \quad (5.37b)$$

$$P_{Cj}^r - \bar{P}_{Cj} \leq 0, \quad \mu^2 (P_{Cj}^r - \bar{P}_{Cj}) = 0, \quad \mu_{Cj}^2 \geq 0 \quad (5.37c)$$

KKT 条件の比較より,

$$p_{Gj} = \lambda_G \quad (5.38)$$

$$p_{Sj} = \lambda_S \quad (5.39)$$

$$p_{Cj} = \lambda_C \quad (5.40)$$

の価格提示をおこなうことにより,  $(P_{Gj}^r)^* = (P_{Gj}^r)^b(p_{Gj}^*)$ ,  $(P_{Sj}^r)^* = (P_{Sj}^r)^b(p_{Sj}^*)$ ,  $(P_{Cj}^r)^* = (P_{Cj}^r)^b(p_{Cj}^*)$  を定常状態において達成できる.

### 実時間価格提示方策

ここで, 各グループにおける等式制約 (5.23c) 式, (5.24c) 式, (5.25c) 式のそれぞれに対する Lagrange 乗数  $\lambda_G$ ,  $\lambda_S$ ,  $\lambda_C$  の実時間更新則を検討する. 集中最適化問題 (5.23) 式, (5.24) 式, (5.25) 式の双対問題を考える.  $h_G(P_{Gj}^r)$ ,  $h_S(P_{Sj}^r)$ ,  $h_C(P_{Cj}^r)$  はそれぞれ不等式制約 (5.23b) 式, (5.24b) 式, (5.25b) 式を表す.

$$\max_{\lambda_G} \min_{\substack{P_{Gj}^r \\ h_G(P_{Gj}^r) \\ j=1, \dots, n^G}} \sum_{j=1}^{n^G} w_{Gj} (P_{Gj}^r - P_{Gj}^d)^2 + \lambda_G \left( \sum_{j=1}^{n^G} P_{Gj}^r - P_G^r \right) \quad (5.41)$$

$$\max_{\lambda_S} \min_{\substack{P_{Sj}^r \\ h_S(P_{Sj}^r) \\ j=1, \dots, n^S}} \sum_{j=1}^{n^S} w_{Sj} (P_{Sj}^r)^2 + \lambda_S \left( \sum_{j=1}^{n^S} P_{Sj}^r - P_S^r \right) \quad (5.42)$$

$$\max_{\lambda_C} \min_{\substack{P_{Cj}^r \\ h_C(P_{Cj}^r) \\ j=1, \dots, n^C}} \sum_{j=1}^{n^C} w_{Cj} (P_{Cj}^r - P_{Cj}^d)^2 + \lambda_C \left( \sum_{j=1}^{n^C} P_{Cj}^r - P_C^r \right) \quad (5.43)$$

ここで各電力機器によって最適解  $(P_{Gj}^r)^b$ ,  $(P_{Sj}^r)^b$ ,  $(P_{Cj}^r)^b$  が決定されると仮定すると

$$\max_{\lambda_G} \sum_{j=1}^{n^G} w_{Gj} \left( (P_{Gj}^r)^b - P_{Gj}^d \right)^2 + \lambda_G \left( \sum_{j=1}^{n^G} (P_{Gj}^r)^b - P_G^r \right) \quad (5.44)$$

$$\max_{\lambda_S} \sum_{j=1}^{n^S} w_{Sj} \left( (P_{Sj}^r)^b \right)^2 + \lambda_S \left( \sum_{j=1}^{n^S} (P_{Sj}^r)^b - P_S^r \right) \quad (5.45)$$

$$\max_{\lambda_C} \sum_{j=1}^{n^C} w_{Cj} \left( (P_{Cj}^r)^b - P_{Cj}^d \right)^2 + \lambda_C \left( \sum_{j=1}^{n^C} (P_{Cj}^r)^b - P_C^r \right) \quad (5.46)$$

となり、それぞれ  $\lambda_G$ ,  $\lambda_S$ ,  $\lambda_C$  に対する最大化問題の形となる。また (5.44) 式, (5.45) 式, (5.46) 式に対し、勾配法を適用するために  $\partial L_G / \partial \lambda_G$ ,  $\partial L_S / \partial \lambda_S$ ,  $\partial L_C / \partial \lambda_C$  を求める。(5.46) 式より、

$$L_G(\lambda_G) = \sum_{j=1}^{n^G} w_{Gj} \left( (P_{Gj}^r)^b - P_{Gj}^d \right)^2 + \lambda_G \left( \sum_{j=1}^{n^G} (P_{Gj}^r)^b - P_G^r \right)$$

$$\frac{\partial L_G}{\partial \lambda_G} = \sum_{j=1}^{n^G} (P_{Gj}^r)^b - P_G^r$$

$$L_S(\lambda_S) = \sum_{j=1}^{n^S} w_{Sj} \left( (P_{Sj}^r)^b \right)^2 + \lambda_S \left( \sum_{j=1}^{n^S} (P_{Sj}^r)^b - P_S^r \right)$$

$$\frac{\partial L_S}{\partial \lambda_S} = \sum_{j=1}^{n^S} (P_{Sj}^r)^b - P_S^r$$

$$L_C(\lambda_C) = \sum_{j=1}^{n^C} w_{Cj} \left( (P_{Cj}^r)^b - P_{Cj}^d \right)^2 + \lambda_C \left( \sum_{j=1}^{n^C} (P_{Cj}^r)^b - P_C^r \right)$$

$$\frac{\partial L_C}{\partial \lambda_C} = \sum_{j=1}^{n^C} (P_{Cj}^r)^b - P_C^r$$

と求まる。以上より、最大化問題に対して勾配法を適用すると、

$$\frac{d\lambda_G}{d\tau} = \epsilon_G \frac{\partial L_G}{\partial \lambda_G} = \epsilon_G \left( \sum_{j=1}^{n^G} (P_{Gj}^r)^b - P_G^r \right), \quad \epsilon_G > 0 \quad (5.47)$$

$$\frac{d\lambda_S}{d\tau} = \epsilon_S \frac{\partial L_S}{\partial \lambda_S} = \epsilon_S \left( \sum_{j=1}^{n^S} (P_{Sj}^r)^b - P_S^r \right), \quad \epsilon_S > 0 \quad (5.48)$$

$$\frac{d\lambda_C}{d\tau} = \epsilon_C \frac{\partial L_C}{\partial \lambda_C} = \epsilon_C \left( \sum_{j=1}^{n^C} (P_{Cj}^r)^b - P_C^r \right), \quad \epsilon_C > 0 \quad (5.49)$$

が得られる。さらに目標値  $(P_{Gj}^r)^b$ ,  $(P_{Sj}^r)^b$ ,  $(P_{Cj}^r)^b$  に対応する出力  $P_{Gj}(t)$ ,  $P_{Sj}(t)$ ,  $P_{Cj}(t)$  に置換し、グループ運用目標値  $P_G^r$ ,  $P_S^r$ ,  $P_C^r$  も実時間で更新されるため同様に  $P_G^r(t)$ ,  $P_S^r(t)$ ,  $P_C^r(t)$  と置換する

と実時間における更新則が得られる.

$$\frac{d\lambda_G}{dt} = \epsilon_G \left( \sum_{j=1}^{n^G} P_{Gj}(t) - P_G^r(t) \right), \quad \epsilon_G > 0 \quad (5.50)$$

$$\frac{d\lambda_S}{dt} = \epsilon_S \left( \sum_{j=1}^{n^S} P_{Sj}(t) - P_S^r(t) \right), \quad \epsilon_S > 0 \quad (5.51)$$

$$\frac{d\lambda_C}{dt} = \epsilon_C \left( \sum_{j=1}^{n^C} P_{Cj}(t) - P_C^r(t) \right), \quad \epsilon_C > 0 \quad (5.52)$$

以上より, 各グループの総電力出力または総電力消費をグループ運用目標値に追従させるためのフィードバック制御系を Fig. 5.11 (発電グループ), Fig. 5.12 (蓄電グループ), Fig. 5.13 (消費グループ) にそれぞれに示す.

Figs. 5.11, 5.12, 5.13 では, 各グループ管理者が電力機器の電力出力値または電力消費値のみを電力機器から受信することにより, 価格を更新することが可能である. 実時間の電力出力量, 充放電量, 電力消費量のみ受信するため, 大規模な通信を実装することなく, 天候不順による発電出力の低下, 充放電量の変化, 機器故障による電力消費量の変化などに対応することが可能となる.

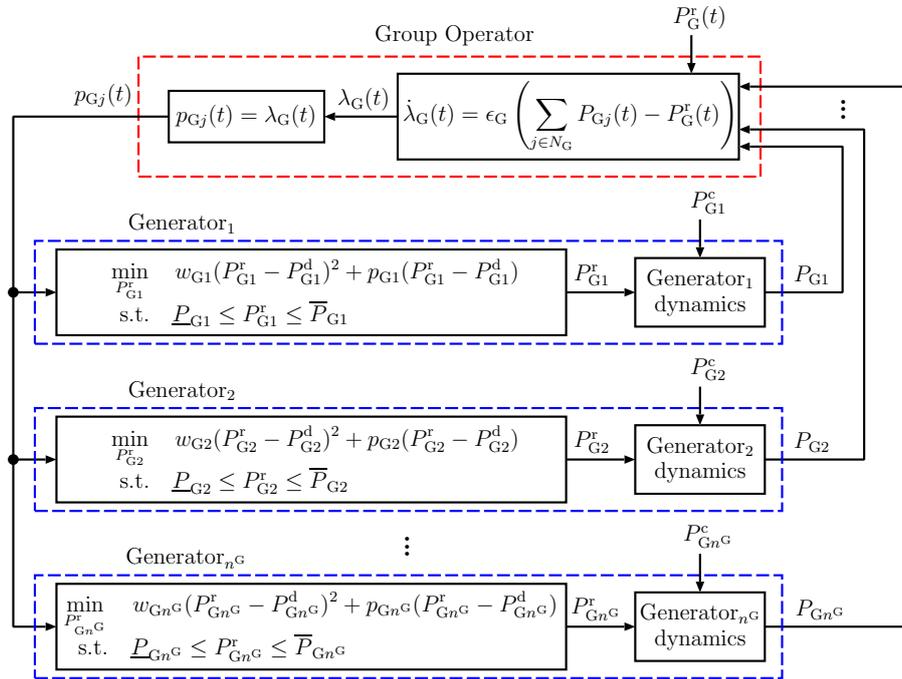


Fig. 5.11 : Closed-loop system for tracking to the reference of group operation using real-time pricing strategy (Generator Group).

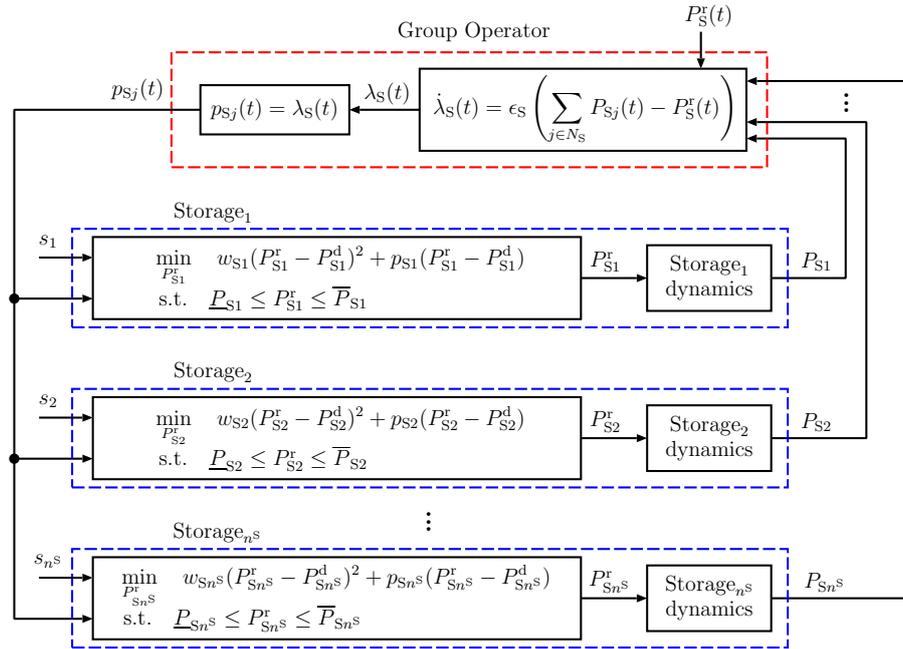


Fig. 5.12 : Closed-loop system for tracking to the reference of group operation using real-time pricing strategy (Storage Group).

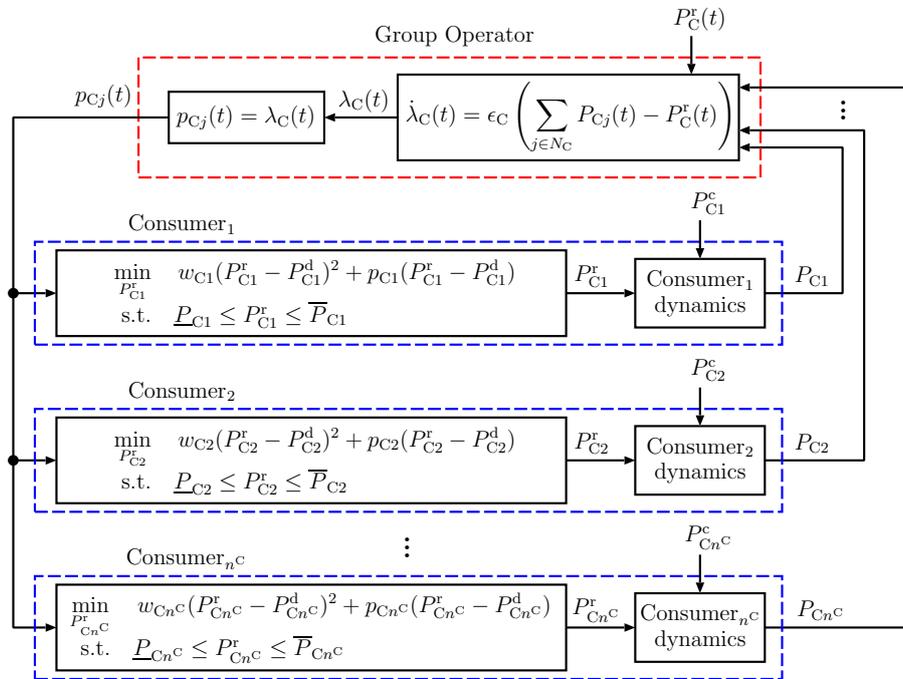


Fig. 5.13 : Closed-loop system for tracking to the reference of group operation using real-time pricing strategy (Consumer Group).

## 蓄電機器の出力上下限值

不等式制約 (5.30b) 式の上下限值  $\underline{P}_{Sj}$ ,  $\bar{P}_{Sj}$ ,  $j = 1, \dots, n^S$  は, 蓄電池の充電状態に従い各蓄電機器が決定する値であり, これにより充放電電力を抑制する動作状態への変更や, 充電のみあるいは放電のみをおこなう動作状態への変更を可能とする. 本節では, Table 5.1 により  $\underline{P}_{Sj}$ ,  $\bar{P}_{Sj}$  が決定されるとする. ここで  $P_{Sj}^l$ ,  $j = 1, \dots, n^S$  は各蓄電機器の定格容量,  $s_j$ ,  $j = 1, \dots, n^S$  は蓄電池の state-of-charge (SOC) を表す.

Table 5.1 : Parameters of inequality constraint.

-	$\underline{P}_{Sj}$	$\bar{P}_{Sj}$	note
$s_j \geq 0.9$	0	$P_{Sj}^l$	only discharge
$0.88 \leq s_j < 0.9$	eq. (5.53)	$P_{Sj}^l$	charge and discharge
$0.12 < s_j < 0.88$	$-P_{Sj}^l$	$P_{Sj}^l$	charge and discharge
$0.1 < s_j \leq 0.12$	$-P_{Sj}^l$	eq. (5.54)	charge and discharge
$s_j \leq 0.1$	$-P_{Sj}^l$	0	only charge

また, 急激な充電量の変化を防ぐために,  $0.88 \leq s_j \leq 0.9$  において

$$\underline{P}_{Sj} = -P_{Sj}^l \times \frac{0.9 - s_j}{0.9 - 0.88} \quad (5.53)$$

に従い下限値  $\underline{P}_{Sj}$  を決定する. 同様に, 急激な放電量の変化を防ぐために,  $0.1 \leq s_j \leq 0.12$  において

$$\bar{P}_{Sj} = P_{Sj}^l \times \frac{s_j - 0.1}{0.12 - 0.1} \quad (5.54)$$

に従い上限値  $\bar{P}_{Sj}$  を決定する. Fig. 5.14(a) に  $\underline{P}_{Sj}$  がとりえる領域を, Fig. 5.14(b) に  $\bar{P}_{Sj}$  がとりえる領域をそれぞれ示す.

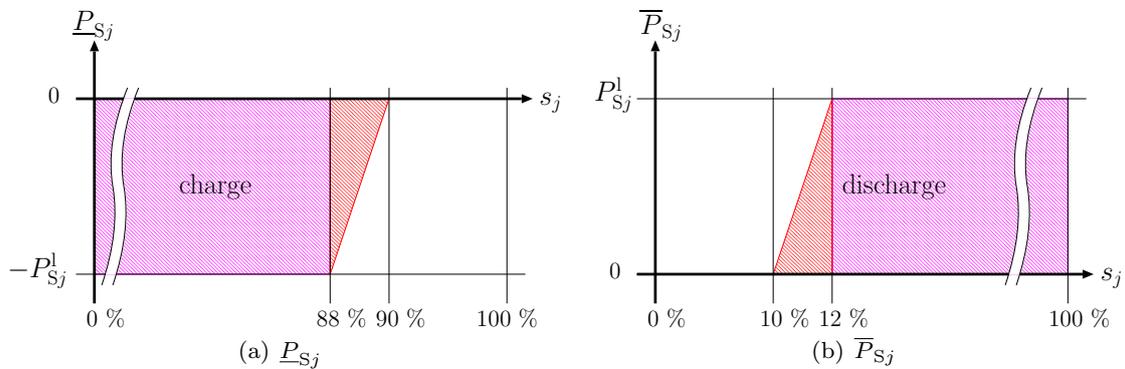


Fig. 5.14 : Inequality constraint parameters of storage.

### 実時間価格提示方策の非ウィンドアップ化

グループ運用目標値は、電力機器の運転状態を考慮せずに決定されるため、天候不順や機器の突発的な故障に伴い、グループの総出力可能量が運用目標値を下回る場合が想定される。このような状態では、グループ運用目標値とグループ全体の電力出力に偏差が生じ、価格の巻き上がり（ウィンドアップ）現象が発生する（詳細は、付録 A の数値例 A2）。ここでは非ウィンドアップ化する実装について考える。

まず、蓄電グループに対して検討する。不等式制約を考慮しない場合の蓄電機器に対する最適化問題の最適解は、

$$P_{Sj}^t = -\frac{p_{Sj}}{2w_{Sj}} = -\frac{\lambda_S}{2w_{Sj}}$$

で与えられる。\$P\_{Sj}^t\$ は、価格提示をするグループ管理者が各電力機器に期待する出力と捉えることもできる。しかしながら実際の出力は、機器の調整可能範囲（不等式制約 (5.30b) 式）により制限される。したがってグループ運用管理者が期待する値が出力される価格の範囲は、

$$-2w_{Sj}\bar{P}_{Sj} \leq \lambda_S \leq -2w_{Sj}P_{Sj} \quad (5.55)$$

となる。(5.55) 式を超える価格によりウィンドアップ現象が発生する。そこでここでは、グループ管理者が価格の上限値 \$\bar{\lambda}\_S\$ および下限値 \$\underline{\lambda}\_S\$ を設定し、

$$\underline{\lambda}_S \leq \lambda_S \leq \bar{\lambda}_S \quad (5.56)$$

の範囲で価格提示を行うとする。

ここで電力の調整範囲は各電力機器ごとに異なると予想される。調整範囲に起因する上限値 \$-2w\_{Sj}P\_{Sj}\$ および下限値 \$-2w\_{Sj}\bar{P}\_{Sj}\$ とグループ管理者が定める上下限值 \$\bar{\lambda}\_S, \underline{\lambda}\_S\$ とを一致させるため、

$$w_{Sj} = \begin{cases} \frac{\lambda_S}{2|\bar{P}_{Sj}|} & \lambda < 0 \ \& \ \bar{P}_{Sj} \neq 0 \\ \frac{\lambda_S}{2|P_{Sj}|} & \lambda > 0 \ \& \ P_{Sj} \neq 0 \\ W & \lambda < 0 \ \& \ \bar{P}_{Sj} = 0 \\ W & \lambda > 0 \ \& \ P_{Sj} = 0 \\ W & \lambda = 0 \end{cases} \quad (5.57)$$

の重み係数の設定を採用する。ここで \$W\$ は非常に大きな正の実数である。

次に、発電グループに対して検討する。不等式制約を考慮しない場合の発電機器に対する最適化問題の最適解は、

$$P_{Gj}^t = P_{Gj}^d - \frac{p_{Gj}}{2w_{Gj}} = P_{Gj}^d - \frac{\lambda_G}{2w_{Gj}}$$

となる。蓄電グループと同様に  $P_{Gj}^t$  は、価格提示をするグループ管理者が各電力機器に期待する出力と捉えられるが、実際の出力は調整可能範囲 (不等式制約 (5.29b) 式) により制限される。したがって、グループ運用管理者が期待する値が出力される価格の範囲は、

$$2w_{Gj}(P_{Gj}^d - \bar{P}_{Gj}) \leq \lambda_G \leq 2w_{Gj}(P_{Gj}^d - \underline{P}_{Gj}) \quad (5.58)$$

となる。(5.58) を超える価格によりワインドアップ現象が発生するため、上限値  $\bar{\lambda}_G$  および下限値  $\underline{\lambda}_G$  を設定し、

$$\underline{\lambda}_G \leq \lambda_G \leq \bar{\lambda}_G \quad (5.59)$$

の範囲で価格提示を行うとする。

発電機器に関しても、調整範囲は各電力機器ごとに異なることが予想される。調整範囲に起因する上限値  $2w_{Gj}(P_{Gj}^d - \underline{P}_{Gj})$  および下限値  $2w_{Gj}(P_{Gj}^d - \bar{P}_{Gj})$  とグループ管理者が定める上下限値  $\bar{\lambda}_G$ ,  $\underline{\lambda}_G$  とを一致させるため、

$$w_{Gj} = \begin{cases} \frac{\underline{\lambda}_G}{2|P_{Gj}^d - \bar{P}_{Gj}|} & \lambda < 0 \ \& \ P_{Gj}^d - \bar{P}_{Gj} \neq 0 \\ \frac{\bar{\lambda}_G}{2|P_{Gj}^d - \underline{P}_{Gj}|} & \lambda > 0 \ \& \ P_{Gj}^d - \underline{P}_{Gj} \neq 0 \\ W & \lambda < 0 \ \& \ P_{Gj}^d - \bar{P}_{Gj} = 0 \\ W & \lambda > 0 \ \& \ P_{Gj}^d - \underline{P}_{Gj} = 0 \\ W & \lambda = 0 \end{cases} \quad (5.60)$$

の重み係数の設定を採用する。

消費グループも同様に、グループ管理者が価格の上限値  $\bar{\lambda}_C$  および下限値  $\underline{\lambda}_C$  を設定し、

$$\underline{\lambda}_C \leq \lambda_C \leq \bar{\lambda}_C \quad (5.61)$$

の範囲で価格提示を行うとする。グループ管理者が定める上下限値  $\bar{\lambda}_C$ ,  $\underline{\lambda}_C$  と調整範囲に起因する上下限値  $2w_{Cj}(P_{Cj}^d - \underline{P}_{Cj})$ ,  $2w_{Cj}(P_{Cj}^d - \bar{P}_{Cj})$  とを一致させるため、

$$w_{Cj} = \begin{cases} \frac{\underline{\lambda}_C}{2|P_{Cj}^d - \bar{P}_{Cj}|} & \lambda < 0 \ \& \ P_{Cj}^d - \bar{P}_{Cj} \neq 0 \\ \frac{\bar{\lambda}_C}{2|P_{Cj}^d - \underline{P}_{Cj}|} & \lambda > 0 \ \& \ P_{Cj}^d - \underline{P}_{Cj} \neq 0 \\ W & \lambda < 0 \ \& \ P_{Cj}^d - \bar{P}_{Cj} = 0 \\ W & \lambda > 0 \ \& \ P_{Cj}^d - \underline{P}_{Cj} = 0 \\ W & \lambda = 0 \end{cases} \quad (5.62)$$

の重み係数の設定を採用する。

**$\epsilon_G, \epsilon_S, \epsilon_C$  の決定指標**

電力市場への入札にあたり、グループ管理者は各電力機器から出力または消費したい電力値 ( $P_{Gj}^d, P_{Cj}^d$ ) と調整可能範囲を受信する。グループ管理者がこれらの情報を使用し、 $\epsilon_G, \epsilon_S, \epsilon_C$  をあらかじめ決定することは可能である。各グループ管理者は以下の条件における  $\epsilon_G, \epsilon_S, \epsilon_C$  を事前に計算し使用する。発電グループが計算する  $\epsilon_G$  を (5.63) に、蓄電グループが計算する  $\epsilon_S$  を (5.64) に、消費グループが計算する  $\epsilon_C$  を (5.65) に示す。

$$\epsilon_G = \begin{cases} 0 & \text{if } \sum_{j=1}^{n_G} |E_{Gj}| = 0 \\ \frac{1}{\gamma} \frac{1}{2} \frac{2\pi}{t_s} \frac{1}{\sum_{j=1}^{n_G} |E_{Gj}|} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (5.63a)$$

$$E_{Gj} = \begin{cases} 0 & \text{if } P_{Gj}^d - \underline{P}_{Gj} = 0 \text{ or } P_{Gj}^d - \bar{P}_{Gj} = 0 \\ 1/2w_{Gj} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (5.63b)$$

$$w_{Gj} = \begin{cases} \frac{\lambda_G}{2|P_{Gj}^d - \bar{P}_{Gj}|} & \text{if } \lambda < 0 \text{ or } \lambda = 0 \text{ \& } \sum_{j=1}^{n_G} P_{Gj}(t) - P_G^r(t) < 0 \\ \frac{\lambda_S}{2|P_{Gj}^d - \underline{P}_{Gj}|} & \text{if } \lambda > 0 \text{ or } \lambda = 0 \text{ \& } \sum_{j=1}^{n_G} P_{Gj}(t) - P_G^r(t) > 0 \end{cases} \quad (5.63c)$$

$$\epsilon_S = \begin{cases} 0 & \text{if } \sum_{j=1}^{n_S} |E_{Sj}| = 0 \\ \frac{1}{\gamma} \frac{1}{2} \frac{2\pi}{t_s} \frac{1}{\sum_{j=1}^{n_S} |E_{Sj}|} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (5.64a)$$

$$E_{Sj} = \begin{cases} 0 & \text{if } \underline{P}_{Sj} = 0 \text{ or } \bar{P}_{Sj} = 0 \\ 1/2w_{Sj} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (5.64b)$$

$$w_{Sj} = \begin{cases} \frac{\lambda_S}{2|\bar{P}_{Sj}|} & \text{if } \lambda < 0 \text{ or } \lambda = 0 \text{ \& } \sum_{j=1}^{n_S} P_{Sj}(t) - P_S^r(t) < 0 \\ \frac{\lambda_S}{2|\underline{P}_{Sj}|} & \text{if } \lambda > 0 \text{ or } \lambda = 0 \text{ \& } \sum_{j=1}^{n_S} P_{Sj}(t) - P_S^r(t) > 0 \end{cases} \quad (5.64c)$$

$$\epsilon_C = \begin{cases} 0 & \text{if } \sum_{j=1}^{n_C} |E_{Cj}| = 0 \\ \frac{1}{\gamma} \frac{1}{2} \frac{2\pi}{t_s} \frac{1}{\sum_{j=1}^{n_C} |E_{Cj}|} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (5.65a)$$

$$E_{Cj} = \begin{cases} 0 & \text{if } P_{Cj}^d - \underline{P}_{Cj} = 0 \text{ or } P_{Cj}^d - \bar{P}_{Cj} = 0 \\ 1/2w_{Cj} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (5.65b)$$

$$w_{Cj} = \begin{cases} \frac{\lambda_C}{2|P_{Cj}^d - \bar{P}_{Cj}|} & \text{if } \lambda < 0 \text{ or } \lambda = 0 \text{ \& } \sum_{j=1}^{n_C} P_{Cj}(t) - P_C^r(t) < 0 \\ \frac{\lambda_S}{2|P_{Cj}^d - \underline{P}_{Cj}|} & \text{if } \lambda > 0 \text{ or } \lambda = 0 \text{ \& } \sum_{j=1}^{n_C} P_{Cj}(t) - P_C^r(t) > 0 \end{cases} \quad (5.65c)$$

### 5.3.2 数値実験

Figs. 5.11, 5.12 および 5.13 の閉ループ系の運用により, グループ全体の電力出力または電力消費をグループ運用目標値に追従可能なことを数値実験により検証する. 本節でも同様に, 総容量 2 MW の発電グループ, 総容量 1 MW の蓄電グループおよび総容量 2.5 MW の消費グループを想定する. 発電グループについて, 発電機器として PV 接続 PCS を想定し, 4 台の定格容量 500 kW を持つ PCS で構成されているとする. 蓄電グループについて, 2 台の定格容量 500 kW の PCS で構成されているとし, 各 PCS には蓄電容量 150 kWh をもつ蓄電池が接続されている. 蓄電池のモデルは, 4.3.2 節と同様としている. 消費グループについて, 5 台の定格容量 500 kW の電力機器で構成されているとする. また消費機器は連続的に消費電力を調整できるとする.

#### 電力機器のモデル

各電力機器の動特性として, 目標値入力に対して 1 s 以内に出力が追従するような特性を想定し,  $T = 0.08$  の 1 次遅れ系として近似した. なお, 発電機器について天候により実際に出力できる電力を  $P_{Gj}^a$  と表し, 飽和要素の上限としている. Fig. 5.15 に各電力機器のモデルを示す.

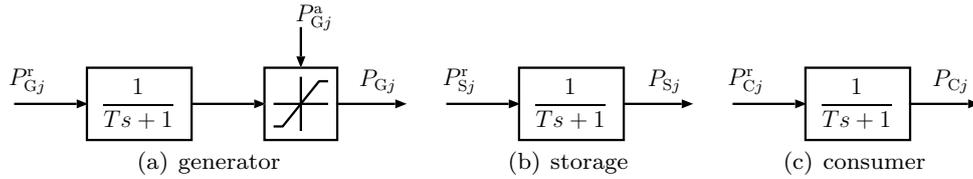


Fig. 5.15 : Mathematical model of equipment.

#### 実時間価格提示方策および分散最適化の実装

各グループ管理者による価格の更新・提示および各電力機器の分散最適化による出力目標値の更新について, サンプル時間  $t_{s2} = 1$  s の離散時間系を実装した. 離散時間系における価格提示方策は (5.66) 式, (5.67) 式および (5.68) 式, 分散最適化問題は (5.69) 式, (5.70) 式および (5.71) 式となる.

$$p_{Gj}[k] = \lambda_G[k] \quad (5.66a)$$

$$\lambda_G[k+1] = \lambda_G[k] + \epsilon_G t_{s2} \left( \sum_{j=1}^{n^G} P_{Gj}[k] - P_G^r[k] \right), \quad \epsilon_G > 0 \quad (5.66b)$$

$$p_{Sj}[k] = \lambda_S[k] \quad (5.67a)$$

$$\lambda_S[k+1] = \lambda_S[k] + \epsilon_S t_{s2} \left( \sum_{j=1}^{n^S} P_{Sj}[k] - P_S^r[k] \right), \quad \epsilon_S > 0 \quad (5.67b)$$

$$p_{Cj}[k] = \lambda_C[k] \quad (5.68a)$$

$$\lambda_C[k+1] = \lambda_C[k] + \epsilon_C t_{s2} \left( \sum_{j=1}^{n^C} P_{Cj}[k] - P_C^r[k] \right), \quad \epsilon_C > 0 \quad (5.68b)$$

$$\min_{P_{Gj}^r[k]} w_{Gj} (P_{Gj}^r[k] - P_{Gj}^d)^2 + p_{Gj}[k] (P_{Gj}^r[k] - P_{Gj}^d) \quad (5.69a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_{Gj} \leq P_{Gj}^r[k] \leq \overline{P}_{Gj} \quad (\underline{P}_{Gj}, \overline{P}_{Gj} \geq 0) \quad (5.69b)$$

$$\min_{P_{Sj}^r[k]} w_{Sj} (P_{Sj}^r[k])^2 + p_{Sj}[k] P_{Sj}^r[k] \quad (5.70a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_{Sj}[k] \leq P_{Sj}^r[k] \leq \overline{P}_{Sj}[k] \quad (5.70b)$$

$$\min_{P_{Cj}^r[k]} w_{Cj} (P_{Cj}^r[k] - P_{Cj}^d)^2 + p_{Cj}[k] (P_{Cj}^r[k] - P_{Cj}^d) \quad (5.71a)$$

$$\text{subject to } \underline{P}_{Cj} \leq P_{Cj}^r[k] \leq \overline{P}_{Cj} \quad (\underline{P}_{Cj}, \overline{P}_{Cj} \leq 0) \quad (5.71b)$$

### 数値例 1-1: 価格提示方策によるグループ運用目標値に追従する運用 - 発電グループ

ここでは、4 台の発電機器で構成される発電グループにおいて、提案方策にもとづく運用により、グループ全体の電力出力量がグループの運用目標値  $P_G^r$  に追従可能なことを確認する。本数値例では定格容量  $P_{Gj}^l = 500 \text{ kW}$ ,  $j = 1, \dots, 4$  の PV 接続 PCS を想定しているため、 $P_{Gj}^d = P_{Gj}^l = 500 \text{ kW}$ ,  $j = 1, \dots, 4$  とした。PV パネルによる実際の発電量を  $P_{Gj}^a = P_{Gj}^d = 500 \text{ kW}$ ,  $j = 1, \dots, 4$  とした。各発電機器の調整上下限値を  $\underline{P}_{Gj} = 0 \text{ kW}$ ,  $\overline{P}_{Gj} = 500 \text{ kW}$ ,  $j = 1, \dots, 4$  と設定した。グループ運用目標値  $P_G^r$  は、 $0 \text{ s} \leq t < 60 \text{ s}$  において  $P_G^r = 2000 \text{ kW}$ ,  $60 \text{ s} \leq t < 120 \text{ s}$  において  $P_G^r = 1400 \text{ kW}$ ,  $120 \text{ s} \leq t$  において  $P_G^r = 1200 \text{ kW}$  とした。閉ループ系 Fig. 5.11 の応答を Fig. 5.16 に示す。

Fig. 5.16(a) に、電力機器の合計出力値  $\sum_{j=1}^{n_G} P_{Gj}$  (破線) とグループ運用目標値  $P_G^r$  (実線) を示す。Fig. 5.16(b) に、価格  $p_{Gj}$  を示す。Fig. 5.16(c) に PV パネルの発電量を示す。Fig. 5.16(d) に各電力機器が決定する出力電力目標値  $P_{Gj}$  を示し、Fig. 5.16(e) に出力  $P_{Gj}$  を示す。

Fig. 5.16(b) より、グループ運用目標値  $P_G^r$  とグループ全体の電力出力量  $\sum_{j=1}^{n_G} P_{Gj}$  を比較し、グループ管理者が価格  $p_{Gj}$  を更新していることが確認できる。Figs. 5.16(c), 5.16(d), 5.16(e) より、管理者から提示される価格に従い出力目標値を更新していることが確認でき、Fig. 5.16(a) より、グループ全体の電力出力量  $\sum_{j=1}^{n_G} P_{Gj}$  がグループ運用目標値  $P_G^r$  に追従していることが確認できる。また本数値例では、グループ運用目標値の変化後 10 s ほどで、グループにおける電力機器の合計出力値  $\sum_{j=1}^{n_G} P_{Gj}$  が収束していることも確認できた。

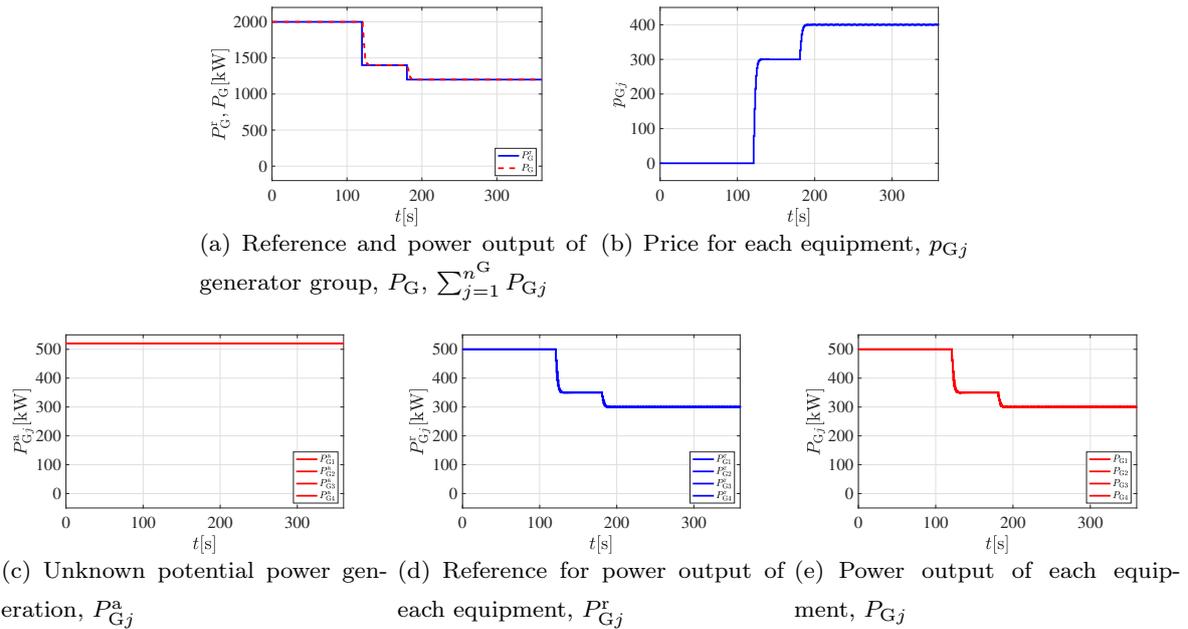


Fig. 5.16 : Time responses of the closed-loop system for tracking to the reference for group operation using real-time pricing strategy and decentralized optimization (Generator Group).

#### 数値例 1-2: 天候不順によりグループ全体で発電量が低下した場合の応答

ここでは、急な天候不順により発電機器の発電量が減少した場合 (グローバル運用問題の数値例 3, 5 と同様の条件) を想定し、検証する. そこで  $t = 60$  において、 $j = 4$  の発電機器に接続された PV パネルの発電量が  $P_{G4}^a = 200$  kW まで減少したとする. その他の条件については数値例 1-1 と同様である. この時の閉ループ系 Fig. 5.11 の応答を Fig. 5.17 に示す.

Figs. 5.17(c), 5.17(d), 5.17(e) より、 $j = 4$  の発電機器に接続された PV パネルの発電量減少に伴い、グループ全体の出力が出力目標値  $P_{G5}^r$  よりも下回っていることが確認できる. それに伴いグループ全体の電力出力量  $\sum_{j=1}^{n_G} P_{Gj}$  がグループ運用目標値  $P_G^r$  を満たさず、偏差が発生していることが Fig. 5.17(a) より確認できる. Fig. 5.17(b) より、グループ全体の電力出力量  $\sum_{j=1}^{n_G} P_{Gj}$  とグループ運用目標値  $P_G^r$  との間に偏差が発生しているものの、非windアップ化の実装を行なったことにより、価格の巻き上がりは発生していないことが確認できる. また、 $t = 120$  において、全体の発電量よりも小さいグループ運用目標値へと変更された際には、価格更新を行い、速やかに運用目標値に追従することが可能であることも確認できた.

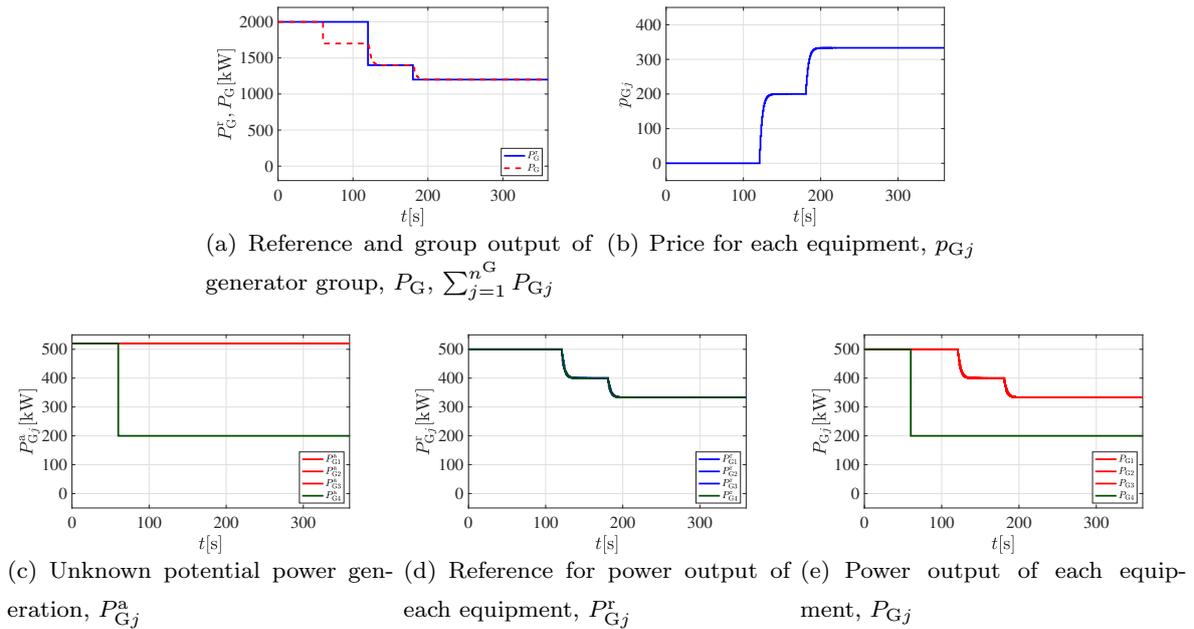


Fig. 5.17 : Time responses of the closed-loop system for Generator Group in which there is a PV PCS with smaller amount of power generation than other PV PCSs.

### 数値例 2-1: 価格提示方策によるグループ運用目標値に追従する運用 - 蓄電グループ

ここでは、2 台の蓄電機器で構成される蓄電グループにおいて、提案方策にもとづく運用により、グループ全体の充電量または放電量をグループの運用目標値  $P_S^r$  に追従可能なことを確認する。蓄電機器は定格容量  $P_{Sj}^l = 500 \text{ kW}$ ,  $j = 1, 2$  をもつとし、各蓄電機器の調整上下限値を  $\underline{P}_{Sj} = -P_{Sj}^l = -500 \text{ kW}$ ,  $\overline{P}_{Sj} = P_{Sj}^l = 500 \text{ kW}$ ,  $j = 1, 2$  と設定した。各蓄電機器には、150 kWh の蓄電容量をもつ蓄電池が接続されているとし、初期 SOC を  $s_j = 50 \%$ ,  $j = 1, 2$  とした。放電を行う場合には、グループ運用目標値  $P_S^r$  を、 $0 \text{ s} \leq t < 60 \text{ s}$  において  $P_S^r = 0 \text{ kW}$ ,  $60 \text{ s} \leq t < 120 \text{ s}$  において  $P_S^r = 500 \text{ kW}$ ,  $120 \text{ s} \leq t < 360 \text{ s}$  において  $P_S^r = 800 \text{ kW}$  とした。充電を行う場合には、グループ運用目標値  $P_S^r$  を、 $0 \text{ s} \leq t < 60 \text{ s}$  において  $P_S^r = 0 \text{ kW}$ ,  $60 \text{ s} \leq t < 120 \text{ s}$  において  $P_S^r = -500 \text{ kW}$ ,  $120 \text{ s} \leq t < 360 \text{ s}$  において  $P_S^r = -800 \text{ kW}$  とした。グループ運用目標値が充電側の場合における閉ループ系 Fig. 5.12 の応答を Fig. 5.18 に示し、グループ運用目標値が放電側の場合における閉ループ系 Fig. 5.12 の応答を Fig. 5.19 に示す。

Figs. 5.18(a), 5.19(a) に、蓄電グループにおける電力機器の合計出力値  $\sum_{j=1}^{n_S} P_{Sj}$  (破線) とグループ運用目標値  $P_S^r$  (実線) を示す。Figs. 5.18(b), 5.19(b) に、価格  $p_{Sj}$  を示す。Figs. 5.18(c), 5.19(c) に蓄電池の SOC  $s_j$  を示す。Figs. 5.18(d), 5.19(d) に各電力機器が決定する電力出力目標値  $P_{Sj}$  を示し、Figs. 5.18(e), 5.19(e) に出力  $P_{Sj}$  を示す。

Figs. 5.18(b) より、グループ運用目標値  $P_S^r$  とグループ全体の放電量  $\sum_{j=1}^{n_S} P_{Sj}$  を比較し、グループ管理者が価格  $p_{Sj}$  を更新していることが確認できる。Figs. 5.18(d), 5.18(e) より、管理者から提示される価格に従い出力目標値を更新していることが確認でき、Fig. 5.18(a) より、グループ全体の放

電量  $\sum_{j=1}^{n^S} P_{Sj}$  がグループ運用目標値  $P_S^r$  に追従していることが確認できる。グループ目標値が充電側の場合も同様である。

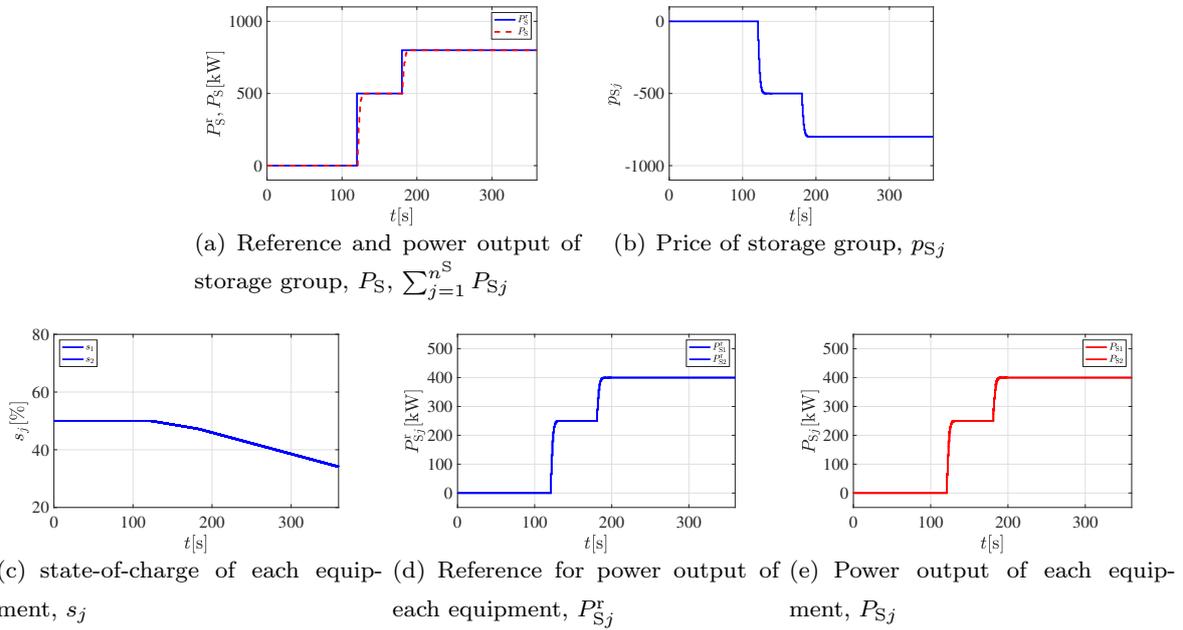


Fig. 5.18 : Time responses of the closed-loop system for tracking to the reference input of group operation using real-time pricing strategy (Storage Group - Discharging).

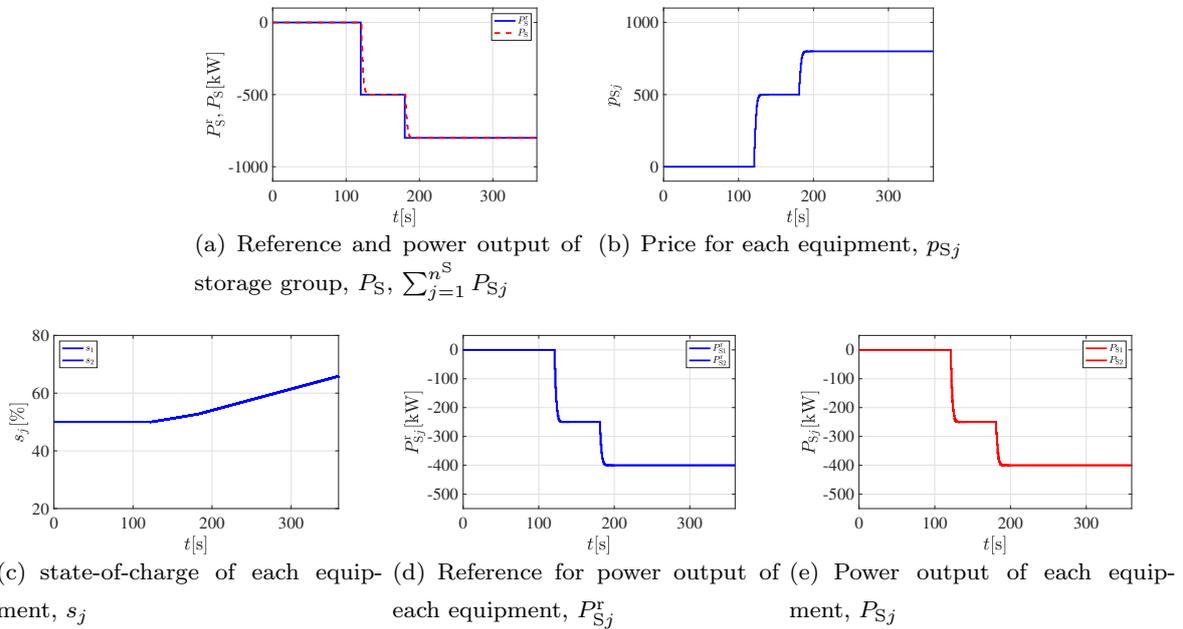


Fig. 5.19 : Time responses of the closed-loop system for tracking to the reference input of group operation using real-time pricing strategy (Storage Group - Charging).

### 数値例 2-2: SOC により充放電量が抑制される場合の応答

ここでは、蓄電池の SOC の変化に従い放電量を抑制する動作および充電量を抑制する動作の確認を行う。そこで蓄電池の初期 SOC を、放電量を抑制する場合の数値実験では  $s_j = 20\%$ ,  $j = 1, 2$  とし、充電量を抑制する場合の数値実験では  $s_j = 80\%$ ,  $j = 1, 2$  とした。また、放電量を抑制する場合では、グループ運用目標値  $P_S^r$  を、 $0 \text{ s} \leq t < 60 \text{ s}$  において  $P_S^r = 0 \text{ kW}$ ,  $60 \text{ s} \leq t < 120 \text{ s}$  において  $P_S^r = 500 \text{ kW}$ ,  $120 \text{ s} \leq t < 360 \text{ s}$  において  $P_S^r = 800 \text{ kW}$ ,  $360 \text{ s} \geq t$  において  $P_S^r = -500 \text{ kW}$  とした。同様に充電量を抑制する場合では、グループ運用目標値  $P_S^r$  を、 $0 \text{ s} \leq t < 60 \text{ s}$  において  $P_S^r = 0 \text{ kW}$ ,  $60 \text{ s} \leq t < 120 \text{ s}$  において  $P_S^r = -500 \text{ kW}$ ,  $120 \text{ s} \leq t < 360 \text{ s}$  において  $P_S^r = -800 \text{ kW}$ ,  $360 \text{ s} \geq t$  において  $P_S^r = 500 \text{ kW}$  とした。放電量を抑制する場合の結果を Fig. 5.18 に示し、充電量を抑制する場合の結果を Fig. 5.19 に示す。

Figs. 5.21(d), 5.21(e), 5.20(c) より、SOC が 12% を下回り放電量を抑制していることが確認できる。それに伴い、グループ全体の放電量  $\sum_{j=1}^{n^S} P_{Sj}$  とグループ運用目標値  $P_S^r$  との間に偏差が生じていることが Fig. 5.21(a) より確認できる。この間、非windアップ化したことにより、価格の巻き上がりが起きていないことが Figs. 5.21(b) より確認でき、 $t = 360 \text{ s}$  においてグループ運用目標値が放電側から充電側へ切替わった際 (対応可能な目標値に変化) に、再び価格を更新し、グループ全体の充電量をグループ運用目標値に速やかに追従させていることも確認できる。

このように、自身に接続された蓄電池の SOC に従い各電力機器が充放電量を抑制する動作が確認できた。さらに非windアップ化の実装を行なったことにより、蓄電機器の充電量または放電量が抑制された場合でも、その後にグループ運用目標値が対応可能な値に変化した場合には、再び価格更新を行い速やかに運用目標値に追従することが可能であることも確認できた。また充電量を抑制する場合も同様の結果が得られた。

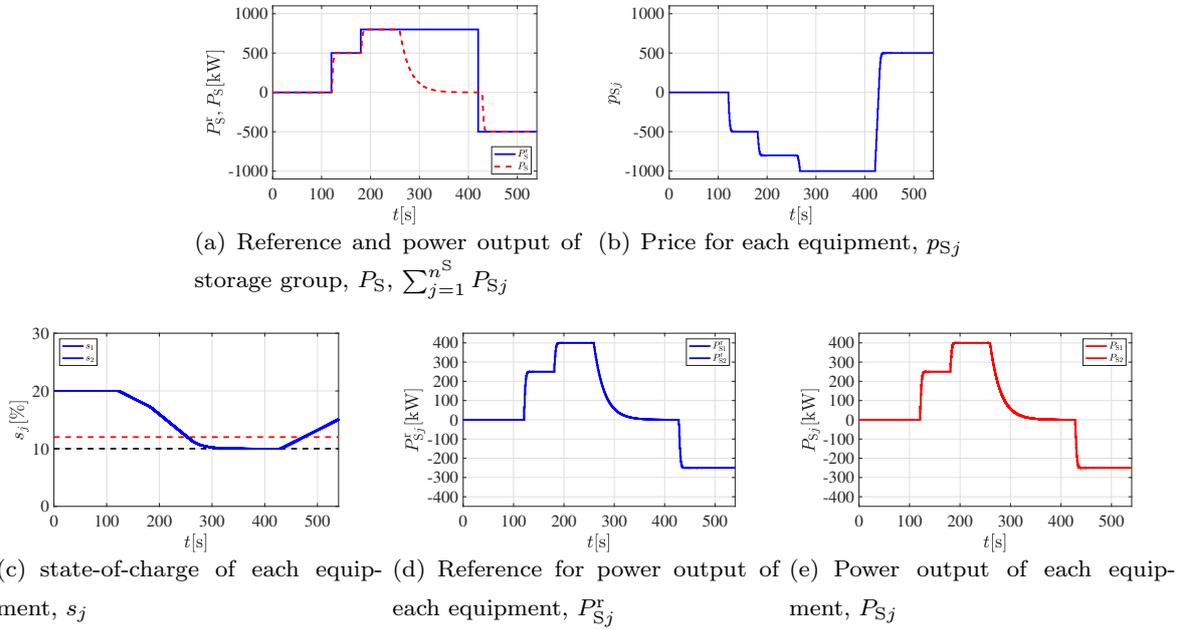


Fig. 5.20 : Time responses of the closed-loop system in which all storage decrease the amount of power discharging.

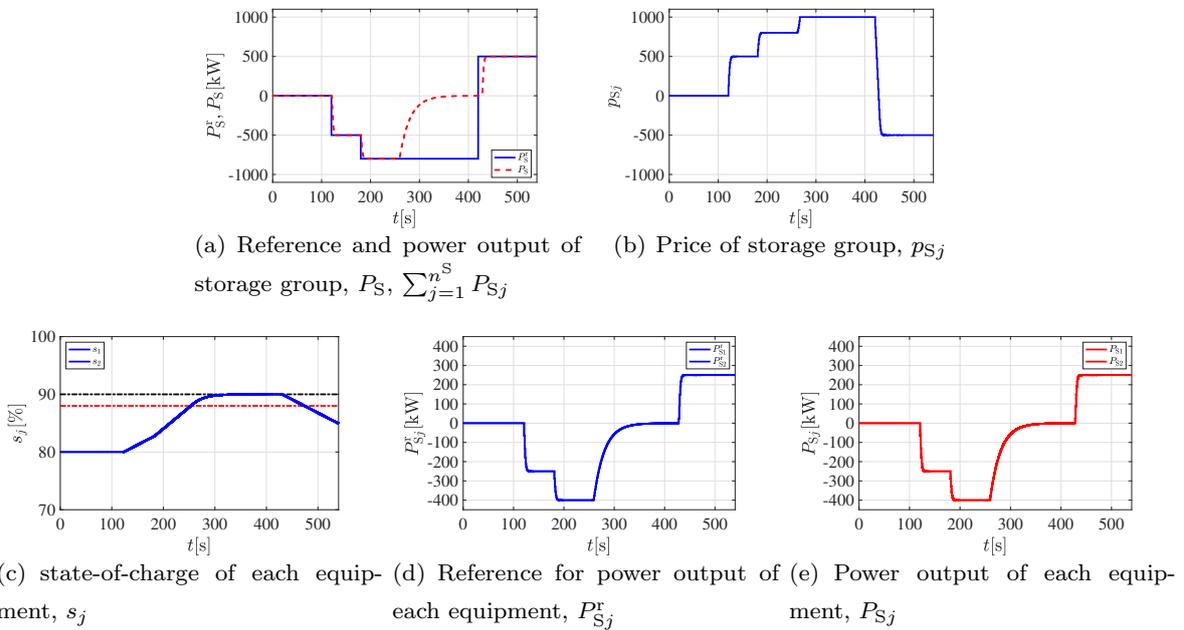


Fig. 5.21 : Time responses of the closed-loop system in which all storage decrease the amount of power charging.

### 数値例 3-1: 価格提示方策によるグループ運用目標値に追従する運用 - 消費グループ

ここでは、5 台の消費機器で構成される消費グループにおいて、提案方策にもとづく運用により、グループ全体の電力消費量がグループの運用目標値  $P_C^r$  に追従可能なことを確認する。定格容量  $P_{Cj}^l = -500$  kW,  $j = 1, \dots, 5$  の電力機器を想定しており、消費機器の需要計画は  $P_{Cj}^d = -500$  kW,  $j = 1, \dots, 5$  とした。各消費機器の調整上下限値を  $\underline{P}_{Cj} = -500$  kW,  $\overline{P}_{Cj} = 0$  kW と設定した。グループ運用目標値  $P_C^r$  は、 $0 \text{ s} \leq t < 60 \text{ s}$  において  $P_C^r = -2500$  kW,  $60 \text{ s} \leq t < 120 \text{ s}$  において  $P_C^r = -1900$  kW,  $120 \text{ s} \geq t$  において  $P_C^r = -1700$  kW とした。消費グループの閉ループ系 Fig. 5.13 の応答を Fig. 5.22 に示す。

Fig. 5.22(a) に、消費グループにおける電力機器の合計消費電力  $\sum_{j=1}^{n_C} P_{Cj}$  (破線) とグループ運用目標値  $P_C^r$  (実線) を示す。Fig. 5.22(b) に、価格  $p_{Cj}$  を示す。Fig. 5.22(c) に各電力機器が決定する消費電力目標値  $P_{Cj}^r$  を示し、Fig. 5.22(d) に実際の消費電力  $P_{Cj}$  を示す。

Fig. 5.22(b) より、グループ運用目標値  $P_C^r$  とグループ全体の電力消費量  $\sum_{j=1}^{n_C} P_{Cj}$  とを比較し、グループ管理者が価格  $p_{Cj}$  を更新していることが確認できる。Figs. 5.22(c), 5.22(d) より、管理者から提示される価格に従い出力目標値を更新していることが確認でき、Fig. 5.22(a) より、グループ全体の電力消費量  $\sum_{j=1}^{n_C} P_{Cj}$  がグループ運用目標値  $P_C^r$  に追従していることが確認できる。

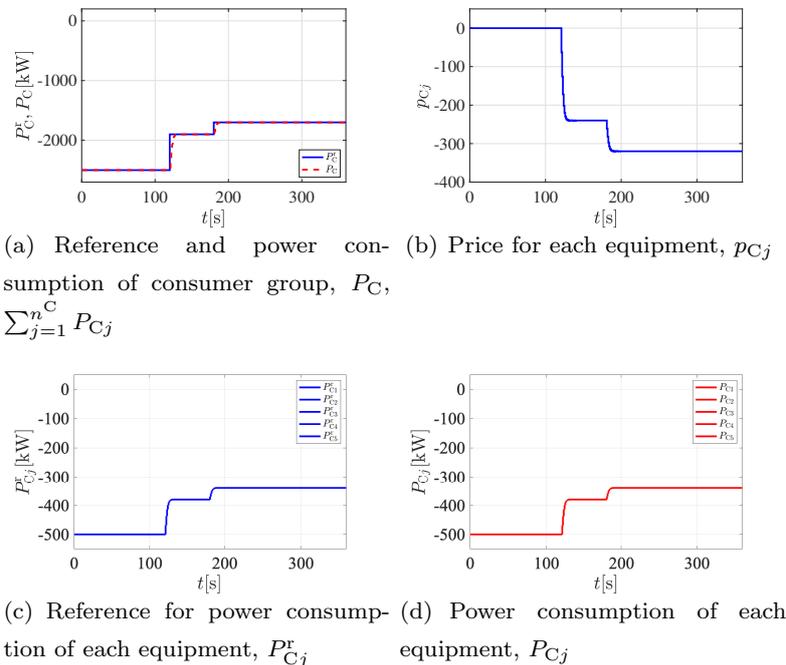


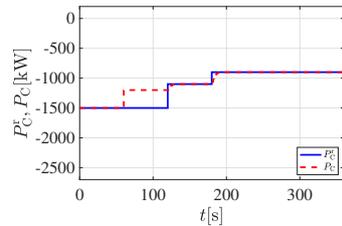
Fig. 5.22 : Time responses of the closed-loop system for tracking to the reference input of group operation using real-time pricing strategy (Consumer Group).

### 数値例 3-2: 機器故障によりグループ全体で消費量が減少した場合の応答

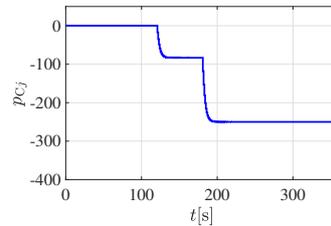
ここでは、 $j = 5$  の消費機器の故障により、グループ全体の電力消費量が減少した場合を想定し、検証する。そこで  $t = 60$  において、 $j = 5$  の消費機器が故障で停止したとする。消費機器の需要計

画は  $P_{Cj}^d = -300 \text{ kW}$ ,  $j = 1, \dots, 5$  とした. グループ運用目標値  $P_C^e$  は,  $0 \text{ s} \leq t < 60 \text{ s}$  において  $P_C^e = -1500 \text{ kW}$ ,  $60 \text{ s} \leq t < 120 \text{ s}$  において  $P_C^e = -1100 \text{ kW}$ ,  $120 \text{ s} \leq t$  において  $P_C^e = -900 \text{ kW}$  とした. その他の条件については数値例 3-1 と同様である. この時の閉ループ系 Fig. 5.13 の応答を Fig. 5.23 に示す.

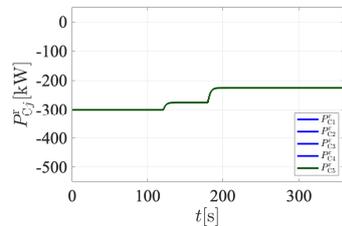
Figs. 5.23(c), 5.23(d) より,  $j = 5$  の消費機器の停止に伴い, グループ全体の電力消費量  $\sum_{j=1}^{n_C} P_{Cj}$  が消費目標値  $P_C^e$  よりも少なく, 偏差が発生していることが Fig. 5.23(a) より確認できる. Fig. 5.23(b) より, グループ全体の電力消費量  $\sum_{j=1}^{n_C} P_{Cj}$  とグループ運用目標値  $P_C^e$  との間に偏差が発生しているものの, 非windアップ化の実装を行なったことにより, 価格の巻き上がりは発生していないことが確認できる. また,  $t = 120$  において, 全体の電力消費量よりも小さいグループ運用目標値へと変更された際には, 価格更新を行い, 速やかに運用目標値に追従することが可能であることも確認できた.



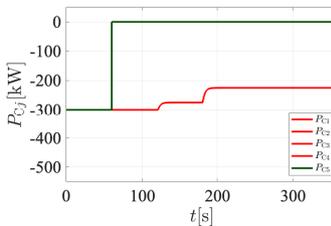
(a) Reference and power consumption of consumer group,  $P_C^e$ ,  $\sum_{j=1}^{n_C} P_{Cj}$



(b) Price for each equipment,  $p_{Cj}$



(c) Reference for power consumption of each equipment,  $P_{Cj}^e$



(d) Power consumption of each equipment,  $P_{Cj}$

Fig. 5.23 : Time responses of the closed-loop system for Consumer Group in which one consumer equipment breakdown.

## 5.4 数値実験 - 階層型分散制御方策の検証

ここでは、5.2 節のグローバル運用と 5.3 節のグループ運用を統合した階層型 VPP 運用方策の応答を数値実験により検証する。5.2.2 節と同様にグローバル運用のサンプリング時間を  $t_{s1} = 60$  s, 5.3.2 節と同様にグループ運用のサンプリング時間を  $t_{s2} = 1$  s とした。なお、前節の電力機器のモデル Fig. 5.15 中の 1 次遅れ系をゲイン 1 に変更し検証している。

### 数値例 1: 蓄電グループの放電による対応

ここでは、蓄電グループが放電することにより、VPP 全体の需給バランスの達成が可能なことを確認する。本数値例でも、グローバル運用、グループ運用の数値実験と同様に総容量 2 MW の発電グループを想定している。発電機器として定格容量  $P_{Gj}^l = 500$  kW,  $j = 1, \dots, 4$  の PV 接続 PCS を想定し、 $P_{Gj}^d = P_{Gj}^l = 500$  kW,  $j = 1, \dots, 4$  とした。発電機器の調整上下限値を  $\underline{P}_{Gj} = 0$  kW,  $\overline{P}_{Gj} = 500$  kW とした。したがって、 $P_G^d = 2000$  kW, 発電グループの調整上下限値は、 $\underline{P}_G = 0$  kW,  $\overline{P}_G = 2000$  kW となる。PV パネルにおける実際の発電量を  $P_{Gj}^a = P_{Gj}^d = 500$  kW,  $j = 1, \dots, 4$  とした。また蓄電グループは総容量 1 MW を想定としている。蓄電機器は定格容量  $P_{Sj}^l = 500$  kW,  $j = 1, 2$  をもつとし、蓄電機器の調整上下限値を  $\underline{P}_{Sj} = -P_{Sj}^l = -500$  kW,  $j = 1, 2$ ,  $\overline{P}_{Sj} = P_{Sj}^l = 500$  kW,  $j = 1, 2$  と設定した。したがって、蓄電グループの調整上下限値は、 $\underline{P}_S = -1000$  kW,  $\overline{P}_S = 1000$  kW となる。各蓄電機器には、1500 kWh の蓄電容量をもつ蓄電池が接続されているとし、初期 SOC を  $s_j = 50$  %,  $j = 1, 2$  とした。消費グループとして総容量 2.5 MW を想定した。消費機器は、定格容量  $P_{Cj}^l = -500$  kW,  $j = 1, \dots, 5$  を想定している。消費機器の需要計画は  $P_{Cj}^d = -500$  kW,  $j = 1, \dots, 5$  とした。消費機器の調整上下限値を  $\underline{P}_{Cj} = -500$  kW,  $\overline{P}_{Cj} = 0$  kW と設定した。したがって、消費グループの調整上下限値は  $\underline{P}_C = -2500$  kW,  $\overline{P}_C = 0$  kW となる。

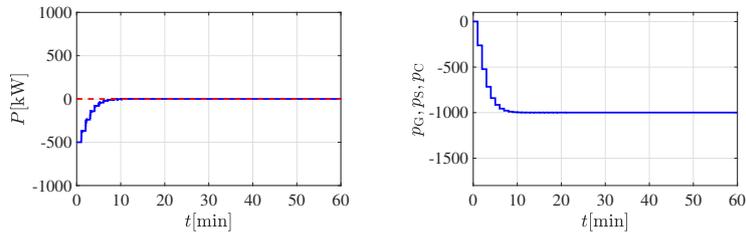
グローバル運用の閉ループ系 Fig. 5.2 およびグループ運用の閉ループ系 Figs. 5.11, 5.12, 5.13 の応答を Fig. 5.24 に示す。

Fig. 5.24(a) に VPP 全体の需要供給バランスを示し、Fig. 5.24(b) に価格提示方策 (5.19) 式により更新・提示される各グループ管理者に対する価格を示す。Fig. 5.24(c) に分散最適化問題 (5.20) 式, (5.21) 式, (5.22) 式により決定されるグループ運用目標値を示し、Fig. 5.24(d) に各グループの電力出力をそれぞれ示す。Fig. 5.24(e) に発電グループの管理者が決定する運用目標値  $P_G^c$  と発電グループ全体の電力出力  $P_G$  を示す。同様に Fig. 5.24(f) に蓄電グループの管理者が決定する運用目標値  $P_S^c$  とグループの電力出力  $P_S$  を示す。消費グループについては、Fig. 5.24(g) にグループ管理者が決定する運用目標値  $P_C^c$  とグループの電力出力  $P_C$  を示す。

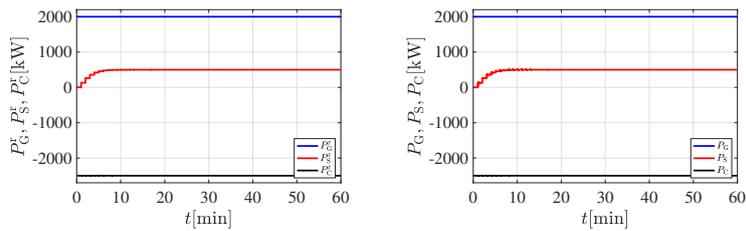
Fig. 5.24(h) に、発電グループの管理者が決定する各発電機器に対する価格  $p_{Gj}$ , Fig. 5.24(i) に蓄電グループの管理者が決定する各蓄電機器に対する価格  $p_{Sj}$ , Fig. 5.24(j) に、消費グループの管理者

が決定する各消費機器に対する価格  $p_{Cj}$  をそれぞれ示す。Fig. 5.24(k) に PV パネルの発電量を示し, Fig. 5.24(l) に各発電機器が決定する出力電力目標値  $P_{Gj}$  を, Fig. 5.24(m) に出力  $P_{Gj}$  をそれぞれ示す。Fig. 5.24(n) に蓄電池の state-of-charge  $s_j$  を示し, Fig. 5.24(o) に各蓄電機器が決定する出力電力目標値  $P_{Sj}$ , Fig. 5.24(p) に出力  $P_{Sj}$  をそれぞれ示す。Fig. 5.24(q) に各消費機器が決定する消費電力目標値  $P_{Cj}$  を示し, Fig. 5.24(r) に実際の消費電力  $P_{Cj}$  を示す。

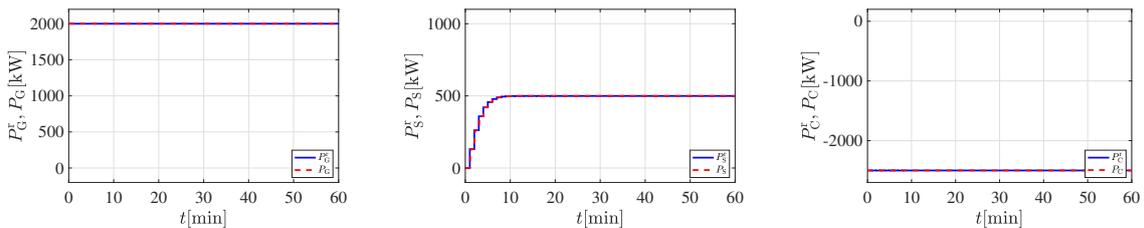
Figs. 5.24(a), 5.24(b) より VPP 全体の需給バランスの偏差に応じて, グループ管理者に提示される価格が更新されていることが確認できる。Figs. 5.24(c), 5.24(d) より, 提示された価格と分散最適化問題に従い, 蓄電グループのグループ運用目標値が更新され, グループ全体の出力が運用目標値に追従していることが確認できる。この時, 更新されたグループ運用目標値とグループ全体の電力出力の偏差から, 電力機器に対する価格が更新されていること, 各電力機器は提示された価格と分散最適化問題から出力目標値を更新, 出力することにより, グループ全体の出力が運用目標値に追従していることが Figs. 5.24(i), 5.24(o), 5.24(p), 5.24(f) から確認できる。また Figs. 5.24(e), 5.24(g) から発電グループおよび消費グループは電力調整を行っていないことも確認できる。このように階層型分散制御による運用は, 蓄電グループの放電による対応で, 定常状態で需給バランスを維持していることが本数値例から確認できた。



(a) Supply-demand balance in VPP (b) Price for each group,  $p_G, p_S, p_C$



(c) Reference for power output of each Group,  $P_G^r, P_S^r, P_C^r$  (d) Power output of each group  $P_G, P_S, P_C$



(e) Reference and power output of generator group,  $P_G^r, P_G$  (f) Reference and power output of storage group,  $P_S^r, P_S$  (g) Reference and power output of consumer group,  $P_C^r, P_C$

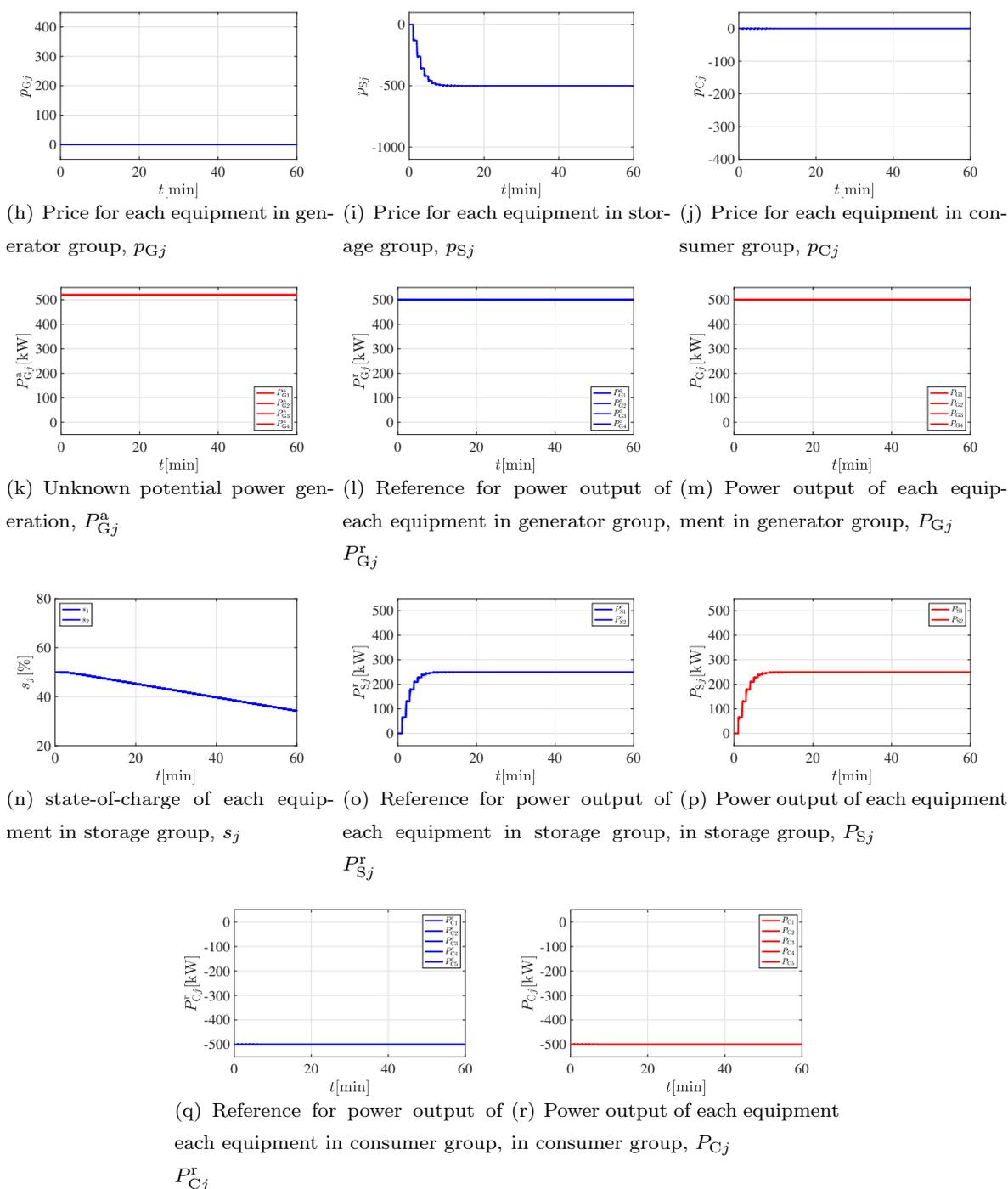


Fig. 5.24 : Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance by discharging of storage group.

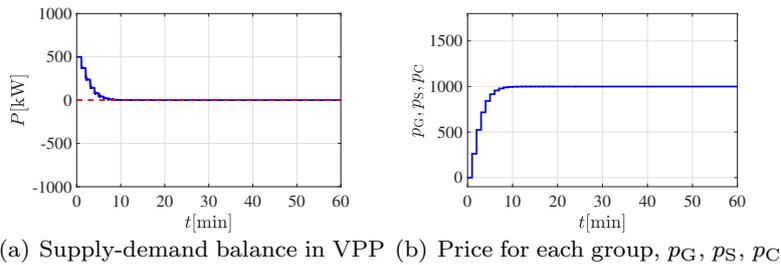
### 数値例 2: 蓄電グループの充電による対応

ここでは、蓄電グループが放電することにより、VPP 全体の需要供給バランスの達成が可能なことを確認する。消費グループについて、消費機器の需要計画を  $P_{Cj}^d = -300$  kW,  $j = 1, \dots, 5$  とした。また、消費量を増やす方向には調整しないとし、消費機器の調整上下限値を  $\underline{P}_{Cj} = P_{Cj}^d = -300$  kW,  $\overline{P}_{Cj} = 0$  kW と設定した。したがって、消費グループの調整上下限値は  $\underline{P}_C = -1500$  kW,

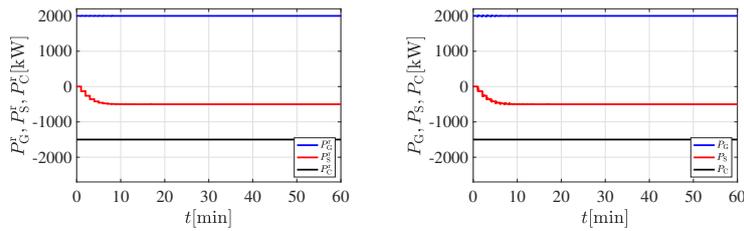
$\bar{P}_C = 0$  kW となる. そのほかの条件は, 数値例 1 と同様である. 発電グループ, 蓄電グループに関しても数値例 1 と同様である.

グローバル運用の閉ループ系 Fig. 5.2 およびグループ運用の閉ループ系 Figs. 5.11, 5.12, 5.13 の応答を Fig. 5.25 に示す.

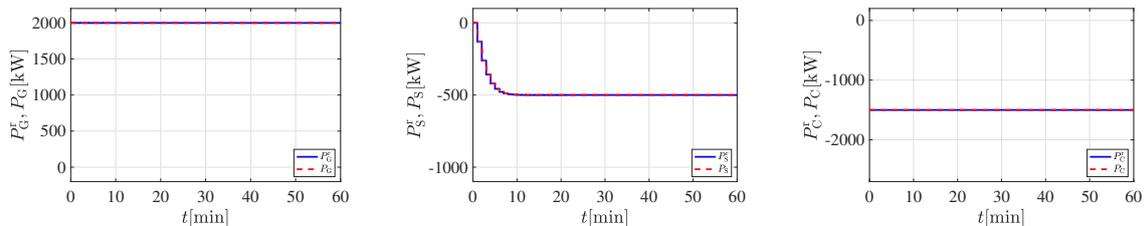
Figs. 5.25(a), 5.25(b) より VPP 全体の需給バランスの偏差に応じて, グループ管理者に提示される価格が更新されていることが確認できる. Figs. 5.25(c), 5.25(d) より, 提示された価格と分散最適化問題に従い, 蓄電グループのグループ運用目標値が更新され, グループ全体の出力が運用目標値に追従していることが確認できる. この時, 更新されたグループ運用目標値とグループ全体の電力出力の偏差から, 電力機器に対する価格が更新されていること, 各電力機器は提示された価格と分散最適化問題から出力目標値を更新, 出力することにより, グループ全体の出力が運用目標値に追従していることが Figs. 5.25(i), 5.25(o), 5.25(p), 5.25(f) から確認できる. また Figs. 5.25(e), 5.25(g) から発電グループおよび消費グループは電力調整を行っていないことも確認できる. このように階層型分散制御による運用は, 蓄電グループの充電のみによる対応で, 定常状態で需給バランスを維持していることが本数値例から確認できた.



(a) Supply-demand balance in VPP (b) Price for each group,  $p_G, p_S, p_C$



(c) Reference for power output of each Group,  $P_G^r, P_S^r, P_C^r$  (d) Power output of each group  $P_G, P_S, P_C$



(e) Reference and power output of generator group,  $P_G^r, P_G$  (f) Reference and power output of storage group,  $P_S^r, P_S$  (g) Reference and power output of consumer group,  $P_C^r, P_C$

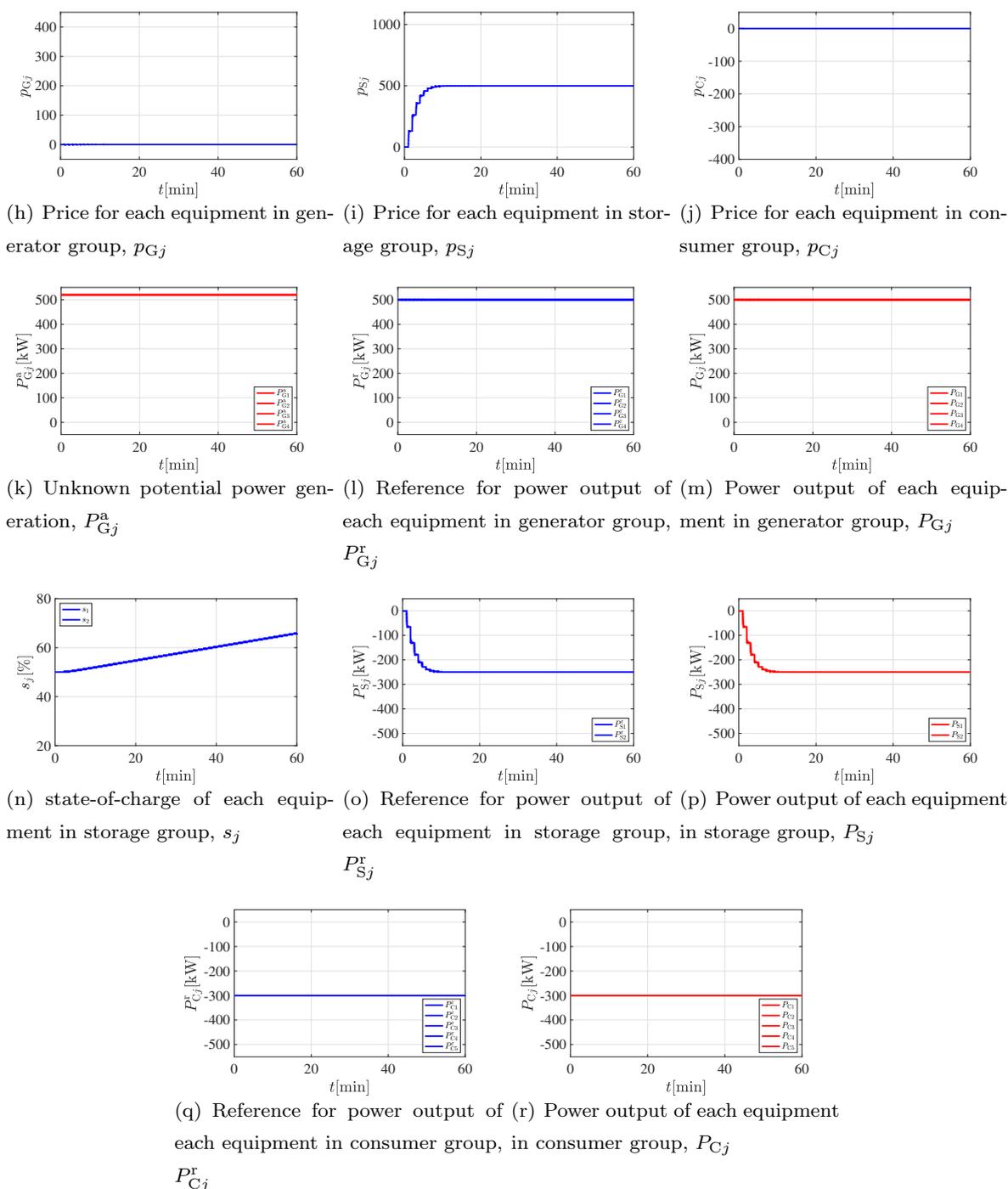


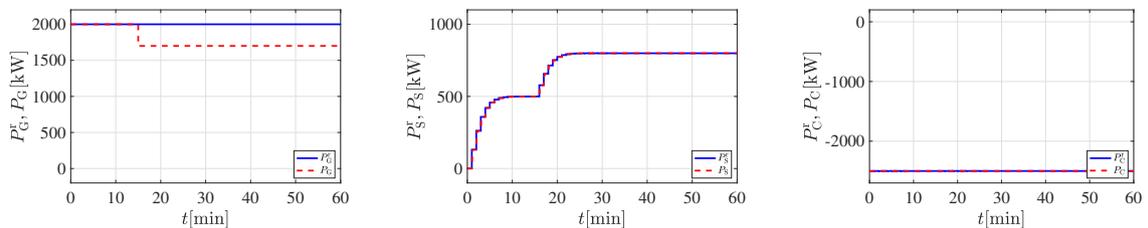
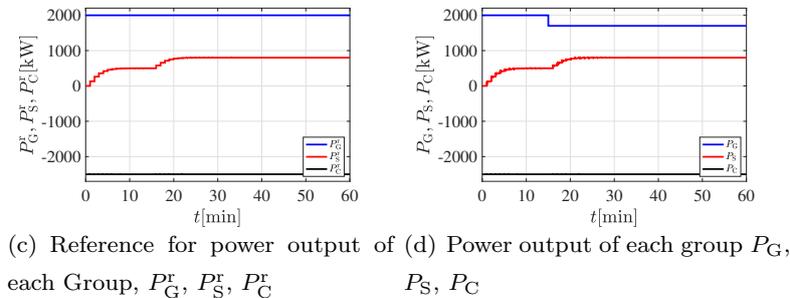
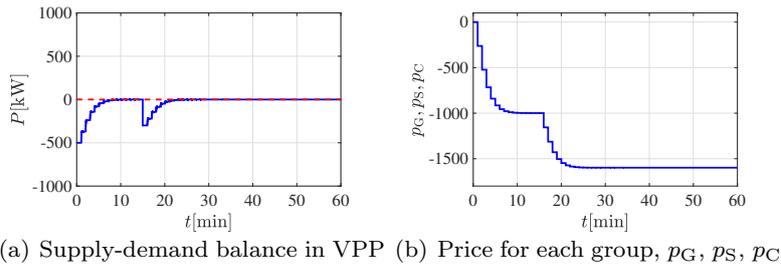
Fig. 5.25 : Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance by charging of storage group.

### 数値例 3: 天候不順により発電グループの電力出力量が減少した場合

実際の運用では、天候不順や機器故障により、発電グループの電力出力量が突発的に低下することも考えられる。ここでは、発電グループの発電量が天候不順により減少した場合を想定し検証する。そこで数値例 1 の条件に加え、 $t = 15 \text{ min}$  において、 $j = 4$  の発電機器に接続された PV パネルの発電量が  $P_{G4}^a = 200 \text{ kW}$  まで減少したとする。そのほかの条件は、数値例 1 と同様である。グロー

バル運用の閉ループ系 Fig. 5.2 およびグループ運用の閉ループ系 Figs. 5.11, 5.12, 5.13 の応答を Fig. 5.26 に示す.

Figs. 5.26(a), 5.26(b) より,  $j = 4$  発電機器に接続された PV パネルの発電量低下により発生した需給バランスの偏差に応じて, グループ管理者に提示される価格が更新されていることが確認できる. Figs. 5.26(c), 5.26(d) より, 提示された価格と分散最適化問題に従い, 蓄電グループのグループ運用目標値が更新され, グループ全体の出力が運用目標値に追従していることが確認できる. この時, 更新された蓄電グループの運用目標値と蓄電グループ全体の電力出力の偏差から, 電力機器に対する価格が更新されていること, 各電力機器は提示された価格と分散最適化問題から出力目標値を更新, 出力することにより, グループ全体の出力が運用目標値に追従していることが Figs. 5.26(i), 5.26(o), 5.26(p), 5.26(f) から確認できる. また Figs. 5.26(e), 5.26(g) から発電グループおよび消費グループは電力調整を行っていないことも確認できる. このように階層型分散制御による運用は, VPP 全体の需給バランスに不足電力が生じている場合, 蓄電グループの放電による対応で, 定常状態で需給バランスを維持していることが本数値例から確認できた.



(e) Reference and power output of generator group,  $P_G^r, P_G$  (f) Reference and power output of storage group,  $P_S^r, P_S$  (g) Reference and power output of consumer group,  $P_C^r, P_C$

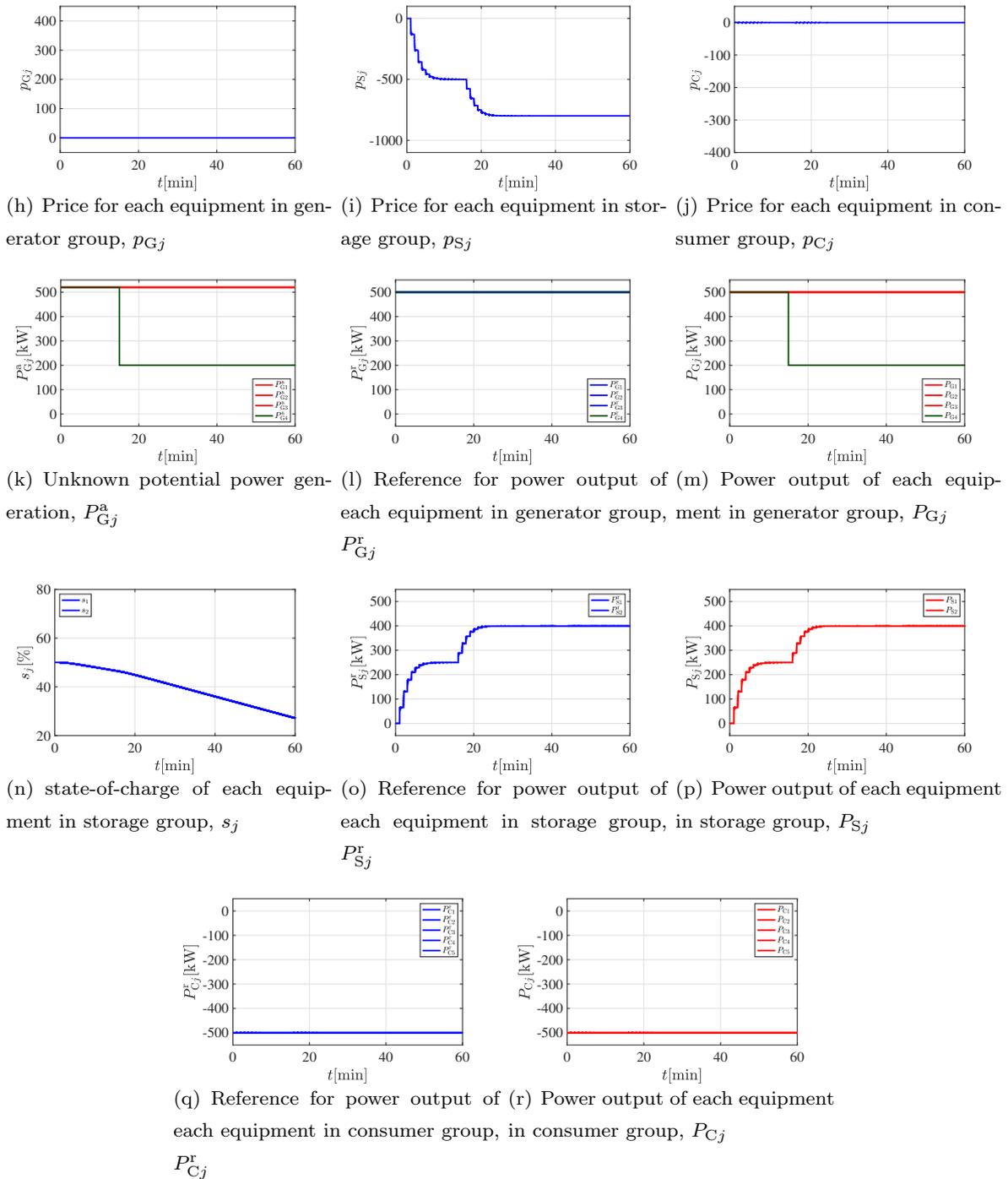


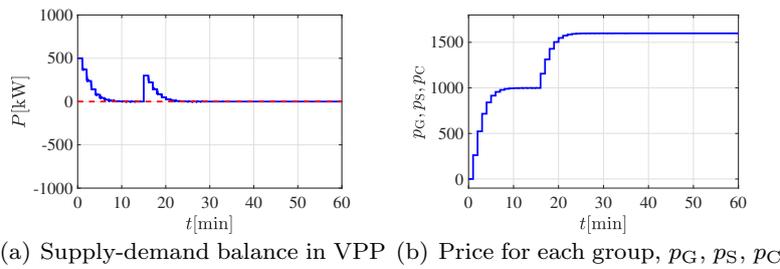
Fig. 5.26 : Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance in which the amount of power output from Generator<sub>4</sub> is decreased by weather condition.

#### 数値例 4: 機器故障により消費グループの電力消費量が減少した場合

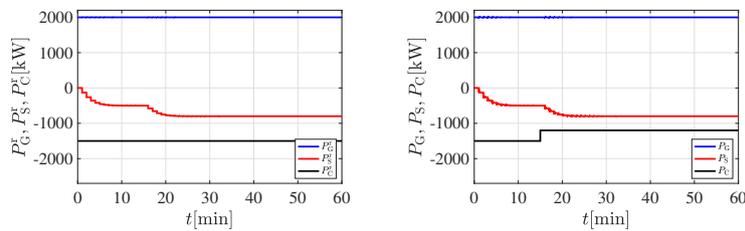
数値例 3 では、発電グループの電力出力量が突発的に低下した場合を想定し、検証を行なった。ここでは、消費グループの電力消費量が機器の突発的な故障により減少した場合を想定し検証する。そこで数値例 2 の条件に加え、 $t = 15 \text{ min}$  において、 $j = 5$  の消費機器が故障した (電力を消費しない)

とする. そのほかの条件は, 数値例 2 と同様である. グローバル運用の閉ループ系 Fig. 5.2 およびグループ運用の閉ループ系 Figs. 5.11, 5.12, 5.13 の応答を Fig. 5.27 に示す.

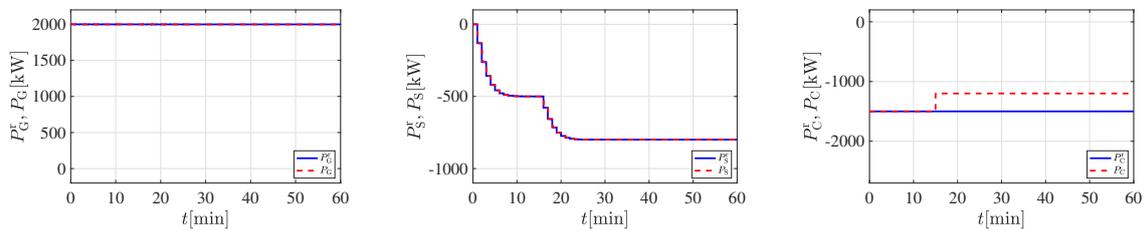
Figs. 5.27(a), 5.27(b) より,  $j = 5$  の消費機器の故障により発生した需給バランスの偏差に応じて, グループ管理者に提示される価格が更新されていることが確認できる. Figs. 5.27(c), 5.27(d) より, 提示された価格と分散最適化問題に従い, 蓄電グループのグループ運用目標値が更新され, グループ全体の出力が運用目標値に追従していることが確認できる. この時, 更新された蓄電グループの運用目標値と蓄電グループ全体の電力出力の偏差から, 電力機器に対する価格が更新されていること, 各電力機器は提示された価格と分散最適化問題から出力目標値を更新, 出力することにより, グループ全体の出力が運用目標値に追従していることが Figs. 5.27(i), 5.27(o), 5.27(p), 5.27(f) から確認できる. また Figs. 5.27(e), 5.27(g) から発電グループおよび消費グループは電力調整を行っていないことも確認できる. これにより, VPP 全体の需給バランスに余剰電力が生じている場合, 蓄電グループの充電による対応で, 定常状態で需給バランスを維持していることが本数値例から確認できた.



(a) Supply-demand balance in VPP (b) Price for each group,  $p_G, p_S, p_C$



(c) Reference for power output of each Group,  $P_G^r, P_S^r, P_C^r$  (d) Power output of each group  $P_G, P_S, P_C$



(e) Reference and power output of generator group,  $P_G^r, P_G$  (f) Reference and power output of storage group,  $P_S^r, P_S$  (g) Reference and power output of consumer group,  $P_C^r, P_C$

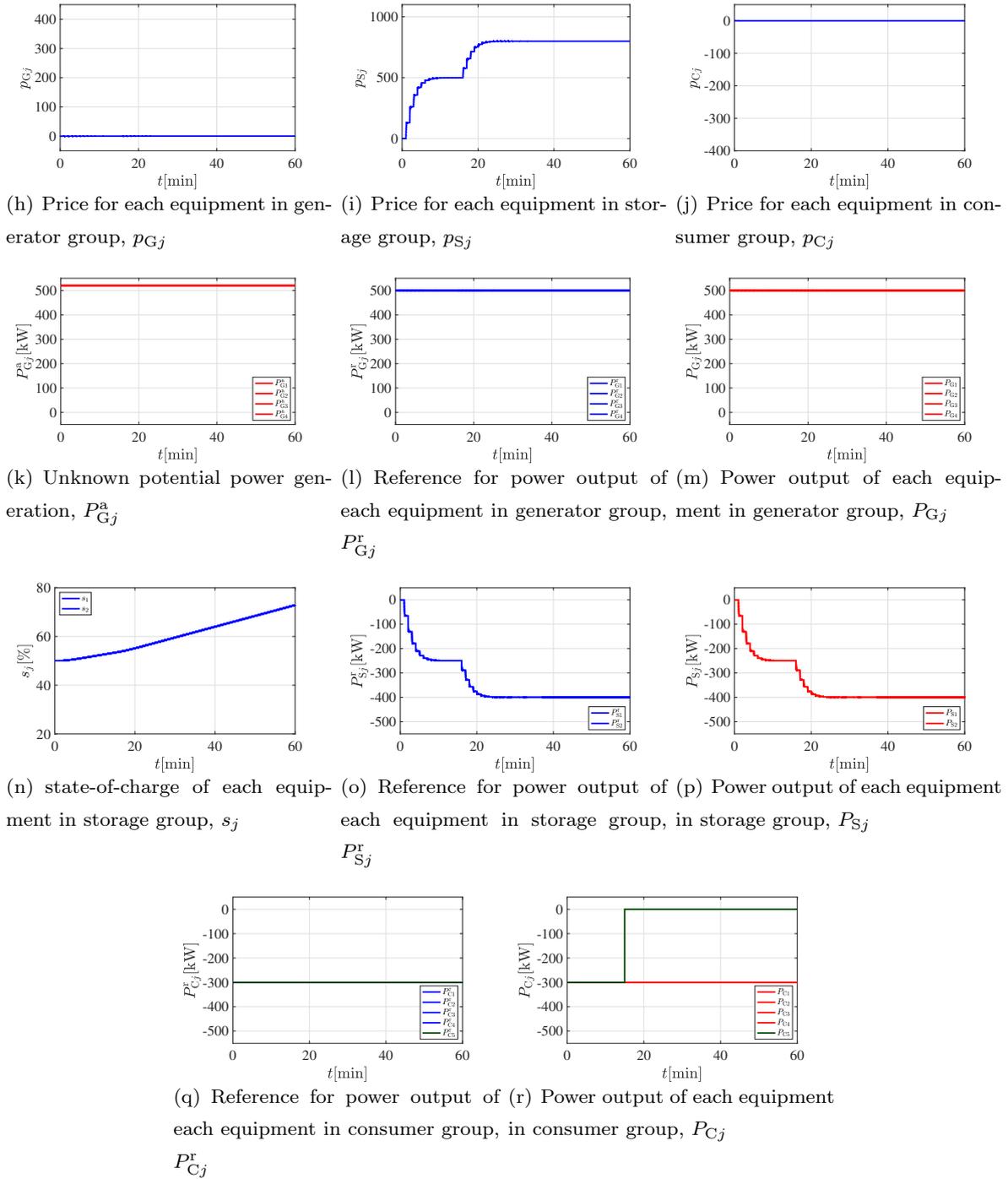


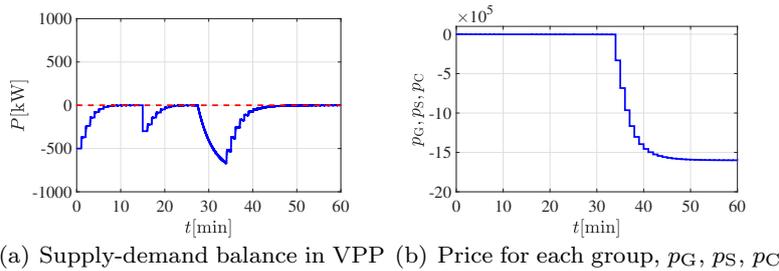
Fig. 5.27 : Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance in which the amount of power consumption of Consumer<sub>5</sub> is decreased by a mechanical fault.

#### 数値例 5: 消費グループの電力消費量を抑制する必要がある場合

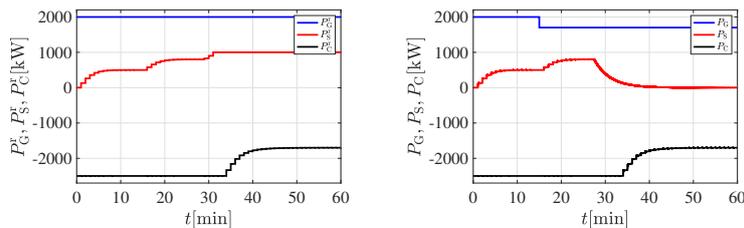
実際の運用では、蓄電池の蓄電容量が少なく放電による対応も困難となる場合も考えられる。そこでここでは数値例 3 の発電グループからの電力出力量が減少する条件に加え、すべての蓄電機器に接続された蓄電池の初期 SOC を  $s_j = 20\%$ ,  $j = 1, 2$  と設定した。そのほかの条件は数値例 3 と同

様としている. グローバル運用の閉ループ系 Fig. 5.2 およびグループ運用の閉ループ系 Figs. 5.11, 5.12, 5.13 の応答を Fig. 5.28 に示す.

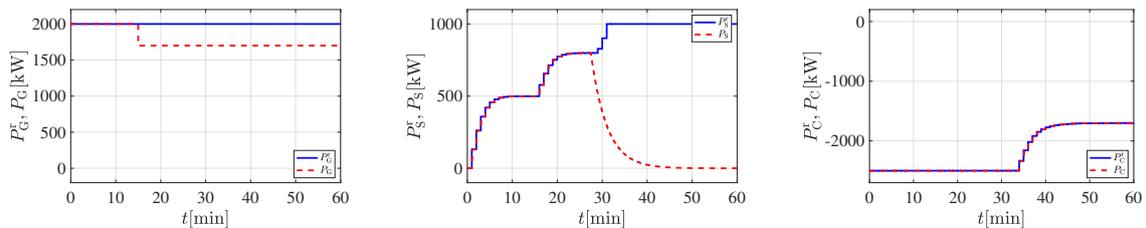
$t = 28$  min 付近までは数値例 3 と同様の結果である. Figs. 5.28(o), 5.28(p), 5.28(f) より,  $t = 28$  min 付近から蓄電機器が放電量を抑制していることが確認できる. Figs. 5.28(a), 5.28(b) より, 需給バランスの偏差に応じて, グループ管理者に提示される価格がさらに更新されていることが確認できる. Figs. 5.28(c), 5.28(d) より, 提示された価格と分散最適化問題に従い, 消費グループのグループ運用目標値が更新され, グループ全体の電力消費が運用目標値に追従していることが確認できる. この時, 更新された消費グループの運用目標値と消費グループ全体の電力消費の偏差から, 電力機器に対する価格が更新されていること, 各電力機器は提示された価格と分散最適化問題から消費電力目標値を更新, 電力消費量を抑制することにより, グループ全体の電力消費が運用目標値に追従していることが Figs. 5.28(j), 5.28(q), 5.28(r) から確認できる. また Figs. 5.28(e) から発電グループは電力調整を行っていないことも確認できる. これにより, VPP 全体の需給バランスに不足電力が生じ, さらに蓄電グループの放電による対応が困難な場合において, 消費グループが電力消費量を抑制することにより定常状態で需給バランスを維持していることが本数値例から確認できた.



(a) Supply-demand balance in VPP (b) Price for each group,  $p_G$ ,  $p_S$ ,  $p_C$



(c) Reference for power output of each Group,  $P_G^r$ ,  $P_S^r$ ,  $P_C^r$  (d) Power output of each group  $P_G$ ,  $P_S$ ,  $P_C$



(e) Reference and power output of generator group,  $P_G^r$ ,  $P_G$  (f) Reference and power output of storage group,  $P_S^r$ ,  $P_S$  (g) Reference and power output of consumer group,  $P_C^r$ ,  $P_C$

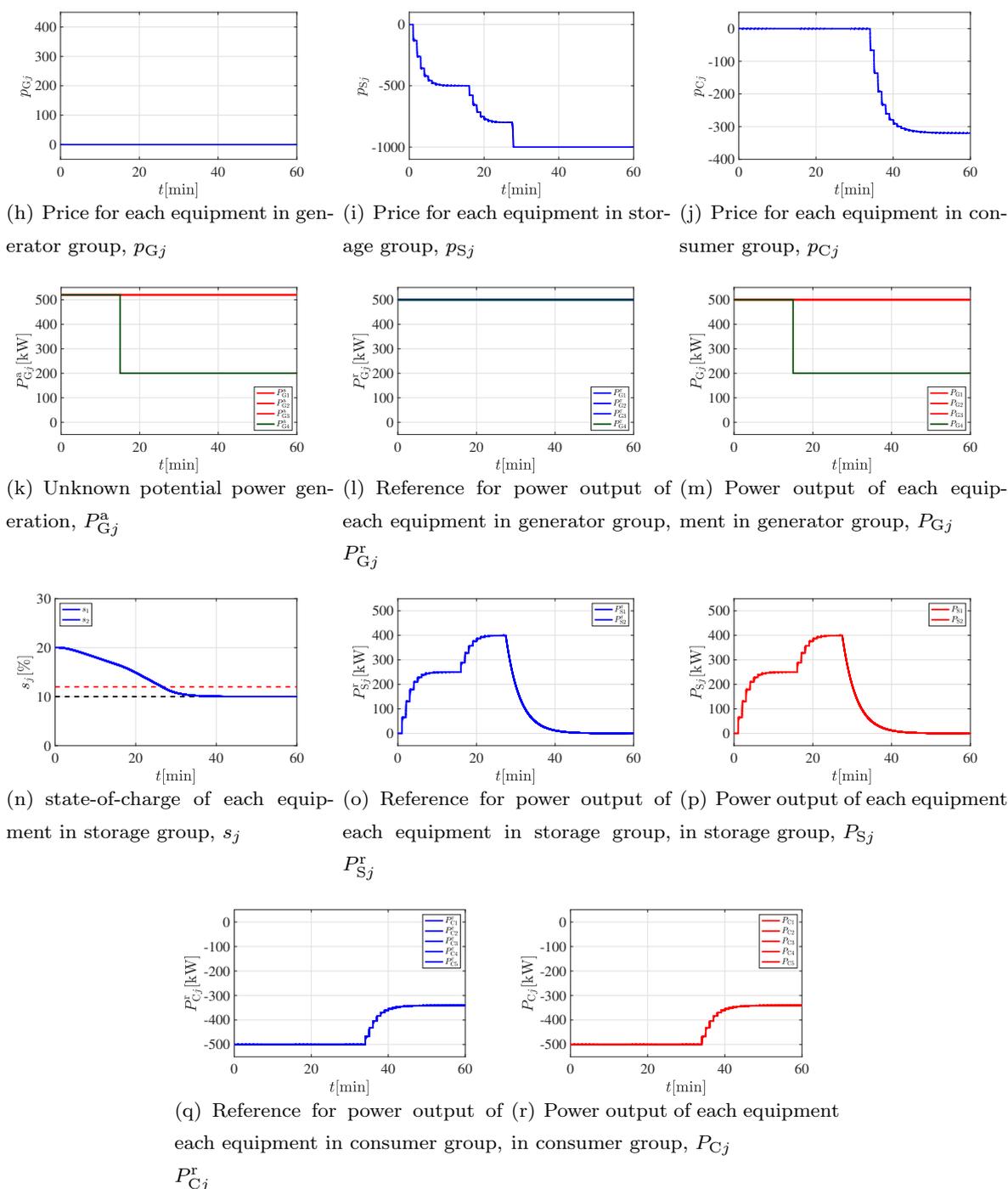


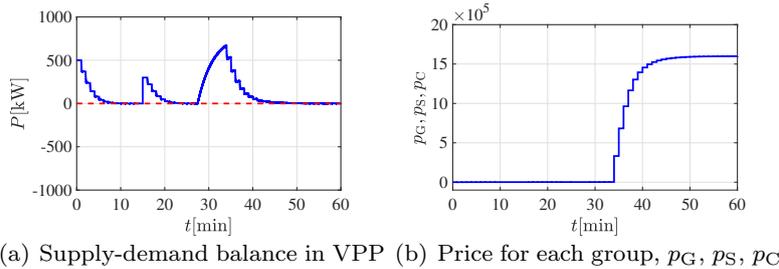
Fig. 5.28 : Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance where consumer group decreases the amount of power consumption.

#### 数値例 6: 発電グループの電力出力量を抑制する必要がある場合

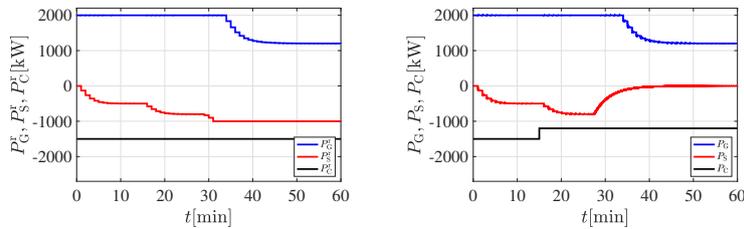
数値例 5 と同様に、蓄電池の蓄電容量が多く充電による対応も困難となる場合も考えられる。そこでここでは数値例 4 の消費グループの電力消費量が減少する条件に加え、すべての蓄電機器に接続された蓄電池の初期 SOC を  $s_j = 80\%$ ,  $j = 1, 2$  と設定した。そのほかの条件は数値例 4 と同様としている。グローバル運用の閉ループ系 Fig. 5.2 およびグループ運用の閉ループ系 Figs. 5.11, 5.12,

5.13 の応答を Fig. 5.29 に示す.

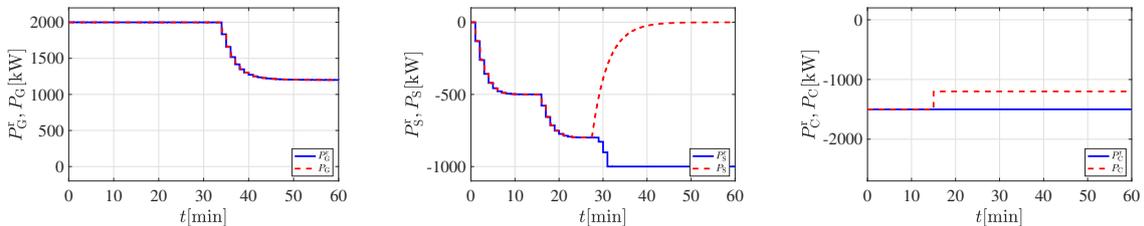
$t = 28$  min 付近までは数値例 4 と同様の結果である. Figs. 5.29(o), 5.29(p), 5.29(f) より,  $t = 28$  min 付近から蓄電機器が充電を抑制していることが確認できる. Figs. 5.29(a), 5.29(b) より, 需給バランスの偏差に応じて, グループ管理者に提示される価格がさらに更新されていることが確認できる. Figs. 5.29(c), 5.29(d) より, 提示された価格と分散最適化問題に従い, 発電グループのグループ運用目標値が更新され, グループ全体の電力消費が運用目標値に追従していることが確認できる. この時, 更新された発電グループの運用目標値と発電グループ全体の電力出力の偏差から, 電力機器に対する価格が更新されていること, 各電力機器は提示された価格と分散最適化問題から出力電力目標値を更新, 電力出力量を抑制することにより, グループ全体の電力出力が運用目標値に追従していることが Figs. 5.29(j), 5.29(q), 5.29(r) から確認できる. また Figs. 5.29(g) から消費グループは電力調整を行っていないことも確認できる. これにより, VPP 全体の需給バランスに余剰電力が生じ, さらに蓄電グループの充電による対応が困難な場合において, 発電グループが電力出力量を抑制することにより定常状態で需給バランスを維持していることが本数値例から確認できた.



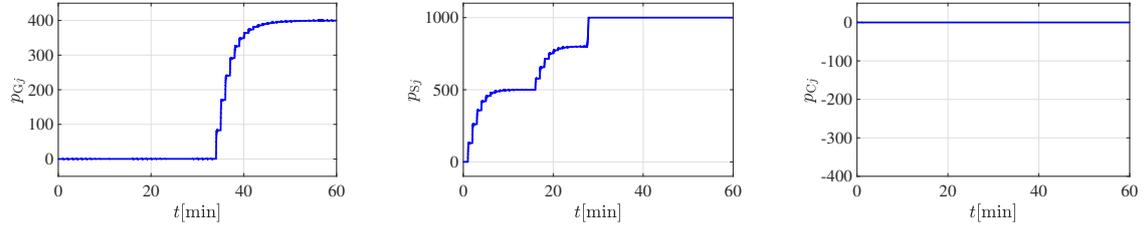
(a) Supply-demand balance in VPP (b) Price for each group,  $p_G, p_S, p_C$



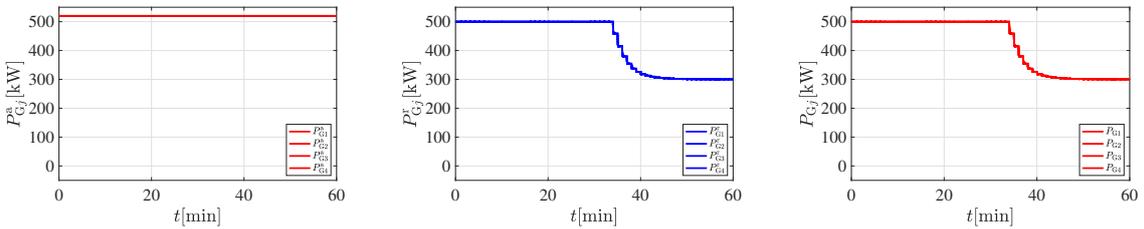
(c) Reference for power output of each Group,  $P_G^r, P_S^r, P_C^r$  (d) Power output of each group  $P_G, P_S, P_C$



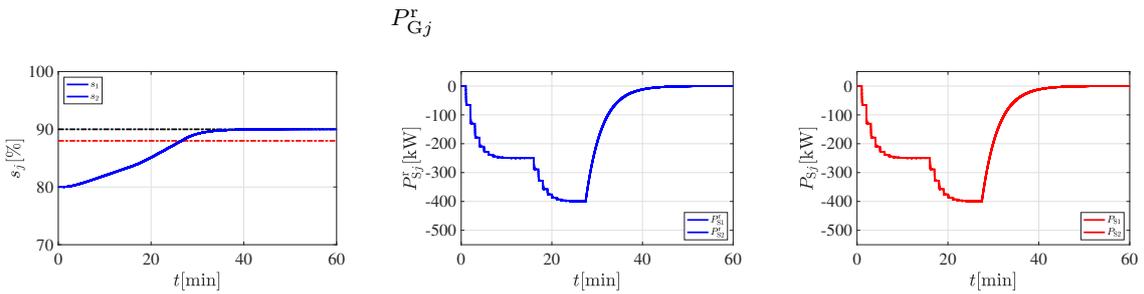
(e) Reference and power output of generator group,  $P_G^r, P_G$  (f) Reference and power output of storage group,  $P_S^r, P_S$  (g) Reference and power output of consumer group,  $P_C^r, P_C$



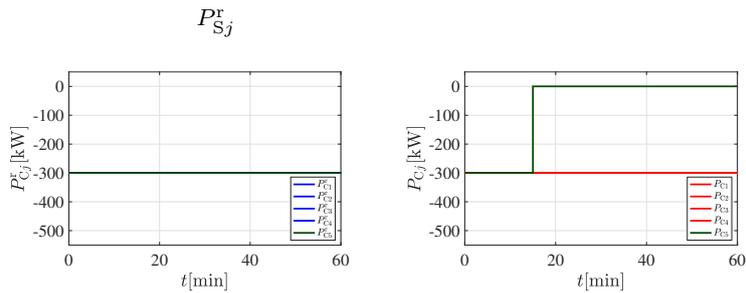
(h) Price for each equipment in generator group,  $p_{Gj}$  (i) Price for each equipment in storage group,  $p_{Sj}$  (j) Price for each equipment in consumer group,  $p_{Cj}$



(k) Unknown potential power generation,  $P_{Gj}^a$  (l) Reference for power output of each equipment in generator group,  $P_{Gj}^r$  (m) Power output of each equipment in generator group,  $P_{Gj}$



(n) state-of-charge of each equipment in storage group,  $s_j$  (o) Reference for power output of each equipment in storage group,  $P_{Sj}^r$  (p) Power output of each equipment in storage group,  $P_{Sj}$



(q) Reference for power output of each equipment in consumer group,  $P_{Cj}^r$  (r) Power output of each equipment in consumer group,  $P_{Cj}$

$$P_{Cj}^r$$

Fig. 5.29 : Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance where generator group decreases the amount of power output.

### 数値例 7: 大規模な電力機器群のシミュレーション - 蓄電グループの放電による対応

ここでは、多台数の電力機器群により構成される仮想発電所の分散運用が可能であることを確認する。発電機器が 20 台、蓄電機器 8 台、消費機器が 30 台の合計 58 台により構成される仮想発電所を想定する。本数値例では、発電機器として火力発電機を想定している。Fig. 5.30 に本数値例における VPP の構成図を示す。

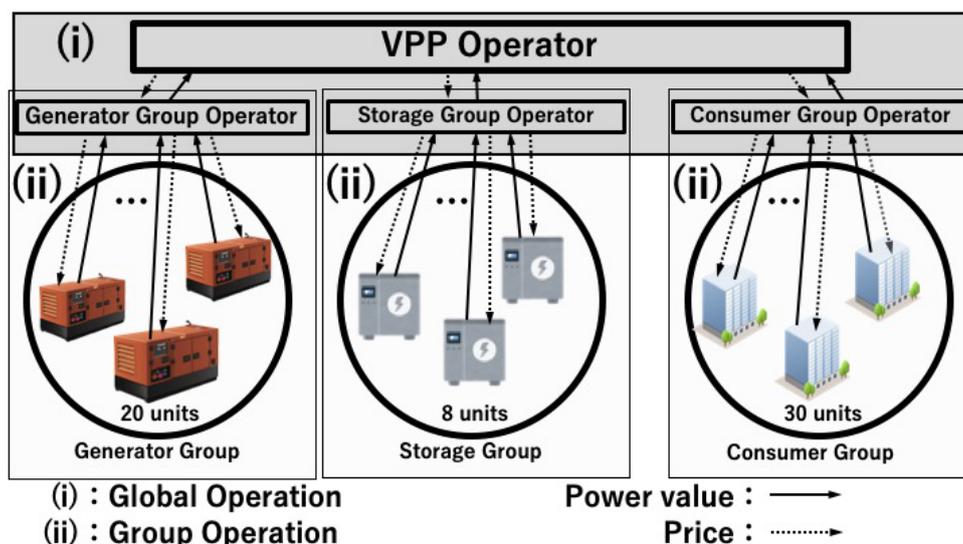


Fig. 5.30 : Configuration of Virtual Power Plant (Example 7 and 8).

発電機器の容量、台数、調整可能な上下限値を Table 5.2 に示す。同様に、蓄電機器の容量、台数、調整可能な上下限値、蓄電池容量を Table 5.3 に示し、消費機器の容量、台数、調整可能な上下限値を Table 5.4 に示す。

Table 5.2 : Parameters of generator.

rated power	no. of equipment	$\underline{P}_{Gj}^r$	$P_{Gj}^d$	$\overline{P}_{Gj}^r$
300 kW	5	260 kW	280 kW	300 kW
400 kW	10	340 kW	370 kW	400 kW
500 kW	5	400 kW	450 kW	500 kW

Table 5.3 : Parameters of storage.

rated power	no. of equipment	$\underline{P}_{Sj}^r$	$P_{Sj}^d$	$\overline{P}_{Sj}^r$	capacity of storage
500 kW	4	-500 kW	0 kW	500 kW	1000 kWh
250 kW	4	-250 kW	0 kW	250 kW	500 kWh

Table 5.2 より、 $P_G^d = 300 \times 5 + 400 \times 10 + 500 \times 5 = 7350$  kW, 発電グループの上下限値は、

Table 5.4 : Parameters of consumer.

rated power	no. of equipment	$\underline{P}_{Cj}^r$	$P_{Cj}^d$	$\overline{P}_{Cj}^r$
-200 kW	5	-200 kW	-195 kW	-190 kW
-300 kW	10	-300 kW	-285 kW	-270 kW
-400 kW	10	-400 kW	-375 kW	-350 kW
-500 kW	5	-500 kW	-465 kW	-430 kW

$\underline{P}_G = 6700$  kW,  $\overline{P}_G = 8000$  kW となる. 同様に, Table 5.3 より, 蓄電グループの上下限界は,  $\underline{P}_S = -3000$  kW,  $\overline{P}_S = 3000$  kW となる. 消費グループについては, Table 5.4 より, 需要計画  $P_C^d = -195 \times 5 - 285 \times 10 - 375 \times 10 - 465 \times 5 = -9900$  kW, 上下限界は  $\underline{P}_C = -10500$  kW,  $\overline{P}_C = -9300$  kW となる.

本数値例では, 蓄電グループが放電することにより, VPP 全体の需給バランスの達成が可能なことを確認する (数値例 1 と同様). 蓄電機器に接続された蓄電池の初期 SOC を  $s_1 = s_5 = 0.6$ ,  $s_2 = s_6 = 0.7$ ,  $s_3 = s_7 = 0.8$ ,  $s_4 = s_8 = 0.9$  と設定した.

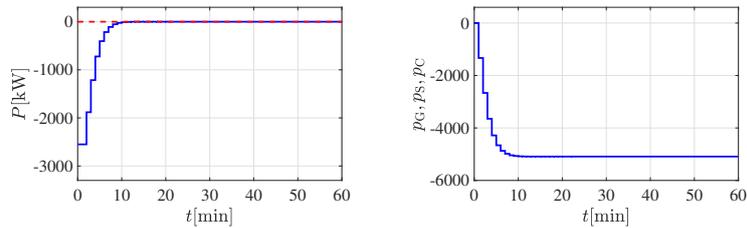
グローバル運用の閉ループ系 Fig. 5.2 およびグループ運用の閉ループ系 Figs. 5.11, 5.12, 5.13 の応答を Fig. 5.31 に示す.

Fig. 5.31(a) に VPP 全体の需要供給バランスを示し, Fig. 5.31(b) に価格提示方策 (5.19) 式により更新・提示される各グループ管理者に対する価格を示す. Fig. 5.31(c) に分散最適化問題 (5.20) 式, (5.21) 式, (5.22) 式により決定されるグループ運用目標値を示し, Fig. 5.31(d) に各グループの電力出力をそれぞれ示す. Fig. 5.31(e) に発電グループの管理者が決定する運用目標値  $P_G^r$  と発電グループ全体の電力出力  $P_G$  を示す. 同様に Fig. 5.31(f) に蓄電グループの管理者が決定する運用目標値  $P_S^r$  とグループの電力出力  $P_S$  を示す. 消費グループについては, Fig. 5.31(g) にグループ管理者が決定する運用目標値  $P_C^r$  とグループの電力出力  $P_C$  を示す.

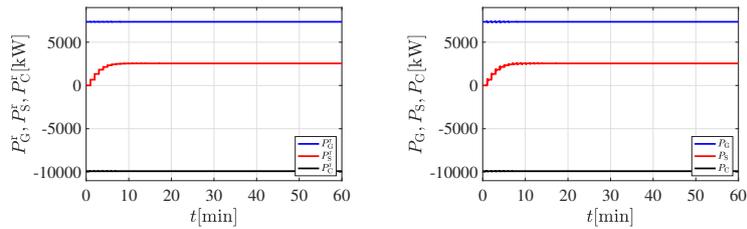
Fig. 5.31(h) に, 発電グループの管理者が決定する各発電機器に対する価格  $p_{Gj}$ , Fig. 5.31(i) に蓄電グループの管理者が決定する各蓄電機器に対する価格  $p_{Sj}$ , Fig. 5.31(j) に, 消費グループの管理者が決定する各消費機器に対する価格  $p_{Cj}$  をそれぞれ示す. Fig. 5.31(k) に各発電機器が決定する出力電力目標値  $P_{Gj}$  を, Fig. 5.31(l) に出力  $P_{Gj}$  をそれぞれ示す. Fig. 5.31(m) に  $j = 1, \dots, 4$  の蓄電機器に接続された蓄電池の state-of-charge  $s_j$  を示し, Fig. 5.31(p) に  $j = 5, \dots, 8$  の蓄電機器に接続された蓄電池の state-of-charge  $s_j$  を示す. Fig. 5.31(n) に  $j = 1, \dots, 4$  の蓄電機器が決定する出力電力目標値  $P_{Sj}$ , Fig. 5.31(o) に出力  $P_{Sj}$  をそれぞれ示す. 同様に, Fig. 5.31(q) に  $j = 5, \dots, 8$  の蓄電機器が決定する出力電力目標値  $P_{Sj}$ , Fig. 5.31(r) に出力  $P_{Sj}$  をそれぞれ示す. Fig. 5.31(s) に各消費機器が決定する消費電力目標値  $P_{Cj}$  を示し, Fig. 5.31(t) に実際の消費電力  $P_{Cj}$  を示す.

Figs. 5.31(a), 5.31(b) より VPP 全体の需給バランスの偏差に応じて, グループ管理者に提示さ

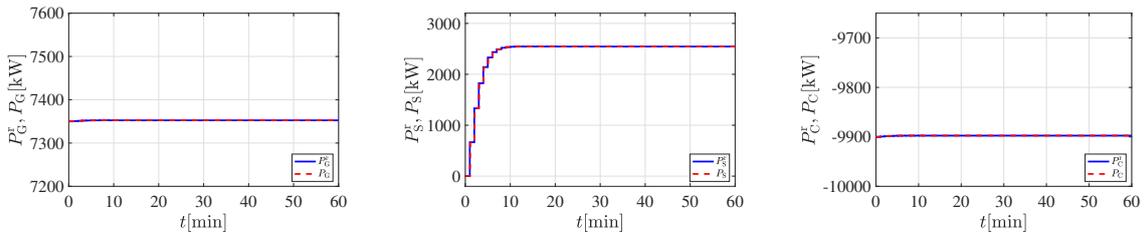
れる価格が更新されていることが確認できる. Figs. 5.31(c), 5.31(d) より, 提示された価格と分散最適化問題に従い, 蓄電グループのグループ運用目標値が更新され, グループ全体の出力が運用目標値に追従していることが確認できる. この時, 更新されたグループ運用目標値とグループ全体の電力出力の偏差から, 電力機器に対する価格が更新されていること, 各蓄電機器は提示された価格と分散最適化問題から出力目標値を更新, 出力することにより, グループ全体の出力が運用目標値に追従していることが Figs. 5.31(i), 5.31(n), 5.31(o), 5.31(q), 5.31(r), 5.31(f) から確認できる. また, Figs. 5.31(e), 5.31(g) から発電グループおよび消費グループは電力調整を行っていないことも確認できる.



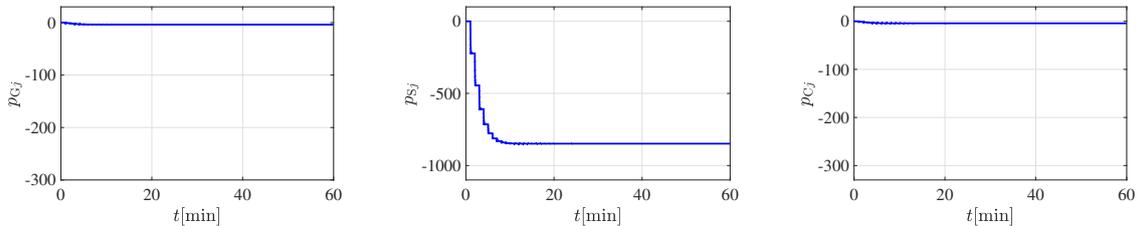
(a) Supply-demand balance in VPP (b) Price for each group,  $p_G, p_S, p_C$



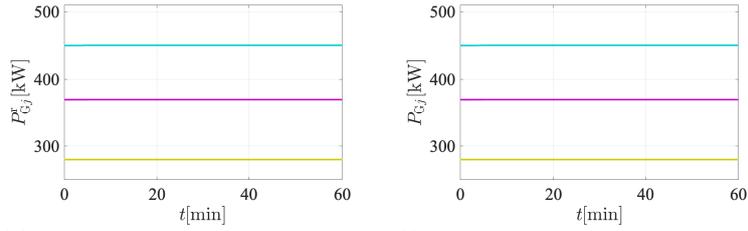
(c) Reference for power output of each Group,  $P_G^r, P_S^r, P_C^r$  (d) Power output of each group  $P_G, P_S, P_C$



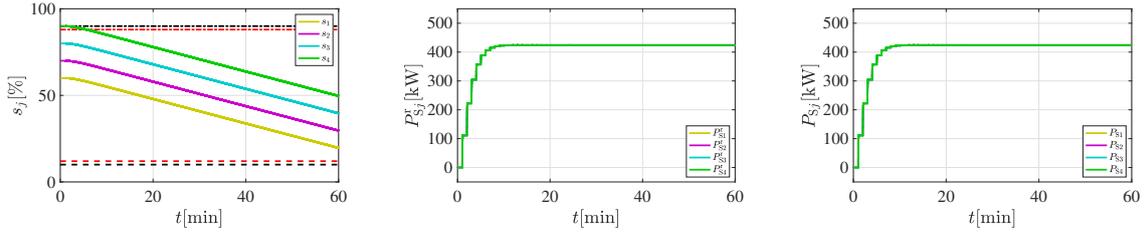
(e) Reference and power output of generator group,  $P_G^r, P_G$  (f) Reference and power output of storage group,  $P_S^r, P_S$  (g) Reference and power output of consumer group,  $P_C^r, P_C$



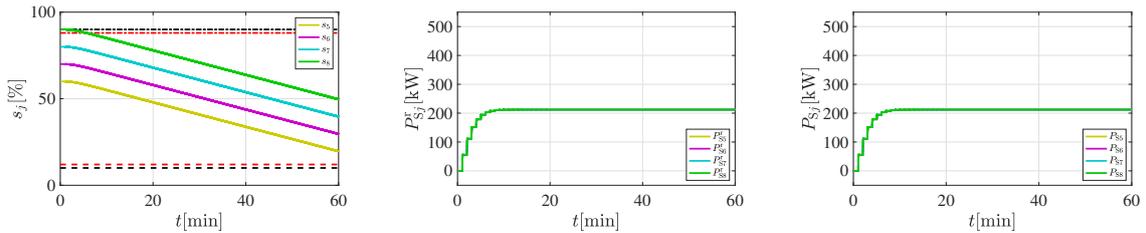
(h) Price for each equipment in generator group,  $p_{Gj}$  (i) Price for each equipment in storage group,  $p_{Sj}$  (j) Price for each equipment in consumer group,  $p_{Cj}$



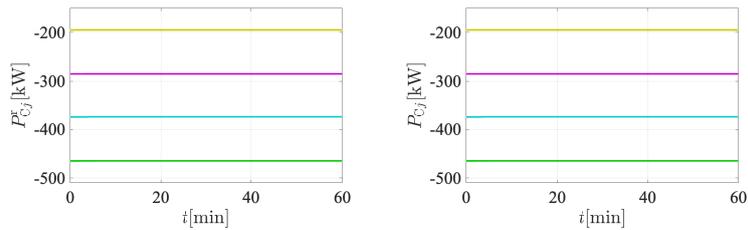
(k) Reference for power output of (l) Power output of each equipment each equipment in generator group, in generator group,  $P_{Gj}$   
 $P_{Gj}^r$



(m) state-of-charge of each equip- (n) Reference for power output of (o) Power output of each equipment ment in storage group,  $s_j$ ,  $j =$  each equipment in storage group, in storage group,  $P_{Sj}$ ,  $j = 1, \dots, 4$   $1, \dots, 4$   
 $P_{Sj}^r$ ,  $j = 1, \dots, 4$



(p) state-of-charge of each equip- (q) Reference for power output of (r) Power output of each equipment ment in storage group,  $s_j$ ,  $j =$  each equipment in storage group, in storage group,  $P_{Sj}$ ,  $j = 5, \dots, 8$   $5, \dots, 8$   
 $P_{Sj}^r$ ,  $j = 5, \dots, 8$



(s) Reference for power output of (t) Power output of each equipment each equipment in consumer group, in consumer group,  $P_{Cj}$   
 $P_{Cj}^r$

Fig. 5.31 : Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance by discharging of storage group.

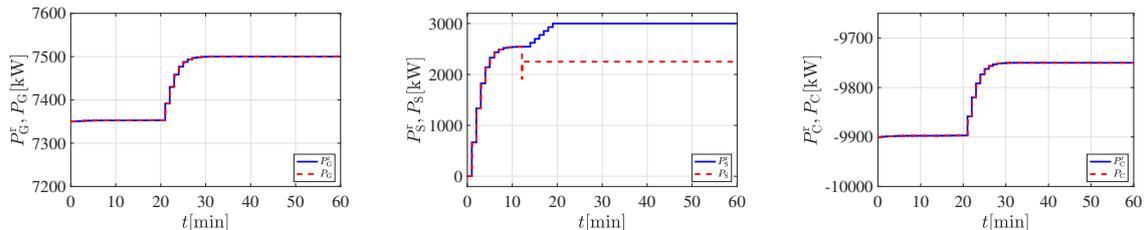
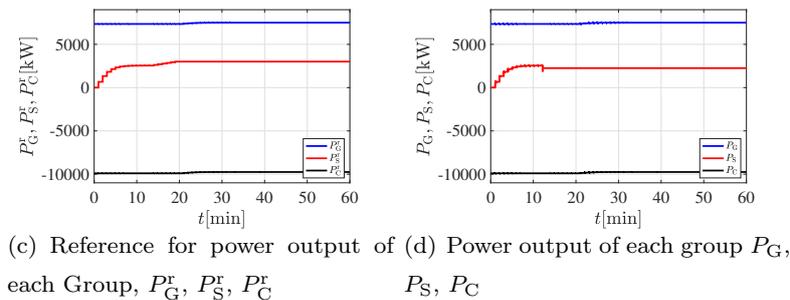
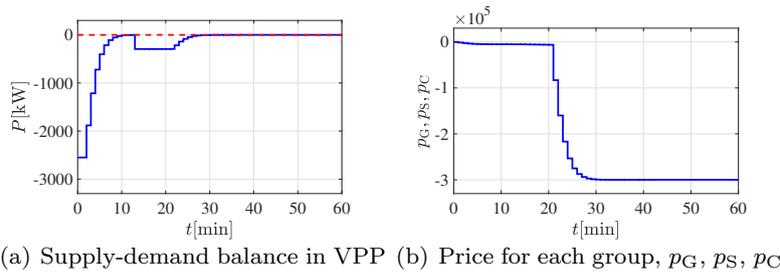
#### 数値例 8: 大規模な電力機器群のシミュレーション - 蓄電機器が故障により停止・離脱する場合

ここでは、数値例 7 の条件に加え、蓄電機器が故障により停止・離脱した場合の検証を行う。ここで  $j = 4, 8$  の 2 台の蓄電機器が  $t = 730$  s (12 分 10 秒) において故障し、離脱するとした。その他の条件は数値例 7 と同様としている。

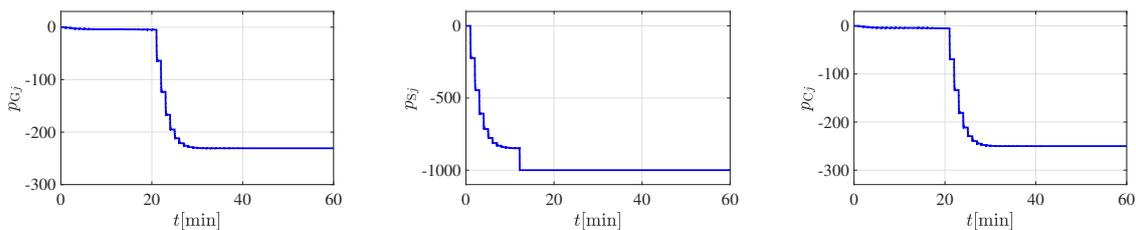
グローバル運用の閉ループ系 Fig. 5.2 およびグループ運用の閉ループ系 Figs. 5.11, 5.12, 5.13 の応答を Fig. 5.32 に示す。

Fig. 5.32(s) に蓄電グループの管理者が決定する運用目標値  $P_S^r$  と蓄電グループ全体の電力出力  $P_S$  について、 $t = 730$  s 付近を拡大したもの示す。同様に、 $t = 730$  s (12 分 10 秒) 付近を拡大したものとして、Fig. 5.32(v) に蓄電グループの管理者が決定する各発電機器に対する価格  $p_{Sj}$  を、Figs. 5.32(t), 5.32(w) に各蓄電機器が決定する出力電力目標値  $P_{Sj}^r$  を、Figs. 5.32(u), 5.32(x) に出力  $P_{Sj}$  をそれぞれ示す。

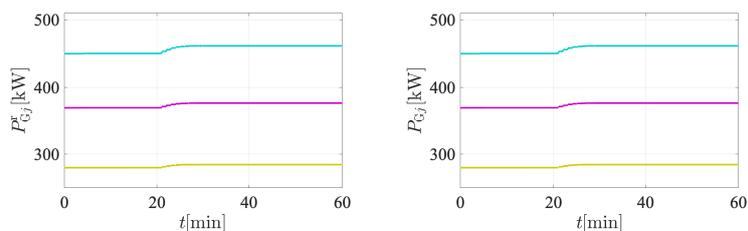
Figs. 5.32(s), 5.32(v), 5.32(t), 5.32(u), 5.32(w), 5.32(x) より、2 台の蓄電機器の離脱に伴い放電電力が不足したため、その他の蓄電機器が放電量を増加させていることが確認できる。しかしながら本数値例では、蓄電グループの総出力では足りないため、発電グループが出力電力を増加させていることが Figs. 5.32(e), 5.32(h), 5.32(k), 5.32(l) より確認でき、消費グループも消費電力を抑制させていることが Figs. 5.32(g), 5.32(j), 5.32(y), 5.32(z) から確認できる。このように提案方策にもとづく運用により、蓄電グループが対応できない場合には、発電グループおよび消費グループが出力電力/消費電力を調整し、VPP 全体の需給バランス適正化が可能である。



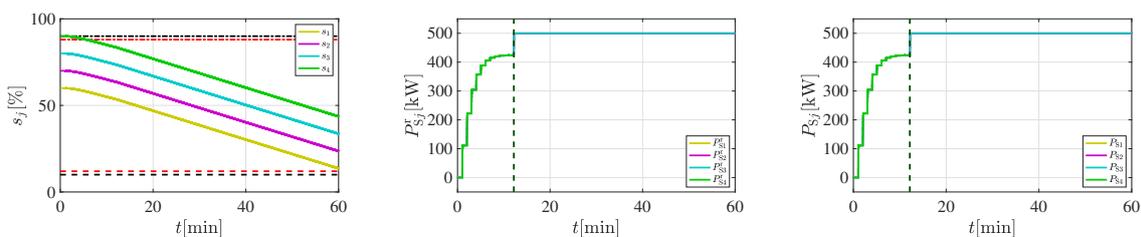
(e) Reference and power output of generator group,  $P_G^r, P_G$  (f) Reference and power output of storage group,  $P_S^r, P_S$  (g) Reference and power output of consumer group,  $P_C^r, P_C$



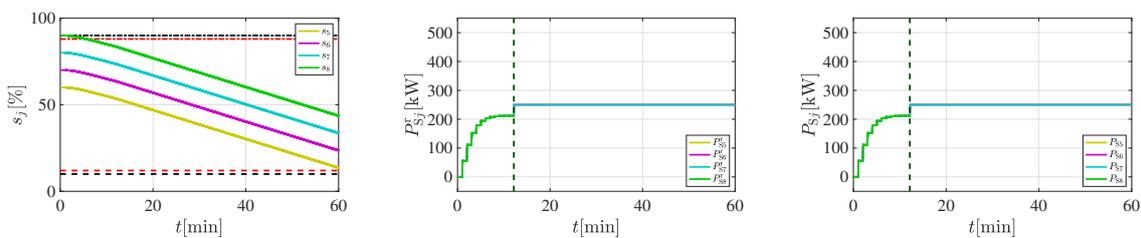
(h) Price for each equipment in gen- (i) Price for each equipment in stor- (j) Price for each equipment in con-  
erator group,  $p_{Gj}$  age group,  $p_{Sj}$  sumer group,  $p_{Cj}$



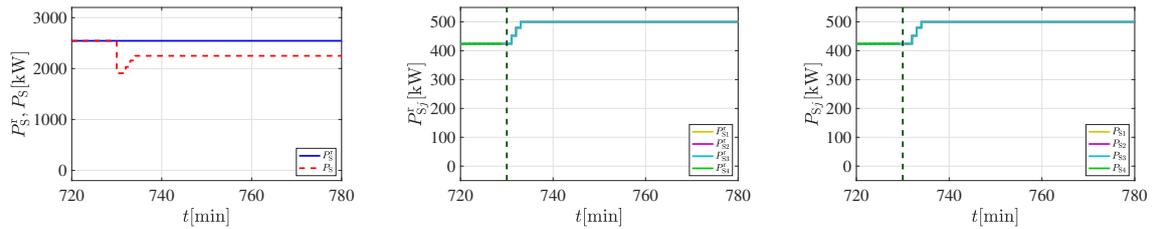
(k) Reference for power output of (l) Power output of each equipment  
each equipment in generator group, in generator group,  $P_{Gj}$   
 $P_{Gj}^r$



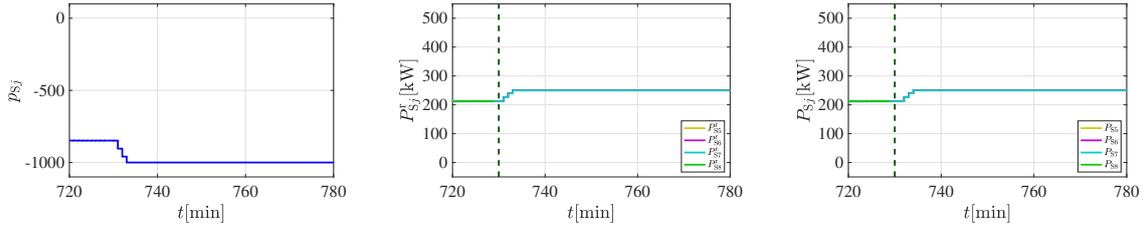
(m) state-of-charge of each equip- (n) Reference for power output of (o) Power output of each equipment  
ment in storage group,  $s_j$ ,  $j =$  each equipment in storage group, in storage group,  $P_{Sj}$ ,  $j = 1, \dots, 4$   
 $1, \dots, 4$   $P_{Sj}^r$ ,  $j = 1, \dots, 4$



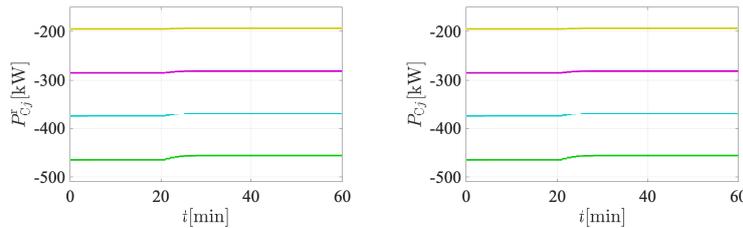
(p) state-of-charge of each equip- (q) Reference for power output of (r) Power output of each equipment  
ment in storage group,  $s_j$ ,  $j =$  each equipment in storage group, in storage group,  $P_{Sj}$ ,  $j = 5, \dots, 8$   
 $5, \dots, 8$   $P_{Sj}^r$ ,  $j = 5, \dots, 8$



(s) Reference and power output of storage group,  $P_S^r, P_S$  (t) Reference for power output of each equipment in storage group,  $P_{Sj}^r, P_{Sj}$ ,  $j = 1, \dots, 4$  (u) Power output of each equipment in storage group,  $P_{Sj}$ ,  $j = 1, \dots, 4$



(v) Price for each equipment in storage group,  $p_{Sj}$  (w) Reference for power output of each equipment in storage group,  $P_{Sj}^r, P_{Sj}$ ,  $j = 5, \dots, 8$  (x) Power output of each equipment in storage group,  $P_{Sj}$ ,  $j = 5, \dots, 8$



(y) Reference for power output of each equipment in consumer group,  $P_{Cj}^r$  (z) Power output of each equipment in consumer group,  $P_{Cj}$

Fig. 5.32 : Time responses of hierarchical type decentralized control system for maintaining supply-demand balance when two units of storage equipment disconnect by machine fault.

## 5.5 おわりに: 本章のまとめ

本章では、複数の発電機器、蓄電機器、消費設備により構成された仮想発電所 (Virtual Power Plant: VPP) を対象とし、電力需要・供給バランスを維持するための階層型分散制御方策について検討した。ここでは、点在している電力機器を機器の種類ごとにグループ分けし、VPP 管理者とグループ管理者により構成される第 (i) 層で VPP 全体の需給バランスの達成が可能な各グループの運用目標値を決定 (グローバル運用)、グループ管理者と電力機器により構成される第 (ii) 層でグローバル運用にて決定したグループの運用目標値を達成可能となる各電力機器の出力目標値を決定 (グループ運用) する分散制御方策を提案した。具体的には、第 (i) 層において VPP 管理者が需給バランスの偏差に応じて価格を更新、グループ管理者に提示し、各グループ管理者がグループ目標値を更新する。第 (ii) 層で更新されたグループ目標値に追従するように、グループ管理者が価格を更新、各電力機器

に提示し, 各電力機器が電力出力量, 充放電電力量, または電力消費量を調整する. VPP 管理者が行う実時間価格提示には, 各グループの電力出力値および内点解かどうかのフラグのみを受信すればよく, また送信するデータは全てのグループに対して共通の価格のみであり, 大規模な通信は必要ない. グループ管理者が行う実時間価格提示も同様に, 各電力機器の電力出力 (消費) 値のみを受信すればよく, 全ての電力機器に対し共通の価格を送信すればよい. 集中型管理方策と比較し送受信の処理コストは小さくできる. 制御方策の有効性は, MATLAB/SIMULINK を用いたシミュレーションにより検証した. 発電量の低下が発生した場合, 消費機器の急な故障が発生した場合, 蓄電池の充電量に従って充放電量が低下した場合など, 様々な条件において有効性を確認した. また, 多台数の電力機器で構成された仮想発電所を想定した数値実験においても, 階層型分散制御により定常状態で需給バランスの適正化が可能なことを確認した.



## 第 6 章

# 結論

### 6.1 本研究の成果

本研究では、大規模太陽光発電システムにおける PCS 群を対象とし、連系点における電圧変動の抑制を実現するための分散制御方策と、出力抑制指令に対応可能な分散制御方策を検討し、数値実験および実機実験による有効性を検証した。さらに、発電機器、蓄電機器、消費機器により構成される仮想発電所を対象とし、30 min 未満の需要供給バランス管理を目的とした階層型分散制御方策について検討し、数値実験による有効性検証を行なった。以下に、本研究を通して得られた結果を示す。

3 章では、太陽光発電システムの系統連系点における電圧変動問題について述べ、連系点における電圧変動モデルを導出した。また簡易な数値例から、PV システムからの有効電力出力と無効電力出力により連系点の電圧が変動することを確認した。そして、無効電力調整のみを取り扱った分散制御方策を検討し、運営管理者は連系点電圧の観測のみで価格の更新が可能であることを示した。分散制御方策の有効性を、様々な条件を想定した数値実験から確認できた。有効電力の調整も加味した分散制御方策についても検討し、同様に様々な条件を想定した数値実験から有効性の確認を行えた。特に無効電力分散制御方策および有効・無効電力分散制御による運用は、異なる容量の PCS が混在する場合や発熱などにより高出力運転が困難な PCS が存在する場合にも対応が可能であることを確認した。さらに、連系タイミングが異なる PCS や離脱した PCS が生じるような状況にも対応可能であり、plug-and-play 型の運用ができることも確認した。配電線の抵抗値、リアクタンス値が不確かな場合においても、電圧変動抑制が可能であることを確認した。無効電力分散制御および有効・無効電力分散制御方策の有効性について、実機 PCS 群および模擬電力システムを用いた実験の結果から数値実験と同様の結果を確認でき、実機実験からも確認した。

4 章では、出力抑制指令への対応問題について述べ、大規模太陽光発電システムを対象とした分散型出力抑制制御方策を検討し、数値実験による有効性検証を行なった。発電されたエネルギーの廃棄をさらに回避することを目的に、蓄電池が併設された太陽光発電システムを対象とし、蓄電池との連携運用を可能とする分散型出力抑制制御方策を検討し、数値実験による有効性検証を行なった。蓄電池接続 PCS が自身に接続された蓄電池の充電容量に従い充電量を抑制する必要がある場合や、PV

接続 PCS の連系タイミングがことなる場合、天候不順に伴う一時的な発電量低下が発生した場合などでも、提案方策により制御目的を達成可能なことが確認できた。この分散型出力抑制制御方策についても、実機 PCS 群を用いた実験の結果から数値実験と同様の結果を確認でき、有効性の確認が行えた。

5 章では、複数の発電機器、蓄電機器、消費設備により構成された仮想発電所を対象とし、電力需要・供給バランスを維持するための階層型分散制御方策について検討した。本論文では、点在している電力機器を機器の種類ごとにグループ分けし、VPP 管理者とグループ管理者により構成される第 (i) 層で各グループの運用目標値を決定 (グローバル運用)、グループ管理者と電力機器により構成される第 (ii) 層で各電力機器の出力目標値を決定 (グループ運用) する分散制御方策を提案した。具体的には、第 (i) 層において VPP 管理者が需給バランスの偏差に応じて価格を更新、グループ管理者に提示し、各グループ管理者がグループ目標値を更新する。第 (ii) 層で更新されたグループ目標値に追従するように、グループ管理者が価格を更新、各電力機器に提示し、各電力機器が電力出力量、充放電電力量、または電力消費量を調整する。発電量の低下が発生した場合、消費機器の急な故障が発生した場合、蓄電池の充電量に従って充放電量が低下した場合などを想定し、それぞれの分散運用方策の有効性検証を数値実験から行なった。それぞれ運用方策の検証を行なったのち、階層型分散制御方策による運用についても数値実験を行い、上記と同様の条件において、定常状態で需給適正化を行えることを確認した。

今後の展望としては、電圧変動抑制と需要供給バランスの同時達成を可能とする分散型制御方策への展開や、離散的な消費量調節をおこなう消費機器が含まれている場合における検証などが挙げられる。

## 付録 A

# 仮想発電所の数値実験

### 数値例 A1: 消費グループの電力消費量を抑制する必要がある場合 -可変 $\epsilon$ を採用しない場合-

ここではグローバル運用での数値例 5 の条件で、可変  $\epsilon$  を採用しない場合の応答を確認する。ここで  $\epsilon = 0.0087$  として設定した。そのほかの条件は、数値例 5 と同様である。この時の閉ループ系 Fig. 5.2 の応答を Fig. A.1 に示す。

蓄電グループが放電できなくなったことに伴い、消費グループが  $t = 36$  min 付近から電力消費量を減少させているものの変化が小さいため、シミュレーションの時間内で需給バランスを達成できていないことが、Fig. A.1(a) より確認できる。

### 数値例 A2: 発電量の低下時の応答 -windアップ対策をしない場合-

ここではグループ運用での数値例 1-2 の条件で、windアップ対策をしない場合の応答を確認する。ここでは、発電機器の発電量が天候不順により減少した場合 (グローバル運用問題の数値例 3, 5 の同様の条件) を想定し、検証する。そこで  $t = 60$  において、 $j = 5$  発電機器の発電量が  $P_{G5}^a = 200$  kW まで減少したとする。その他の条件については数値例 1-1 と同様である。この時の閉ループ系 Fig. 5.11 の応答を Fig. A.2 に示す。

Figs. A.2(c), A.2(d), A.2(e) より、 $j = 5$  の発電機器に接続された PV パネルの発電量減少に伴い、グループ全体の出力が出力目標値  $P_{G5}^r$  よりも下回っていることが確認できる。それに伴いグループ全体の電力出力量  $\sum_{j=1}^{n_G} P_{Gj}$  がグループ運用目標値  $P_G^r$  を満たさず、偏差が発生していることが Fig. A.2(a) より確認できる。Fig. A.2(b) より、グループ全体の電力出力量  $\sum_{j=1}^{n_G} P_{Gj}$  とグループ運用目標値  $P_G^r$  との間に偏差を積分し続けるため、価格がwindアップしていることが確認できる。

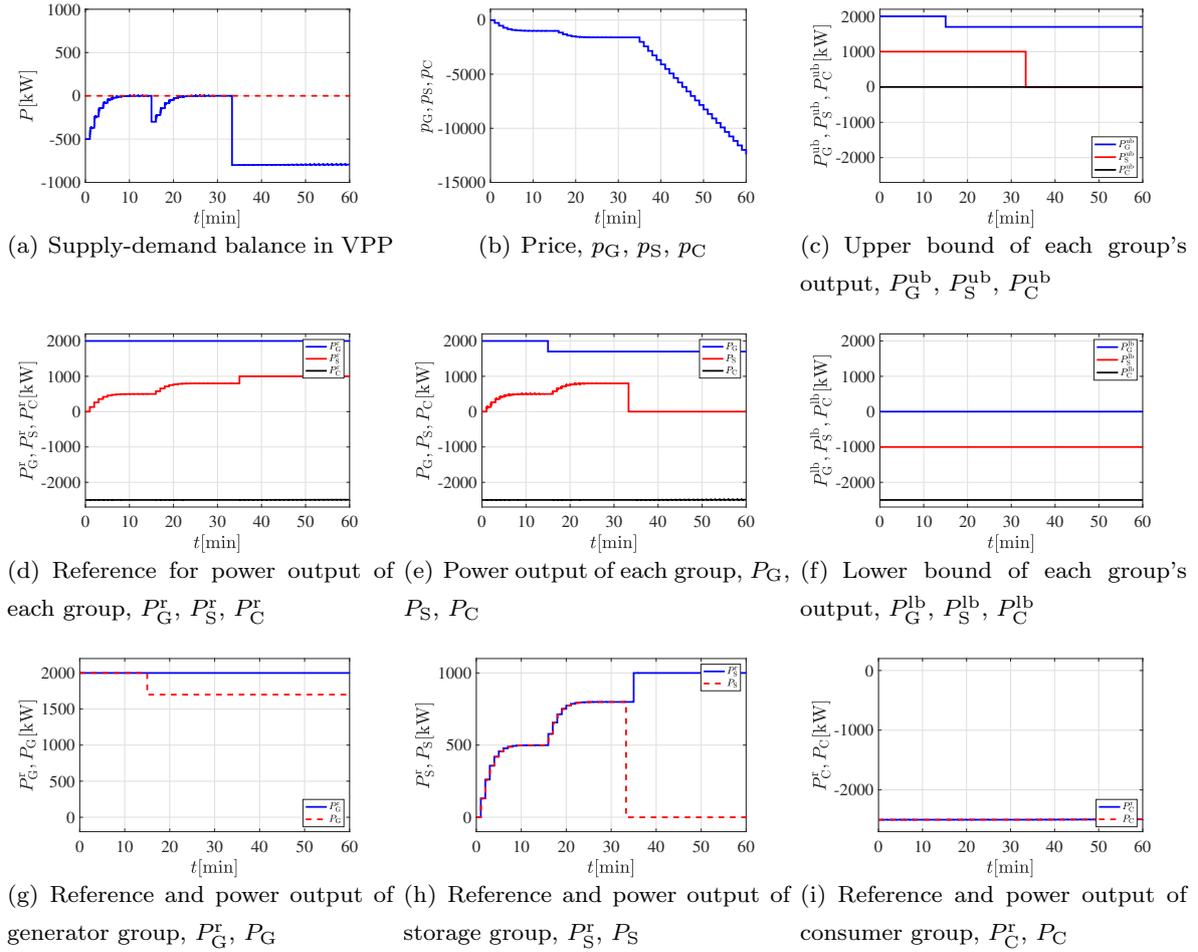


Fig. A.1 : Time responses of the closed-loop system for maintaining supply-demand balance where consumer group decreases the amount of power consumption.

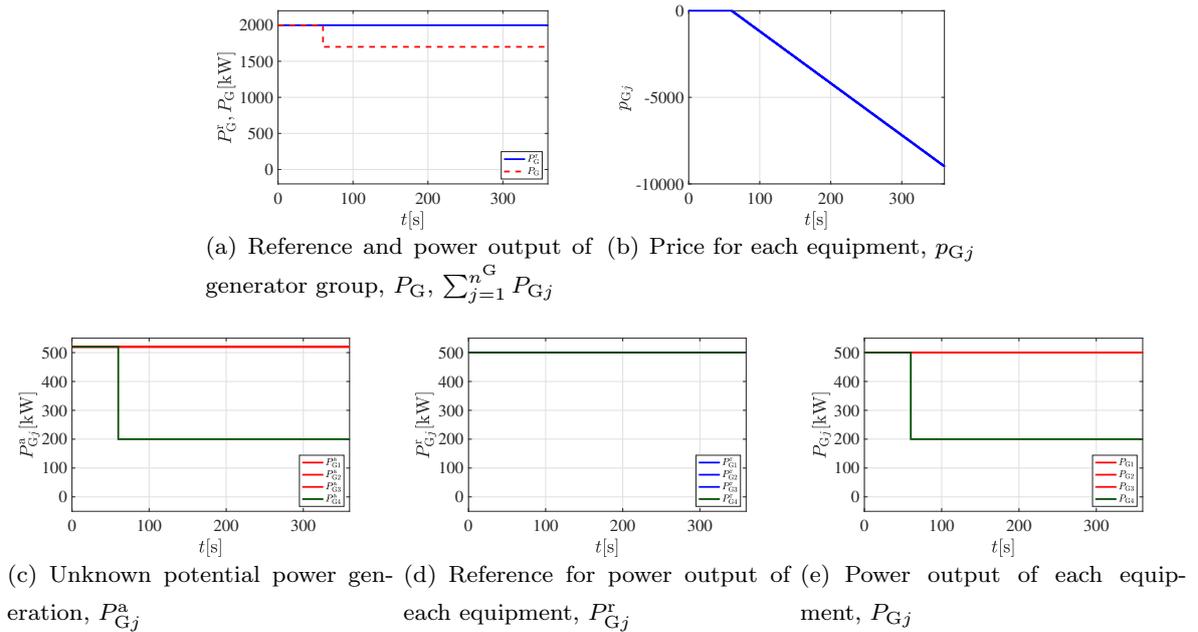


Fig. A.2 : Time responses of the closed-loop system for Generator Group where there is a PV PCS with smaller amount of power generation than other PV PCSs.

## 参考文献

- [1] 特集 グリーンイノベーションと制御理論. 計測と制御, Vol. 51, No. 1, 2012.
- [2] 特集 大規模エネルギーマネジメントシステムを支える省エネソリューション. 計測と制御, Vol. 53, No. 1, 2014.
- [3] E. Romero-Cadaval, G. Spagnuolo, L. G. Franquelo, C.-A. Ramos-Paja, T. Suntio, and W.-M. Xiao. Grid-connected photovoltaic generation plants: Components and operation. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, Vol. 7, No. 3, pp. 6–20, 2013.
- [4] 林. スマートグリッドと制御分野への期待. 計測と制御, Vol. 51, No. 1, pp. 14–19, 2012.
- [5] 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則. [https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/fit\\_legal.html](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_legal.html).
- [6] 出力制御機能付 PCS の技術仕様について. [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene\\_shinene/shin\\_energy/keito\\_wg/008.html](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/008.html).
- [7] 森川, 蛭川. ビル用マルチ空調設備の電力抑制と室温維持を時系列調整する高速リアルタイム電力料金最適制御. 電気学会論文誌 B, Vol. 136, No. 11, pp. 817–823, 2016.
- [8] F. Katiraei and J. R. Agüero. Solar PV integration challenges. *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 9, No. 3, pp. 62–71, 2011.
- [9] C. L. Masters. Voltage rise: The big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. *Power Engineering Journal*, Vol. 16, No. 1, pp. 5–12, 2002.
- [10] K. Turitsyn, P. Šulc, S. Backhaus, and M. Chertkov. Options for control of reactive power by distributed photovoltaic generators. *Proceedings of the IEEE*, Vol. 99, No. 6, pp. 1063–1073, 2011.
- [11] Y. Ueda, K. Kurokawa, T. Tanabe, K. Kitamura, and H. Sugihara. Analysis results of output power loss due to the grid voltage rise in grid-connected photovoltaic power generation systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 55, No. 7, pp. 2744–2751, 2008.
- [12] 林. 分散型電源の導入拡大に対応した配電系統電圧制御の動向と展望. 電気学会論文誌 B, Vol.

- 129, No. 4, pp. 491–494, 2009.
- [13] 中村, 原, 北, 武田. 需給調整力提供を目的としたアグリゲータにより統括されるコージェネレーションシステムの最適運用. *電気学会論文誌 B*, Vol. 139, No. 2, pp. 56–65, 2019.
- [14] 特集 バーチャルパワープラント構築普及に向けた最新動向. *電気学会誌*, Vol. 139, No. 3, 2019.
- [15] M. E. Elkhatib, R. El-Shatshat, and M. M. A. Salama. Novel coordinated voltage control for smart distribution networks with DG. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 4, No. 2, pp. 598–605, 2011.
- [16] D. Ranamuka, A. P. Agalgaonkar, and K. M. Muttaqi. Online voltage control in distribution systems with multiple voltage regulating devices. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 5, No. 2, pp. 617–623, 2014.
- [17] Y. Liu, L. Guo, C. Lu, Y. Chai, S. Gao, and B. Xu. A fully distributed voltage optimization method for distribution networks considering integer constraints of step voltage regulators. *IEEE Access*, Vol. 7, pp. 60055–60066, 2019.
- [18] 飯岡, 榊原, 横水, 松村, 出原. 太陽光発電装置が集中導入された配電システムの電圧上昇と SVC による抑制. *電気学会論文誌 B*, Vol. 126, No. 2, pp. 153–154, 2006.
- [19] Y. Xu and F. Li. Adaptive PI control of STATCOM for voltage regulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 29, No. 3, pp. 1002–1011, 2014.
- [20] Y. Hong and M. Liu. Optimized interval type-II fuzzy controller-based STATCOM for voltage regulation in power systems with photovoltaic farm. *IEEE Access*, Vol. 6, pp. 78731–78739, 2018.
- [21] M. E. Baran and I. M. El-Markabi. A multiagent-based dispatching scheme for distributed generators for voltage support on distribution feeders. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 22, No. 1, pp. 52–59, 2007.
- [22] M. H. J. Bollen and A. Sannino. Voltage control with inverter-based distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, No. 1, pp. 519–520, 2005.
- [23] P. N. Vovos, A. E. Kiprakis, A. R. Wallace, and G. P. Harrison. Centralized and distributed voltage control: Impact on distributed generation penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, pp. 476–483, 2007.
- [24] 内山, 宮田, 伊藤, 小西. 大規模太陽光発電システムの無効電力制御による電圧変動抑制. *電気学会論文誌 B*, Vol. 130, No. 3, pp. 297–304, 2010.
- [25] P. M. S. Carvalho, P. F. Correia, and L. A. F. M. Ferreira. Distributed reactive power generation control for voltage rise mitigation in distribution networks. *IEEE Transactions*

- on Power Systems*, Vol. 23, No. 2, pp. 766–772, 2008.
- [26] M. Jafarian, J. Scherpen, and M. Aiello. A price-based approach for voltage regulation and power loss minimization in power distribution networks. In *Proceedings of the 55th IEEE Conference on Decision and Control*, pp. 680–685, 2016.
- [27] X. Tong, M. Zhong, X. Zhang, J. Deng, and Z. Zhang. Voltage regulation strategy of AC distribution network based on distributed PV grid-connected inverter. In *Proceedings of the 14th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, pp. 2525–2528, 2019.
- [28] S. Tuo, D. Jiandong, and X. Ma. Active and reactive power coordination control strategy of overvoltage for distributed PV integrated grid. In *Proceedings of the 14th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, pp. 2960–2964, 2019.
- [29] 牧田, 加藤, 鈴置. 系統全体の電力余剰時における太陽光発電の出力抑制制御に関する実験的検討. 電気学会論文誌 B, Vol. 132, No. 9, pp. 812–819, 2012.
- [30] 大嶺, 八太, 浅利, 上野, 小林. ヒートポンプ式給湯器と電力貯蔵装置を用いた太陽光発電余剰電力利用のための需要地系統運用手法. 電気学会論文誌 B, Vol. 133, No. 7, pp. 631–641, 2013.
- [31] 高山, 原, 北, 伊藤, 植田, 齋藤, 滝谷, 山口. 予測誤差傾向を考慮した大規模太陽光発電所の計画運転. 電気学会論文誌 B, Vol. 131, No. 3, pp. 304–312, 2011.
- [32] 野呂, 直井, 鳥羽, 木村, 峯岸, 清水, 青木, 奥田. 大規模太陽光発電所向けの出力変動抑制装置の構築と検証. 電気学会論文誌 B, Vol. 132, No. 4, pp. 381–386, 2012.
- [33] M. Rahimiyan and L. Baringo. Strategic bidding for a virtual power plant in the day-ahead and real-time markets: A price-taker robust optimization approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 31, No. 4, pp. 2676–2687, 2016.
- [34] Q. Zhao, Y. Shen, and M. Li. Control and bidding strategy for virtual power plants with renewable generation and inelastic demand in electricity markets. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 7, No. 2, pp. 562–575, 2016.
- [35] 平田, 岡島, 西澤, 内田. エネルギー需要ネットワークにおける分散最適化とアグリゲータの戦略的入札. 第 60 回自動制御連合講演会, pp. SaA1–4, 2017.
- [36] Y. Okajima, K. Hirata, V. Gupta, and K. Uchida. Strategic battery storage management of aggregators in energy demand network. In *Proceedings of the 2nd IEEE Conference on Control Technology and Applications*, pp. 444–449, 2018.
- [37] 西澤, 平田. アグリゲータを含む電力需要ネットワークにおけるベルトラン競争モデルと均衡点に関する考察. 第 61 回自動制御連合講演会, pp. 1348–1353, 2018.

- [38] 特集 将来の電力需給調整サービスに向けた技術開発と標準化の現状と今後. 電気学会誌, Vol. 139, No. 4, 2019.
- [39] Z. Ullah, G. Mokryani, F. Campean, and Y. F. Hu. Comprehensive review of vpps planning, operation and scheduling considering the uncertainties related to renewable energy sources. *IET Energy Systems Integration*, Vol. 1, No. 3, pp. 147–157, 2019.
- [40] D. Koraki and K. Strunz. Wind and solar power integration in electricity markets and distribution networks through service-centric virtual power plants. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 33, No. 1, pp. 473–485, 2018.
- [41] H. Yang, D. Yi, J. Zhao, and Z. Dong. Distributed optimal dispatch of virtual power plant via limited communication. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 28, No. 3, pp. 3511–3512, 2013.
- [42] 柳父, 加藤. 電力系統工学. 東京電機大学出版局, 2006.
- [43] Y. Ohta, A. Ohori, N. Hattori, and K. Hirata. Controller design of a grid-tie inverter bypassing DQ transformation. In *Proceedings of the 52nd IEEE Conference on Decision and Control*, pp. 2927–2932, 2013.
- [44] K. Hirata, J. P. Hespanha, and K. Uchida. Real-time pricing leading to optimal operation under distributed decision makings. In *Proceedings of the 2014 American Control Conference*, pp. 1952–1932, 2014.
- [45] 板子. 太陽光発電システムのパワーコンディショナ入門. オーム社, 2014.
- [46] S. Boyd and L. Vandenberghe. *Convex Optimization*. Cambridge University Press, 2003.
- [47] 大塚. 非線形最適制御入門. コロナ社, 2011.
- [48] 太田. 現代制御. OHM 社, 2014.
- [49] 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会システムワーキンググループ (第 6 回) - 配布資料 資料 1 「接続可能量」の算定と今後の取り扱いについて. [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene\\_shinene/shin\\_energy/keito\\_wg/006.html](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/006.html).
- [50] 平田, 上地. 電力需要・供給バランスを実現する車載型蓄電池の分散型充電管理方策に関する考察. システム制御情報学会論文誌, Vol. 28, No. 11, pp. 427–434, 2015.
- [51] 萩原. デジタル制御入門. コロナ社, 1999.

# 謝辞

博士後期課程の研究活動におきまして、終始暖かいご指導を賜りました 長岡技術科学大学 機械系 明田川 正人 先生 に心より感謝の意を表します。

学部課程, 修士課程および博士後期課程の研究活動におきまして、終始暖かいご指導を賜りました 富山大学 大学院理工学研究部 平田 研二 先生に心より感謝の意を表します。

制御工学に関する学をご教示くださり、研究ではたくさんの助言をくださいました 京都大学 大学院 情報学研究科 太田 快人 先生 に深く感謝いたします。

副査として審査いただき、貴重な助言をいただきました 長岡技術科学大学 機械系 山田 昇 先生, 電気系 岩橋 政宏 先生に深く感謝いたします。

本研究を進めるにあたり、有益な情報を数多くご提供いただき、実装・実機実験に多大なご協力をいただきました 株式会社ダイヘン 技術開発本部 服部 将之 様, 大堀 彰大 様, 谷脇 英幸 様, 花尾 隆史 様 および 續木 茂雄 様 (現 テクノプロデザイン社) に深く感謝いたします。

そして、学部課程, 修士課程および博士後期課程の研究活動において、日頃から良き相談相手となっていた 長岡技術科学大学 制御システム研究室 の先輩, 後輩の皆様に、心から感謝いたします。また、博士後期課程の研究活動において、良き相談相手となってくださいました 長岡技術科学大学 ナノ・ピコメートル計測制御研究室の先輩, 後輩の皆様に、心から感謝いたします。特に、博士後期課程の同期である 樋口 雅人 君 には高専在学時からの長い間大変お世話になりました。1年間の特別研究学生としての研究活動に際し、富山大学 大学院理工学研究部 戸田 英樹 先生, 富山大学 動的システム・ロボティクス研究室の学生の皆さまには、暖かく迎え入れていただき心より感謝いたします。

訪問研究学生として受け入れ、ご教示くださいました University of California, Santa Barbara, Electrical and Computer Engineering Department, João Pedro Hespanha 先生に心より感謝の意を表します。また、暖かく迎え入れていただいた研究室の学生の皆さまに心から感謝いたします。そして、官民協働留学支援制度 トビタテ！留学 JAPAN 日本代表プログラム により本研究に関する留学の実現ができました。関係者の皆さまに深く感謝いたします。

最後に、これまでの学生生活を支え、いつも暖かく見守っていただいた両親や親族をはじめとする多くの皆様に心より感謝いたします。

2020年3月



# 本研究に関する論文, 講演および賞罰

## 学会論文誌

- [1] 阿久津彗, 平田研二, 大堀彰大, 服部将之, 太田快人. 実時間価格提示を利用した太陽光発電用インバータ群の分散制御. システム制御情報学会論文誌, Vol. 29, No. 4, pp. 182–191, 2016.
- [2] 西澤幸蔵, 阿久津彗, 平田研二, 太田快人. 実時間価格提示を利用した配電系統電圧の分散制御による経済効用に関する考察. システム制御情報学会論文誌, Vol. 30, No. 1, pp. 30–32, 2017.
- [3] Kenji HIRATA, Hikaru AKUTSU, Akihiro OHORI, Nobuyuki HATTORI, and Yoshito OHTA. Decentralized voltage regulation for PV generation plants using real-time pricing strategy. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 64, No. 6, pp. 5222–5232, 2017.
- [4] 阿久津彗, 平田研二, 大堀彰大, 服部将之, 太田快人. 出力抑制指令への対応を可能とする蓄電池併設型太陽光発電システムにおけるインバータ群の分散制御. システム制御情報学会論文誌, Vol. 30, No. 11, pp. 439–448, 2017.
- [5] 笠輪寛明, 阿久津彗, 平田研二. 価格提示を利用した蓄電拠点の分散制御におけるwindアップに関する考察. 計測自動制御学会論文集, Vol. 54, No. 2, pp. 167–174, 2018.
- [6] 阿久津彗, 平田研二, 大堀彰大, 服部将之, 太田快人. 出力抑制指令への対応を可能とする蓄電池併設型太陽光発電システムにおける分散型出力抑制制御の実機検証. 電気学会論文誌 C (電子・情報・システム部門誌) (投稿中).

## 国際学会発表

- [1] Hikaru AKUTSU, Kenji HIRATA, Akihiro OHORI, Nobuyuki HATTORI, and Yoshito OHTA. Decentralized control of inverter networks for PV generation plants using real-time pricing strategy. In *Proceedings of the 7th IEEE Conference on Innovative Smart Grid Technologies*, 2016ISGT0242, 2016.
- [2] Hikaru AKUTSU, Kenji HIRATA, Akihiro OHORI, Nobuyuki HATTORI, and Yoshito OHTA. Decentralized active and reactive power control for PV generation plants using

- real-time pricing strategy. In *Proceedings of the 2017 American Control Conference*, pp. 2761–2766, 2017.
- [3] Hikaru AKUTSU, Kenji HIRATA, Akihiro OHORI, Nobuyuki HATTORI, and Yoshito OHTA. Decentralized control approach to power curtailment instruction problem for PV generation plants with storage. In *Proceedings of the 2017 Asian Control Conference*, pp. 2825–2830, 2017.
- [4] Hikaru AKUTSU, Kenji HIRATA, Akihiro OHORI, Nobuyuki HATTORI, and Yoshito OHTA. Decentralized power curtailment control using real-time pricing strategy for PV generation plants with storage and its experimental verification. In *Proceedings of the 2nd IEEE Conference on Control Technology and Applications*, pp. 436–443, 2018.

## 国内学会発表

- [1] 阿久津慧, 平田研二, 大堀彰大, 服部将之, 太田快人. 価格提示による大規模太陽光発電インバータ群の負荷分散制御. 第 57 回 自動制御連合講演会, pp. 1866–1869, 2014.
- [2] 阿久津慧, 平田研二, 大堀彰大, 服部将之, 太田快人. 価格提示による太陽光発電用大規模インバータ群の分散型電圧抑制. 計測自動制御学会 システム・情報部門 学術講演会 2014, pp. 491–494, 2014.
- [3] 阿久津慧, 平田研二, 大堀彰大, 服部将之, 太田快人. 価格提示を用いた系統連系インバータ群による連系点電圧制御の実機検証. 平成 27 年度 電気学会全国大会, 6-230, 2015.
- [4] 阿久津慧, 平田研二, 大堀彰大, 服部将之, 太田快人. 価格提示を利用した太陽光発電用インバータ群の分散制御実験. 第 59 回 システム制御情報学会研究発表講演会, 146-2, 2015.
- [5] 阿久津慧, 平田研二, 大堀彰大, 服部将之, 太田快人. 価格提示を利用した太陽光発電用インバータ群の有効・無効電力出力分散制御. 第 58 回 自動制御連合講演会, 2A1-5, 2015.
- [6] 阿久津慧, 平田研二, 大堀彰大, 服部将之, 太田快人. 出力抑制指令への対応を可能とする蓄電池併設型太陽光発電用インバータ群の分散制御. 第 3 回 制御部門マルチシンポジウム, 3B2-2, 2016.
- [7] 阿久津慧, 平田研二, 大堀彰大, 服部将之, 太田快人. 価格提示を利用した太陽光発電用インバータ群における有効・無効電力分散制御の実機検証. 第 60 回 システム制御情報学会研究発表講演会, 114-1, 2016.
- [8] 西澤幸蔵, 阿久津慧, 平田研二, 太田快人. 価格提示方策を利用した配電系統の分散制御による経済効用に関する考察. 第 60 回 システム制御情報学会研究発表講演会, 114-2, 2016.
- [9] 阿久津慧, 平田研二, 大堀彰大, 服部将之, 太田快人. 出力抑制指令への対応を目的とした太陽光発電インバータ群の分散制御と実機検証. 第 59 回 自動制御連合講演会, ThB1-1, 2016.

- [10] 阿久津慧, 平田研二, 大堀彰大, 服部将之, 太田快人. 出力抑制指令への対応を可能とする複数発電拠点の分散制御に関する考察. 第 4 回 制御部門マルチシンポジウム, 2C1-1, 2017.
- [11] 笠輪寛明, 阿久津慧, 平田研二. 価格提示方策を利用した蓄電拠点の分散制御におけるウィンドアップに関する考察. 第 4 回 制御部門マルチシンポジウム, 3B1-4, 2017.
- [12] 阿久津慧, 西澤幸蔵, 平田研二, 大堀彰大, 服部将之, 太田快人. 出力抑制指令への対応を可能とする蓄電池・太陽光インバータ群の分散制御実験. 第 61 回 システム制御情報学会研究発表講演会, 226-5, 2017.
- [13] 下村耕紀, 西澤幸蔵, 阿久津慧, 平田研二. 実時間価格提示を利用した分散型電圧制御と配電系統電圧分布に関する考察. 第 61 回 システム制御情報学会研究発表講演会, 266-1, 2017.
- [14] 阿久津慧, 平田研二, 大堀彰大, 服部将之, 太田快人. 出力抑制指令への対応を可能とする蓄電池・太陽光発電 PCS 群における分散制御の実機検証. 第 60 回 自動制御連合講演会, SaB3-4, 2017.
- [15] 阿久津慧, 平田研二, 藤澤雄大. 価格提示方策を利用した電力機器群の分散型需要電力制御に関する考察. 第 5 回 制御部門マルチシンポジウム, Su53-1, 2018.
- [16] 阿久津慧, 平田研二, 大堀彰大, 服部将之, 太田快人. 実時間価格提示方策を利用した仮想発電所の分散型運用に関する考察. 第 7 回 制御部門マルチシンポジウム, 1H1-3, 2020.

## 特許

1. 特許第 6592381 号, 指標の算出方法

## 賞罰

1. 第 60 回システム制御情報学会 研究発表講演会 学生発表賞
2. IEEE Power and Energy Society Japan Joint Chapter 学生優秀論文賞
3. 日本機械学会 三浦賞

