

太陽光発電が大量導入された電力系統における  
電力貯蔵設備を考慮した最適電源運用計画に関する研究

37-117068 相原 良太

指導教員 横山 明彦教授

平成25年12月2日

## 目次

第1章	序論.....	1
1.1	本研究の背景.....	1
1.2	本研究の目的.....	2
1.3	本論文の構成.....	3
第2章	電力系統における需給運用.....	4
2.1	電力系統の需給制御.....	5
2.1.1	ガバナフリー運転.....	7
2.1.2	負荷周波数制御.....	7
2.1.3	経済負荷配分.....	7
2.2	新エネルギー電源の現状.....	8
2.3	再生可能エネルギー電源大量導入による需給運用への影響.....	9
2.4	揚水発電所.....	11
2.4.1	揚水発電所の概要.....	11
2.4.2	揚水発電所の種類.....	12
2.4.3	本論文で提案する揚水発電所の運用.....	12
2.5	蓄電池.....	13
2.6	電力系統の信頼度.....	14
2.7	電力系統の予備力.....	15
2.8	供給支障発生要因.....	16
2.9	パレート最適解集合.....	17
2.10	まとめ.....	19
第3章	週間運用計画作成手法.....	20
3.1	概要.....	20
3.2	週間運用計画作成の定式化.....	21
3.2.1	火力機燃料費関数と起動費.....	21
3.2.2	定式化.....	22
3.2.3	優先順位法.....	24
3.2.4	動的計画法.....	24
3.2.5	経済負荷配分.....	27
3.2.6	PV出力.....	27
3.2.7	発電機故障の考慮.....	28
3.2.8	揚水発電所運用計画の量子化.....	29
3.2.9	最適化アルゴリズム.....	29

3.2.10	モデル系統	32
3.3	シミュレーションによる検証	37
3.4	まとめ	42
第4章	週間需給シミュレーション手法	43
4.1	概要	43
4.2	週間需給シミュレーションモデル	43
4.2.1	初期条件の入力	45
4.2.2	週間運用計画の作成	45
4.2.3	揚水発電所貯水量制約の考慮	45
4.2.4	発電機故障発生時の他の発電機の追加起動	45
4.2.5	揚水発電所運用計画の修正	46
4.2.6	不確実性の考慮	47
4.2.7	供給支障発生時の緊急運用	49
4.2.8	運用後の処理	50
4.2.9	シミュレーション終了後の処理	51
4.3	データベースを用いた最適化アルゴリズム	53
4.3.1	経済負荷配分の高速化	53
4.3.2	最適運用計画データベース	57
4.3.3	データベースからの読み出し	59
4.4	シミュレーションによる検証	60
4.4.1	経済負荷配分の計算時間削減効果	60
4.4.2	最適運用計画作成の計算時間削減効果	61
4.4.3	週間需給シミュレーションの計算時間	64
4.4.4	週間需給シミュレーションにおける総合評価	65
4.5	まとめ	70
第5章	運転予備力を考慮した最適運用計画作成手法	71
5.1	概要	71
5.2	週間運用計画作成手法	71
5.2.1	定式化	71
5.2.2	予備率のシミュレーション条件	74
5.2.3	データベースの拡張	74
5.3	シミュレーションによる検証	75
5.3.1	週間運用計画作成結果	75
5.3.2	週間需給シミュレーションの結果	89
5.4	時間断面毎の運転予備力最適化手法	97
5.4.1	探索手法の概要	97

5.4.2	定式化.....	98
5.4.3	シミュレーション結果.....	100
5.5	まとめ.....	106
第 6 章	蓄電池導入を考慮した最適運用計画.....	107
6.1	概要.....	107
6.2	蓄電池運用計画の最適化手法.....	107
6.2.1	蓄電池運用計画量子化の変更.....	107
6.2.2	定式化.....	108
6.2.3	蓄電池の導入条件.....	109
6.2.4	データベースの拡張.....	110
6.3	週間需給シミュレーション手法.....	111
6.3.1	初期条件の入力.....	111
6.3.2	データベースからの読み出し.....	111
6.3.3	週間運用計画の作成.....	112
6.3.4	揚水発電所貯水量制約と蓄電池 SOC 制約の考慮.....	112
6.3.5	発電機故障発生時の他の発電機の追加起動.....	112
6.3.6	揚水発電所と蓄電池の運用計画の修正.....	113
6.3.7	不確実性の考慮.....	114
6.3.8	供給支障発生時の緊急運用.....	115
6.3.9	運用後の処理.....	115
6.3.10	シミュレーション終了後の処理.....	116
6.4	シミュレーションによる検証.....	117
6.4.1	週間運用計画.....	117
6.4.2	週間需給シミュレーションの結果.....	129
6.5	シミュレーション中における蓄電池 SOC 補正手法の導入.....	134
6.5.1	蓄電池運用の効率化.....	134
6.5.2	蓄電池 SOC 補正手法.....	135
6.5.3	シミュレーション結果.....	136
6.6	まとめ.....	141
第 7 章	結論.....	142
	謝辞.....	145
	発表文献.....	146
	参考文献.....	149
A	附録.....	151
A.1	RTS 系統図.....	151
A.2	PV 出力の実データを用いたシミュレーション結果.....	152

A.3	揚水発電所と蓄電池の運用計画作成順.....	155
A.4	シミュレーションの開始日を平日にした場合の運用計画 .....	158

# 第1章 序論

## 1.1 本研究の背景

近年の地球温暖化問題への意識の高まりから、風力発電(WF)や太陽光発電(Photo-voltaics: PV)などの再生可能エネルギー電源が電力系統へ導入される機運が高まっている。再生可能エネルギー電源のうち WF や PV については、天候によってその出力が大きく変動するため、対策なしに既存の電力系統へ大量導入する事は困難であり、その対策が多面で議論されている。特に国土が狭い我が国においては地理的条件から WF よりも PV の導入が進められており、その日中しか発電できないという基本的特性から PV の大量導入が電力需給運用に与える影響は大きいと言われている。PV が大量導入された電力系統においては、昼間の晴天時においては経済性を考慮し、既存の火力発電機の発電電力量を PV 発電電力量にて代替する事を検討するべきであるが、PV の出力は天候に依存して変動するので、その不確実性への対応が喫緊の課題となっている。PV の出力を全量見越して発電計画に算入した場合においては、PV の出力が予想よりも下回った場合、供給力不足による停電の可能性が高くなる。供給力不足は電力系統の運用上最も避けるべき事象の一つであり、PV の出力を全量見越して発電計画に算入するのは困難であろう。すなわち PV の出力を発電計画に織り込むのであれば、それに対し適正な予備力を確保する必要があるが、PV の導入量に対してどれだけの予備力を確保するのが適正であるかは、現時点で明確な結論は出ていない。また春期や年末年始等の電力需要が小さくなる軽負荷期においては、PV 発電量と他の固定出力電源や電力系統に並列している火力発電所などの最低出力の和が、電力需要を上回ってしまう現象が起こることが懸念されている。この現象は余剰電力と呼ばれており、PV 大量導入時における需給運用の大きな課題となっている。その他にも PV は主に需要家の屋根への設置が見込まれており、配電線の電圧が法で定められた規定値を逸脱する電圧逸脱問題や、電力系統の事故時において、PV が単独で運転を継続してしまう単独運転問題、また電力系統の擾乱時において PV が容易に一斉解列を起こし系統の擾乱を助長してしまう一斉脱落問題など、様々な問題が懸念されている。これらの問題の根本的な対策として電力系統側から PV の出力を制御するための通信線の整備が検討されているが、PV を設置している全需要家に対して通信線を整備するとなると莫大なコストがかかる。また需要家の PV を電力系統側から出力抑制をかけることは、需要家の便益を損なうことにもなり、その制度設計には慎重を期さねばならない。

PV の出力変動に対する有効な対策として電力貯蔵装置を用いる事が考えられる。電力貯蔵装置としてまず考えられるのが蓄電池であり、その設置に関する研究が近年盛んになってきている。しかし、既存の蓄電池容量は現時点では系統全体の設備容量に対して僅かであるため、蓄電池によって PV の出力変動や余剰電力を全て吸収するためには、蓄電池を系統に大量に設置する必要があるが、莫大なコストが必要である[1]。しかし PV の大量導入に対応するためには蓄電池の新規導入は避けられない事が予測され、実際に電力系統に導入される蓄電池の量も徐々にではあるが増加している。ただし蓄電池は非常に高価であることからその導入量は極力最小化されるべきであり、また導入された蓄電池の運用は、最大限に効果を発揮するように最適な運用がなされるべきである。更に電力系統には、既存

の電力貯蔵設備として揚水発電所がある。揚水発電所は電力系統に古くからある形態の発電所であり、上池と下池の間で水をやり取りし揚水運転および発電運転を行う。すなわち電気エネルギーを位置エネルギーとして貯蔵していると言える。揚水発電所の設置目的は、夏期等の電力需要が大きい時期において、昼間に発電運転を行い夜間に揚水運転を行う負荷平準化や、火力発電所等と比較して高速な起動特性を活かし、系統全体の運転予備力としての役割を有している。揚水発電所の発電出力は一般的な水力発電所よりも大きく、系統全体から見て電力貯蔵装置としての役割は大きいと言える。しかしながら PV 大量導入時における揚水発電所の運用計画に対する研究は未だ少ない。揚水発電所運用計画の決定は一般的にコスト最小化を目的関数とした最適化問題と捉えられる事が多く、そこに運転予備力などの種々の制約条件を付加したものが多い[2][3][4]。PV が大量に導入された電力系統においては、PV 出力に対する最適な予備力を考慮した運用計画の作成手法の確立が必要であろう。更に電力系統に蓄電池が導入された場合においては、その運用計画の最適化および揚水発電所と蓄電池の運用の双方を考慮した最適運用計画の作成手法の確立が必要である。本論文ではこれらの電力貯蔵装置を考慮した新しい運用計画作成手法および、その評価のためのシミュレーション手法について提案を行う。

## 1.2 本研究の目的

本研究の目的は太陽光発電が大量導入された電力系統における、電力貯蔵装置を考慮した最適電源運用計画作成手法およびその評価手法の確立である。まず電力系統に既存の電力貯蔵設備である揚水発電所の最適運用計画作成手法を提案する。最適化の目的関数としてはコスト最小化の単一目的関数とし、シミュレーション条件毎にコスト最小の揚水発電所運用計画を作成する。次に作成した運用計画を用いて、不確実性を考慮した週間需給シミュレーションを行う。モンテカルロ法を用いて PV の出力変動・電力需要変動・発電機故障を模擬し、その運用計画作成手法に対する週間燃料費と供給信頼度を用いて評価を行う。これらを踏まえた上で、PV の出力変動に対して運転予備力を考慮したシミュレーション手法を確立し、検討を行う。電力需要に対する運転予備力と PV 出力に対する運転予備力という新しい概念を導入し、それらの予備力の確保を制約条件として、運用計画の作成を行った。これを踏まえ時間断面毎の最適な予備力の確保量を探索的に求める手法について提案・検討を行った。次に蓄電池と揚水発電所の双方の運用計画を最適化する手法について提案・検討を行い、最後に週間需給シミュレーションを行った。

### 1.3 本論文の構成

本論文は全 7 章から構成される。第 1 章では研究の背景と目的を述べる。第 2 章では電力系統における需給制御についてまとめる。第 3 章では本研究で用いる週間運用計画作成手法について述べる。第 4 章では第 3 章で作成した運用計画を用いた、週間需給シミュレーション手法について述べ、その結果について考察する。更に計算時間短縮のためにデータベースを用いた最適運用計画作成手法を提案し、その効果について検証する。第 5 章では運転予備力を考慮した揚水発電所運用計画作成手法について提案を行い、その評価を週間需給シミュレーションによって行う。予備率に関しては、シミュレーション期間で一定の予備率とする方法と、予備率を制御変数として最適化する方法について検討を行う。第 6 章では蓄電池の導入を想定し、蓄電池と揚水発電所の最適運用計画作成手法について提案を行う。更にその手法を用いて、蓄電池も含めた週間需給シミュレーション手法を提案し、その結果について考察を行う。最後に第 7 章にて本論文の結論をまとめる。



## 第2章 電力系統における需給運用

電力は一般的に他のエネルギー形態に変換することなく貯蔵を行うのは困難であるため、需要と供給が常に一致していなくてはならない。そのため、電力会社は24時間365日休む間も無く、電力の需要と供給を制御している。電力系統の需給運用は大きく分けて以下の3つに分類できる[5]。

### 中長期の運用計画業務

電力系統の長期的な安定運用に向けた、発電設備や送電線・変電所等の流通設備の運用方針と定期点検・保守等を含めた運用計画の策定、新規設備導入や更新等の整備計画の作成等。

### 短期の運用計画業務(オフライン業務)

中長期の運用計画を基に、制御・監視業務を安定的にかつ経済的に行うための、月間・週間・日間の系統運用について計画・検討を行う。特に週間計画及び翌日計画は燃料費等の経済性に与える影響も大きいため重要である。これらは主に電力需要の予測をする需要予測と、供給計画を作成する発電機起動停止計画に分かれる。

### 制御・監視業務(オンライン業務)

電力需要変化に対応し、24時間休むことなく行う、各発電所の出力調整や、電力系統の電圧調整、発電所・変電所の開閉器操作の指令・制御と、電力系統の運用状態の監視。

電力系統は巨大なシステムであるため、発電力の制御は必ずしも瞬時に行えるものではなく、予め予測しておいた電力需要に対して供給力を確保しておくことが必要である。適切な供給力を確保するためには電力需要を予測し、それに基づいて供給信頼度と経済性を考慮した運用計画の作成を行う事が必要である。しかしながら、近年の電力系統における課題として、電力自由化に伴う電力潮流の複雑化や、低炭素社会実現に向けた再生可能エネルギー電源導入の促進、省エネルギー機器の普及による電力負荷需要の多様化、経年設備の改修など様々な物がある。その様な中、電力の地産地消を推進するマイクログリッドや、情報通信ネットワークを有効活用して、多数のマイクログリッドを含む電力系統の全体最適を図る、スマートグリッドも近年注目されてきている。スマートグリッドとは将来の電力系統の概念で、環境性、信頼性、経済性に優れ、前述の様々な問題に対応できる電力系統のことを指す[6]。スマートグリッドに関する研究はここ数年で急速に進んだが、その研究対象の殆どが、再生可能エネルギーの導入に対して、近年普及してきた省エネルギー機器であるヒートポンプ給湯器や電気自動車などの負荷を制御し、全体最適を図ろうという試みである[7]。

しかし、現在における電力供給の主役は、電力会社及びIPP(Independent Power Producer: 独立系発電事業者)の発電所(火力発電所, 原子力発電所, 大型水力発電所等)であり、将来において電力系統がスマートグリッドの様な先進的な物になったとしても変わらないであ

ろう。すなわち大規模発電所の発電計画の作成は、電力系統を運用していく上で最も重要である。

大規模発電所の発電計画の最適化は古くから多くの研究が成されており、基礎的なものとして優先順位法[8]に基づくもの、組み合わせを限定した動的計画法を適用したもの[2][9]、ラグランジュ緩和法を用いたもの[10][11]、遺伝的アルゴリズム等のメタヒューリスティクスを用いたもの[12][13][14][15]等、様々なものがある。これら従来の研究では、その最適化の目的を燃料費最小化に絞ったものが殆どを占めていた。しかしながら、今後再生可能エネルギー電源という不確実性を有する電源装置が電力系統に大量導入された場合においては、供給信頼度の確保が現状よりも困難となる。再生可能エネルギー電源はその出力を天候に依存しているため、天候の変動に応じて出力が大きく変動する。現状では電力系統の発電所に対し再生可能エネルギー電源の導入量はごく僅かであるが、今後再生可能エネルギー電源の導入量が増加し、電源設備の構成割合の多くを占める様になると様々な問題が発生する事が見込まれている。

## 2.1 電力系統の需給制御

本節では、電力系統の需給バランス制御について述べる。電力系統では系統の周波数が基準周波数に一致するように負荷変動（需要変動）に応じて発電調整を実施して需給バランスを維持している。我が国において東日本は 50Hz、西日本は 60Hz の電力が供給されている。電力は大容量の貯蔵が困難であることから、発電量と負荷量が瞬時毎に一致しなければならない。電力需給のアンバランス分は図 2.1 の様に、発電機の回転速度を変化させ、最終的に系統周波数を変動させる。周波数の変動による発電機への影響は、タービン翼の共振や給水ポンプの能力低下などがある。更に、大幅な周波数変動の持続は、最終的には発電機の連鎖的な解列による大規模停電を引き起こすことになる。このため系統周波数は常に一定に保たれるように運用されなければならない。すなわち電力の需要と供給は常に一致していなければならないという事である。

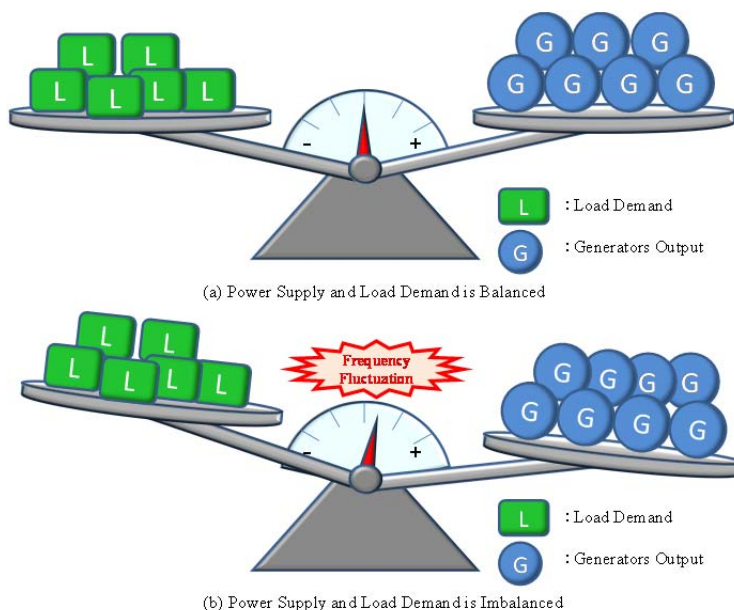


図 2.1 電力の需給バランス

電力需要の負荷変動は図 2.2 に示すように様々な周期を持った成分が重畳している。これらの成分は変動周期別にサステンド成分（長周期成分）、フリンジ成分（短周期成分）、サイクリック成分（小幅変動成分）と呼ばれており、以下に示す制御が行われている [16][17]。変動の成分と制御分担の関係を図 2.3 に示す。

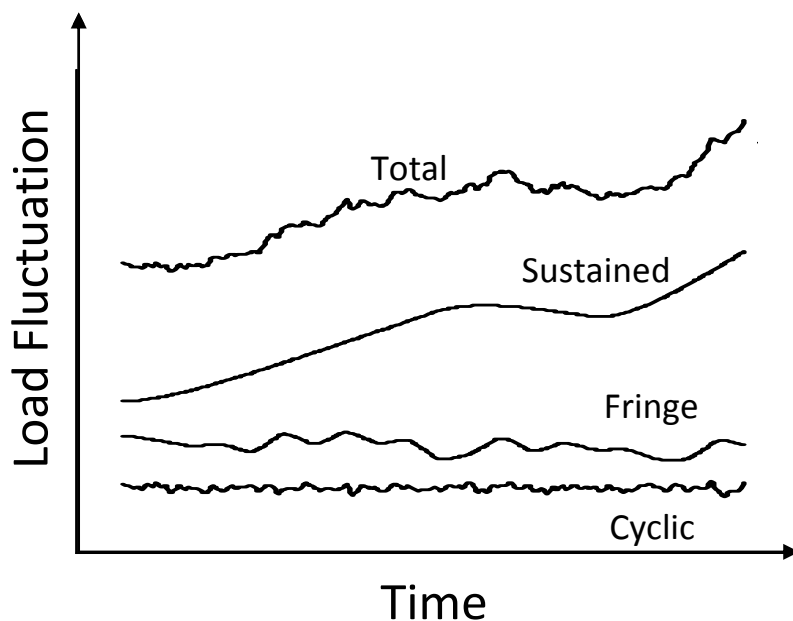


図 2.2 電力系統の負荷変動

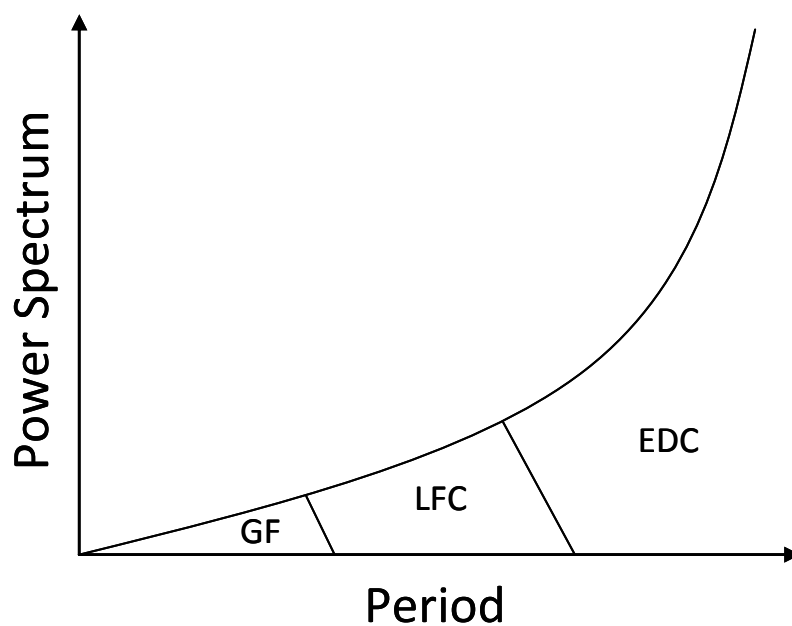


図 2.3 変動の成分と需給制御の分担

### 2.1.1 ガバナフリー運転

ガバナフリー（GF: Governor-Free）運転とは、系統の周波数変動に応じて発電機の出力を自動的に増減する運転のことである。発電機に設けられたガバナ（調速機）の働きにより自動的に行われる。系統の周波数が基準周波数より増加した場合には出力を減少させ、周波数が減少した場合には出力を増加させる。GF 運転は各発電機が自律的に行う制御であり、後述する LFC や ELD に比べて応動が速い。そのため負荷変動の短周期成分の補償に効果的である。しかしながら、他の発電機との協調制御ができないため中長周期の大きな変動には不向きである。

### 2.1.2 負荷周波数制御

負荷周波数制御（LFC: Load Frequency Control）とは、電力系統の周波数から需給のアンバランスを検知し、補償するための出力信号を電力系統全体の制御をしている中央給電指令所から、各発電機に送信する制御である。すなわち LFC は自立分散制御である GF 運転と異なり集中制御である。中央給電指令所で、需給のアンバランスの大きさである地域要求量（Area Requirement: AR）を算出し、その結果を基に各発電機への制御司令量を求め対象の発電機に制御信号を送る。各発電機はこの信号に応じて発電機出力を制御する。

LFC 制御は GF 運転よりも長い周期の変動成分に対して効果的であるが、周波数を基準とした制御であるため、発電機の燃料費などの経済性は考慮されない。また、火力発電所の消費燃料の制約や、水力発電所の貯水量制約などの数日から数ヶ月規模の運用制約を考慮することは一般的に行われていない。

### 2.1.3 経済負荷配分

数十分以上の長周期の負荷変動成分であるサステンド成分は、日負荷曲線と呼ばれる需要変動カーブからある程度予測可能である。その予測に見合う様に、発電機燃料費等の経済性を考慮して、出力配分が決定される。この制御は一般的に前述の LFC と同様に、中央給電指令所が各発電機に制御指令を与える。この制御は経済負荷配分制御（EDC: Economic Dispatching Control）と呼ばれる。EDC は各時間断面において運転状態にある発電機が既知のものであるとし、それらに対して最経済に負荷を配分するというものである。しかし、系統運用の経済性を考慮するにはこれだけではなく、どの発電機をどの時間断面で並列すべきかを決定する発電機起動停止計画（UC: Unit Commitment）を考慮する必要がある。火力発電機は、ボイラに点火してから蒸気を発生し、ボイラ・タービンに通気して温度を上げ、タービンを規定速度まで上げた後に系統に並列する。したがって一旦停止すると起動するには燃料を消費する。経済性の観点からは各時間断面に起動・運転する発電機の種類や台数を効率的に決定することが重要となる。

本研究では、電力系統におけるこれらの 3 種類の需給制御のうち、EDC 領域および UC について取り扱う。後述する週間需給シミュレーションにおいても、EDC 領域に焦点を当てて検討を進めていく。

## 2.2 新エネルギー電源の現状

電力系統に導入されうる新エネルギー電源としては、PV や、WF など様々なものがある。しかしながら我が国においては、とりわけ PV に大きな注目が集まっている。PV はその名の通り、太陽光エネルギーを電気エネルギーに変換する装置である。一般的には図 2.4 のように家庭に設置された PV パネルからパワーコンディショナーを介して系統に連系される。他の再生可能エネルギーと比較して小規模な装置も十分に実用的である点から、とりわけ国土面積の狭い我が国に適しており、導入が急速に進んでいる。

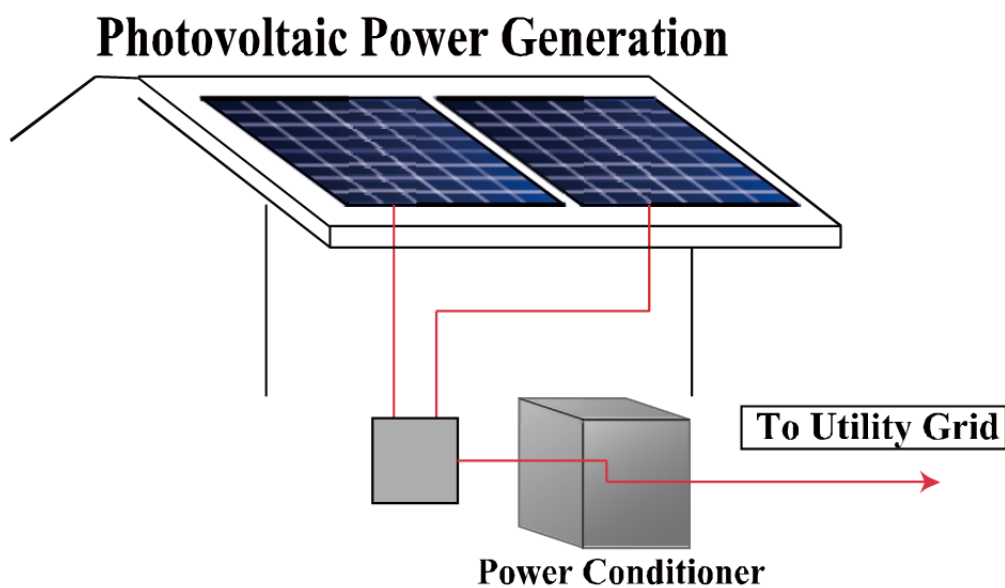


図 2.4 太陽光発電システムの構成

図 2.5 に我が国における PV の導入目標[18]を示した。これによると 2020 年において日本全国で 2800 万 kW、2030 時点において 5300 万 kW と非常に多くの PV 導入が目標として掲げられている。日本の最大電力需要は夏期のピーク時において約 2 億 kW であるので、5300 万 kW の PV 導入はその 4 分の 1 以上を占める事になる。現状で既に電力系統に導入されている PV は、電力系統の規模に対して極僅かであるので、需給運用面において、まだ表立った問題は表面化していない。しかしながら、図 2.5 の様に大量に導入された場合には、電力系統の需給運用に及ぼす影響は多大になると考えられ、これに対する対策が必要となるのは明らかである。

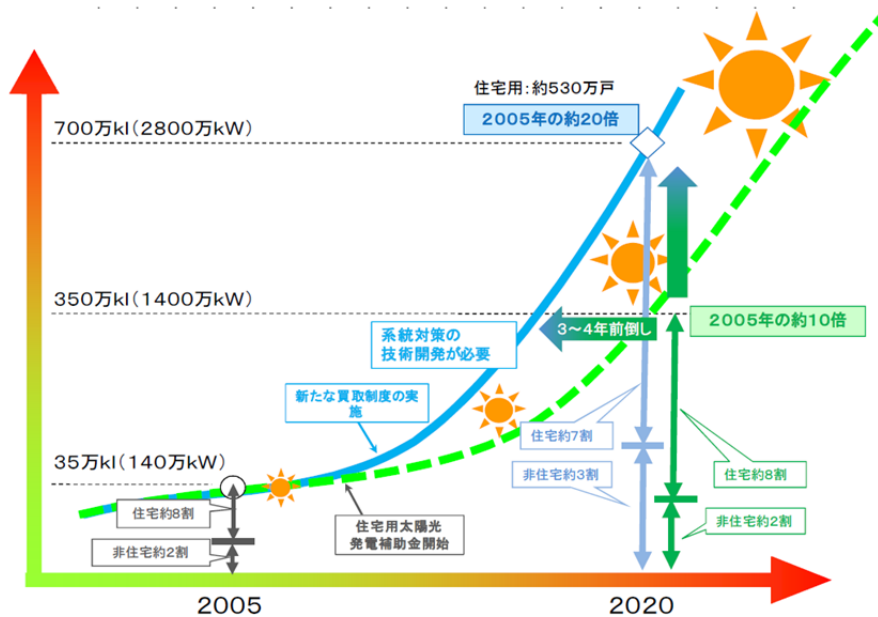


図 2.5 日本における太陽光発電導入目標[18]

### 2.3 再生可能エネルギー電源大量導入による需給運用への影響

これまでの発電計画の研究においては、供給信頼度を確保するためには発電計画を作成する時に、需要の変動等に対応するための一定の予備力の確保を制約条件とし、その条件の下にコスト最小化を行ってきた研究が多い。再生可能エネルギー電源導入量が大规模発電所の総容量に対して少ない場合においてはこれらの不確実性は無視できるレベルである。その場合には供給信頼度へ影響を及ぼす可能性のある要素としては、発電所や送電線の故障、電力需要の予期せぬ変動などがある。これらの不確実性に対して、電力需要に対する予備力で今までは対応しきれていた。しかし、PV が大量導入された場合には、上述の要因に加えてその出力変動等の不確実性に対応しなくてはならない。

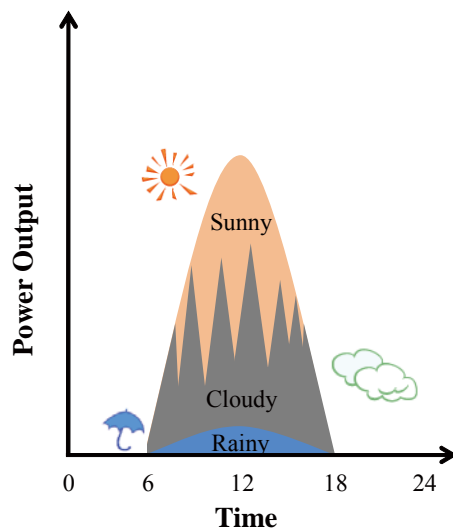


図 2.6 天候による PV の出力変動

PV は図 2.6 に示す様に、太陽が昇っている昼間にしか発電することができないという基本的な特性を持ち、当然ながら夜間には全く発電することができない。また、昼間においても急激に天候が変動すると、PV の出力もそれに応じて変動するため、その変動に備えた何らかの予備力を電力系統側で持っている必要がある。また PV の出力は一般的に系統側から制御できないため、大量に導入された場合においては、図 2.7 の様に供給力が電力需要に対して上回ってしまう余剰電力問題も発生する。この問題は電力需要が小さくなる春期や、年末年始などに発生することが懸念されている。電力系統に連携されている発電機は、2.1 節で述べたように GF 運転および LFC 容量を確保する必要性から、一定量の発電機を常に並列している必要がある。また原子力機等は頻繁に起動停止を行うことは運用上困難であるから、これらの最低出力の和はつねに供給力として電力系統に並列されている必要があり、これと PV の出力の和が電力需要を上回ってしまう余剰電力の発生が問題となってくる。

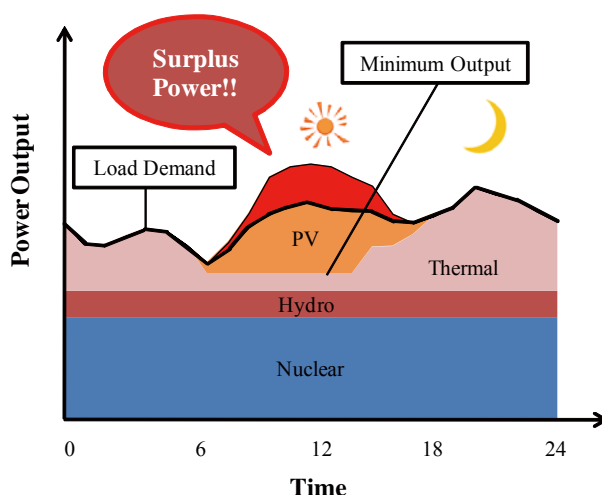


図 2.7 余剰電力の発生

PV による余剰電力発生を防ぐために、その出力を抑制して余剰電力の発生を抑えるという対策も考えられる。しかし、その実現には太陽光発電システムになんらかの制御装置や通信線等を設置する必要があり追加コストが発生する。また PV の所有者は太陽光発電によって得られた出力を売電する機会を損失することになるため、その補償が必要になる可能性がある。また PV の出力抑制は再生可能エネルギー電源の導入促進という目的と齟齬を生むことになり、望ましい方策とは言えない。

その他の対策手法としては、電力系統に PV 出力に合わせて大規模な蓄電池を設置して余剰電力の吸収、および出力変動対策に充てることも検討されている。しかし、現在蓄電池の価格は表 2.1 に示す様に非常に高価であり[19]、その導入によって社会的な負担が大きく増加してしまう。2030 年の再生可能エネルギー導入目標を達成し、その系統対策として蓄電池を使用した場合、日本全国で 6 兆円の追加コストが必要である[20]との試算もなされている。

表 2.1 蓄電池の種類毎の価格[20]

単位：千円

	鉛蓄電池	NAS電池	ニッケル水素電池	リチウムイオン電池
kWあたりの価格	150	240	100	200
kWhあたりの価格	50	25	100	200

この様に蓄電池が非常に高価である現状においては、その導入量はなるべく少なくすることが、社会的便益の増大の観点からは必要とされるであろう。電力系統に導入される蓄電池の量は徐々に増加している。また蓄電池の価格も将来的には低下していくことが予測されるが、いずれにしても電力系統に導入された蓄電池の運用は、最大限にその効果を発揮するように最適な運用がなされるべきである。また、電力系統に既存の電力貯蔵設備として揚水発電所がある。次節では揚水発電所の概要について述べる。

## 2.4 揚水発電所

### 2.4.1 揚水発電所の概要

揚水発電所は図 2.8 に示す様に上池と下池の間で水をやり取りし、発電を行う発電所である。[21]

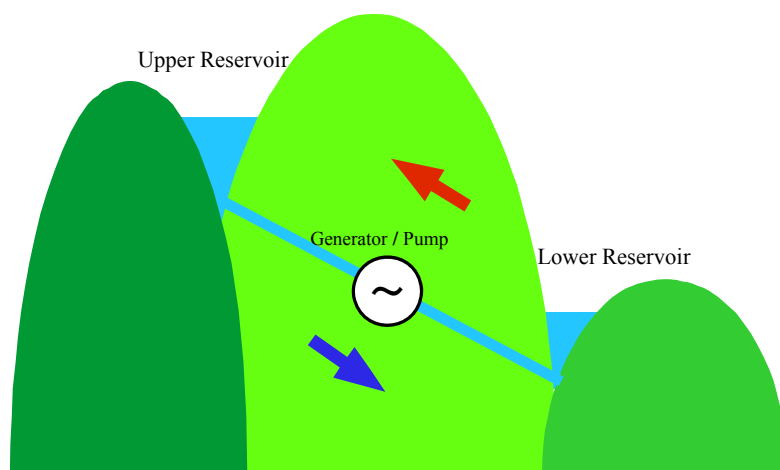


図 2.8 揚水発電所の概要

揚水発電所は停止状態から起動して、電力系統に並列するまでに要する時間が短く、通常の揚水発電所で 5 分程度、後述の最新型可変速揚水発電所で 2 分 30 秒程度である[22]。そのため他の発電所に事故が発生した場合や、予期しない需要の変動等で供給力が不足した時でも即座に発電を開始できるので、電力系統の予備力としての役割がある。

日本の電力消費のピークは夏期の昼間に現れ、その需要は都市部に集中している。その為に、発電設備の総量と発電電力量の比である、発電設備の年負荷率が 52.2%程度（日本の電力会社 10 社の 2004 年度送電端における値）と設備利用効率が悪い[23]。図 2.9 は、東京電力（株）の夏の最大需要の 1 日における電力日負荷曲線(2010 年)を示したものである[24]。ピーク需要の 6,400 万 kW に対して、深夜の最低需要はその 40%程度と、1 日の間における変動が非常に大きい。このような需要の変動に対応できる電源として、火力発電機は柔軟な負荷追従特性を持ち、DSS(Daily Start Stop)対応発電所は、朝方の電力需要の立ち上がりに合わせて起動し、夜間に電力需要が減少すると停止する。揚水発電所は、この昼間と夜間の電力需要の差を埋めるべく、夜間に揚水運転を行い、水を汲み上げておき昼間



のピーク需要時に発電を行う。そのため揚水発電所の設備利用率は非常に低い。日本では、山間が多いため高低差が取りやすく、揚水発電所は各地に建設されている。

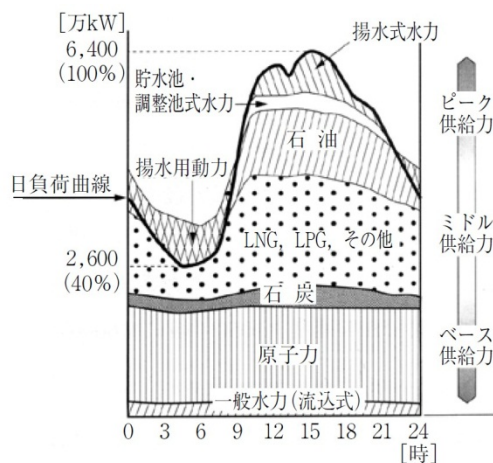


図 2.9 日負荷曲線[24]

## 2.4.2 揚水発電所の種類

従来の揚水発電所の発電電動機は一般的に同期機が広く用いられてきた[22]。そのため、発電機として動作する際には、水車のガイドベーンと呼ばれる絞り羽根によって、水車に流れこむ水量を調節することで発電出力の調整が可能である。しかし、電動機として動作する揚水運用時においては、定格入力で揚水を行う事しかできない。一方、近年は夜間における周波数調整能力の確保のため、揚水発電所の発電電動機に誘導機を採用し、揚水運転時においても、入力電力を変化させる事ができる可変速揚水発電所が増えてきており、近年新設される揚水発電所は、可変速機能を有しているものが多い[22]。そのため、本論文で扱う揚水発電所も可変速揚水発電所として取り扱うことにする。

## 2.4.3 本論文で提案する揚水発電所の運用

本研究においては、揚水発電所の役割として前節で説明した役割に加えて、PV による出力変動の補償と余剰電力の吸収を揚水発電所によって担うことを考える。すなわち主に昼間時に揚水運転を行う事になり、その運用計画は従来から大幅に変更する事になる。揚水発電所の運用計画を大幅に変更した場合、系統全体の予備力としての役割を維持できるかという問題点が出てくる。すなわち揚水発電所の運用計画変更による系統全体の供給信頼度への影響が懸念されるということである。そこで本論文では、揚水発電所の運用計画の変更の供給信頼度への影響を算出する手法を提案し、シミュレーションによる検討を行うものとする。

## 2.5 蓄電池

蓄電池システム(BESS: Battery Energy Storage System)は二次電池と交直変換器からなり、特に電力系統に導入が進むと考えられている蓄電池は、比較的大容量のものが想定される。蓄電池は応答速度が非常に高速であるため、PV 大量導入時においては中～長周期の電力需給調整のみならず、短周期変動の補償として周波数調整領域での活用も考えられている。蓄電池の種類には鉛蓄電池、NAS 電池、ニッケル水素電池、リチウム電池などさまざまなものがある。各種蓄電池の特徴をまとめたものを表 2.2 に示す[25]。また、蓄電池の導入コストは表 2.1 に示した通りである。

表 2.2 各種二次電池の特徴

蓄電池の種類	鉛蓄電池	NAS電池	ニッケル水素電池	リチウムイオン電池
メリット	比較的安価 利用実績が豊富で信頼性が高い	長寿命である エネルギー密度が高い	溶解析出反応を伴わず 長寿命である 利用SOC範囲が広く、 過充電、過放電に強い	溶解析出反応を伴わず、 長寿命である 充放電エネルギー効率が 極めて高く、自己放電が 小さい 急速充放電が可能
デメリット	充放電エネルギー効率が 低い エネルギー密度が低い 寿命が短い	高温での温度調整が必要 充放電時間率が長い	自己放電が大きい 高価である	過充電、過放電に弱い 有機電解液を用いており 安全対策が必要 非常に高価である

本研究では ELD 領域に焦点を当てているため、蓄電池も ELD 領域のみで運用を行うものとし、周波数調整能力は考慮しない。また蓄電池を電力系統に導入する際の導入コストは考慮しないものとする。すなわち本研究におけるシミュレーションにおいては蓄電池の導入量をパラメータとして与え、蓄電池を運用した結果としての系統の運用にかかる燃料費のみを、蓄電池の経済性評価として考慮するものとする。

## 2.6 電力系統の信頼度

日本の電力系統は一般的に諸外国に比べて信頼度が高いと言われている。電力系統における信頼度とは、電力を需要家に十分な信頼性をもって安定して供給できる指標であると言える。信頼性とは需要家サイドと供給者サイドの両方から考える事ができる[12]。需要家サイドから見た信頼性の高い電力系統とは、良質の電気（周波数・電圧・高調波等）を途切れることなく供給できる系統である。一方供給者サイドから見た信頼性の高い系統とは端的に言えば、なるべく低いコストで、また安定して系統運用が出来るような系統をさす。一般的に、信頼度と言えば需要家サイドから見た供給信頼度の事をさし、古くから議論がなされてきた。定量化された供給信頼度の指標としては表 2.3 に挙げるような物がある[26]。

表 2.3 電力系統における信頼度基準

評価指標	日本語訳	単位
Expected Power Not Supplied (EPNS)	供給支障電力	[MW/year]
Expected Energy Not Supplied (EENS)	供給支障電力量	[MWh/year]
Loss of Load Duration (LOLD)	供給支障時間	[minutes/year]
Loss of Load Expection (LOLE)	供給支障期待値	[day/year]
Loss of Load Probability (LOLP)	供給支障確率	-
Loss of Load Frequency (LOLF)	供給支障頻度	[times/year]

本研究においては、系統全体で供給支障が発生する確率を評価するために、1週間分のシミュレーション全体における信頼度の指標として LOLP を用いることとした。また、本研究においては、LOLP は供給不足による供給支障のみを計算することとした。更に余剰電力が発生している場合においては LOLP とは別の評価指標として余剰電力発生確率(SPP: Surplus Power Probability)という評価指標を新たに提案し、余剰電力の発生確率を評価する。

## 2.7 電力系統の予備力

一般に電力会社は供給信頼度の維持のために、予備力と呼ばれる余剰の発電設備を保有している。予備力とは景気変動・事故などを原因として需要超過が発生した際にも電力の供給不足の発生を防ぎ、安定した供給を維持するために予測した最大電力負荷需要を上回って保有する供給力のことである。予備力を保有することで、万が一最大需要の予測を誤り、予測以上の需要が発生した場合でも供給不足の発生を防ぐことが出来る。また、発電機の故障等で供給力が低下した場合も同様である。一般に供給予備力を増加させるほど停電が起こる確率が減少して供給支障発生率は減少するが、同時に普段は利用されない余剰の発電設備を多く持つこととなり、設備費、維持費の増大などを招き不経済である。表 2.4 に電力系統における予備力について纏めた[27]。

表 2.4 電力系統における予備力

名称	定義	備考
供給予備力	事故、渇水、需要の変動などの予測し得ない異常事態の発生があっても安定した供給を行うのを目途として、あらかじめ想定需要以上に保有する予備力	
待機予備力	起動から全負荷を取るまでに数時間程度を要する供給予備力	停止待機中の火力をいう
運転予備力	即時に発電可能なもの及び短時間内(10分程度以内)で起動して負荷をとり待機予備力が起動して負荷をとる時間まで継続して発電しうる供給予備力	部分負荷運転中の発電機余力、停止待機中の水力およびガスタービンをいう
瞬動予備力	電源脱落時の急激な周波数低下に対して即時に応動を開始し、急速に出力を上昇して(10秒程度以内)他の運転予備力が発動されるまでの時間、継続して自動発電可能な供給予備力	ガバナーフリー運転中の発電機のガバナーフリー分余力などをいう

本研究では、運用計画の作成手法並びに1時間単位の需給バランスを扱うこととしたため、表 2.4 における運転予備力について考察を行い、短周期の変動に対する瞬動予備力に関しては考慮しない。

## 2.8 供給支障発生要因

電力系統における供給支障が発生する要因としては、以下の様なものが挙げられる。

### ■ 供給不足

#### 1. 発電機の故障による運転停止

地震や落雷などの天変地異による予期しない故障が発電所に発生した場合など、運転可能な発電機の台数が減少して供給力が低下する場合。

#### 2. 送電線故障

台風・地滑りなどによる送電線の倒壊、変圧器・遮断器などの変電所設備の故障などの原因により、必要な電力を需要地に送電できなくなる場合。とりわけ遠隔地にある発電所から需要地へ向かう送電線(電源線)で故障が発生した場合、発電したエネルギーの行き場がなくなるため発電所を停止しなければならず、供給バランスに与える影響は深刻である。

#### 3. 電力需要の変動

景気の変動による、工場等の大口需要家の需要の変動や、猛暑・寒波のためにエアコンの消費電力が急増する場合、特定の社会行事等により電力消費量が急増する場合などである。

#### 4. 再生可能エネルギーの変動

PV や風力発電等の再生可能エネルギー電源が大量導入された場合には、その出力変動幅が無視できないほど大きくなる。

本研究においては、これらの供給力不足発生要因のうち、1, 3, 4 を考慮に入れてシミュレーションを行う事とする。2.の送電線故障による供給支障を考慮するためには、送電線潮流制約を含んだ発電計画の作成が必要であるが、本研究はまず需給の一致の原則を先に考慮するため、送電線の故障は考慮しない。

### ■ 余剰電力

#### 1. 軽負荷期におけるPVの発電

PV が大量導入された場合には、春の電力需要の小さい期間の週末や、正月、ゴールデンウィークなどに、PV の発電電力量が電力需要を上回る恐れがある。

#### 2. 夜間・深夜帯の下げ代不足

深夜帯においては電力需要が小さいため、火力機の起動台数も少ない。そのため、火力機の出力行低下方向の予備力である下げ代が不足する。PV は深夜に発電不可能であるが風力発電は深夜でも発電を行うため、下げ代不足によって風力発電の連系量は制限されている。

## 2.9 パレート最適解集合

本研究においては揚水発電所の運用計画を最適化し、PV 大量導入時における電力系統の供給信頼度と週間燃料費の算出を行う。定性的に考えて、電力系統の供給信頼度を向上させる事と週間燃料費を削減することは相反する現象である。この様な相反する 2 つの目的関数を最適化する際には、全ての目的関数の評価値が最良となる様な最適解は一位に定まらない。この様な問題を多目的最適化問題と呼び、多目的最適化においては、パレート最適解という概念を導入し、競合関係にある目的関数の関係を求める。

一般に  $n$  個の制御変数を有する、 $k$  個の互いに競合する目的関数を持つ多目的最適化問題は、 $m$  個の制約条件のもと以下の様に定式化できる。

Minimize:

$$f_i = (x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (i = 1, 2, \dots, k) \quad (2.1)$$

Subject to:

$$g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0 \quad (j = 1, 2, \dots, m) \quad (2.2)$$

多目的最適化問題では、全ての目的関数  $f_i(x)$  を同時に最小化することはできない。これは、目的関数の間にトレードオフの関係が存在するためである。前述の通り、多目的最適化問題において全目的において最良の解は存在しないことを意味している。パレート最適解は、多目的最適化問題における解の優劣関係により定義される。多目的最適化問題における解の優劣関係の定義を以下に示す。

$\mathbf{x}^1, \mathbf{x}^2 \in \mathcal{G}(\mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_n))$  とするとき、解の優越関係は、全目的が目的関数の最小化であるとすると

- a)  $f(\mathbf{x}^1) \leq f(\mathbf{x}^2) (\forall i=1, \dots, k)$  のとき、 $\mathbf{x}^1$  は  $\mathbf{x}^2$  に優越するという。
- b)  $f(\mathbf{x}^1) < f(\mathbf{x}^2) (\forall i=1, \dots, k)$  のとき、 $\mathbf{x}^1$  は  $\mathbf{x}^2$  に強く優越するという。

もし、 $\mathbf{x}^1$  が  $\mathbf{x}^2$  に優越しているならば、 $\mathbf{x}^1$  の方が  $\mathbf{x}^2$  より良好な解であると言える。多目的最適化問題では、このような他のどの解にも優越されていないような解の探索を行う。この優越関係に基づく、パレート最適解の定義について以下に示す。

$\mathbf{x}^0 \in \mathcal{G}$  のとき

- a)  $\mathbf{x}^0$  に強く優越する  $\mathbf{x} \in \mathcal{G}$  が存在しないとき、 $\mathbf{x}^0$  を弱パレート最適解という。
- b)  $\mathbf{x}^0$  に優越する  $\mathbf{x} \in \mathcal{G}$  が存在しないとき、 $\mathbf{x}^0$  をパレート最適解という。

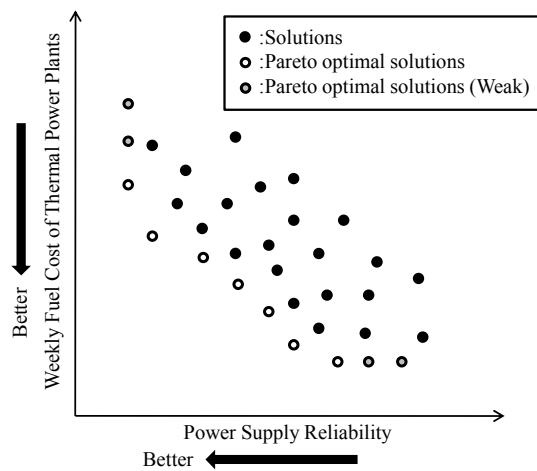


図 2.10 パレート最適解の概念図

図 2.10 に本論文における 2 つの目的関数によるパレート最適解の概念図を示す。図 2.10 において白点がパレート最適解を表し、灰点が弱パレート最適解を示している。パレート最適解の集合が形成する面のことをパレート最適フロントと呼ぶ。多目的最適化問題では、このパレート最適解の求解を目的とする

## 2.10 まとめ

本章では、電力系統における需給運用について述べた。電力系統の需給運用は社会インフラを支えるという重大な使命を担っており、電力系統運用者は常に休むこと無く需要と供給の一致に務めなくてはならない。その運用業務には中長期の運用計画から短期の運用計画業務、そしてリアルタイムの監視業務等があるが本研究においてはその中でも主に短期の運用計画業務に焦点を当て検討を行う。短期の運用計画業務においては、主に週間計画および翌日計画が重要となってくるが、PVの大量導入という電力系統における我が国特有の事情に対して、週間計画をどのように作成していけば良いかという問題は従来にも増して重要性を増し、喫緊の課題であると言える。我が国の電力需要は平日と休日で大きく異なる特性を持ち、それに対してPVの出力変動の様子は、週間を通じて差異は無いため、週間を通じての運用計画作成は、電力系統の供給信頼性および経済性の観点から重要となってくるためである。しかしながら、これに対する明確な方針は経っていない状況である。PV大量導入時においては、その出力変動および余剰電力問題に対して電力貯蔵装置等によって補償することが欠かせないが、蓄電池を新規に電力系統に導入するには非常に莫大なコストが必要である。一方、電力系統に既存の電力貯蔵装置として、揚水発電所があり、その有効活用について本研究では着目する。揚水発電所の基本的な特性については本文で述べた通りであるが、PV大量導入時においては既存の揚水発電所の運用が大きく変わる事が予想され、供給信頼度と燃料費の多目的最適化問題となるであろう。そのために本章では供給信頼度の評価指標と多目的最適化の概念について述べた。これを踏まえ次章では、本研究において提案する、PV大量導入時における揚水発電所を含んだ電力系統の最適運用計画作成手法について述べる。



## 第 3 章 週間運用計画作成手法

### 3.1 概要

前章では、本研究の考察対象となる電力系統における需給運用の概要を述べた。本章では週間需給シミュレーションに用いる、運用計画の作成手法について述べる。

一般的に電力系統の発電計画作成は、まず年間および月間計画において、電源および送配電設備の定期点検・作業計画を作成した上で、需要予測に基づいて週間および翌日計画を作成する。発電所の運用計画は、電力需要予測に基づき、燃料費単価の低いベース電源となる原子力発電や流れ込み式水力発電から順次需要に合わせて発電を行う。その上で火力発電及び貯水池式水力を含む揚水式発電を需要の変動に合わせて運用を行う。本研究においては、原子力発電および水力発電は常に一定出力で運用を行うものとし、週間発電計画においては火力発電所及び揚水発電所の運用計画を作成するものとする。また本研究の主たる目的は電力貯蔵装置の運用計画の最適化である。そのため、まずは揚水発電所運用計画を予め何らかの手法で与えておき、その揚水発電所運用計画に合わせて火力機の運用計画を作成することを考える。ここで火力機の運用計画を作成するためには、どの時間断面でどの火力機を起動もしくは停止しておくかという起動停止問題と、起動している発電機の中でどの様に出力を配分するのかという非線形の経済負荷配分問題の混合整数計画問題となり、その目的関数は燃料費の最小化となる。発電機の起動停止の組み合わせは、厳密に最適な解を求めるためには各時刻で全発電機の起動停止の組合せを考慮する必要があるが、膨大な時間がかかる。本研究では 24 台の火力機を含むモデル系統を扱うが、これらの発電機の起動停止の組合せは  $2^{24} \approx 1.6 \times 10^7$  通りもの組合せがあり、厳密に最適な発電機の起動停止の組合せの求解は現在の計算機の性能をもってしても、困難である。本研究では厳密に最適な発電機起動停止計画の求解が目的ではないので、発電機の起動停止の組み合わせには優先順位法[12]を用いて計算の簡略化を図る。また本研究においては需給の一致のみを評価するために、送電線の制約を考慮しない。この事は、図 3.1 に示した様に単一の母線に全ての発電所が接続されていることと同義である。

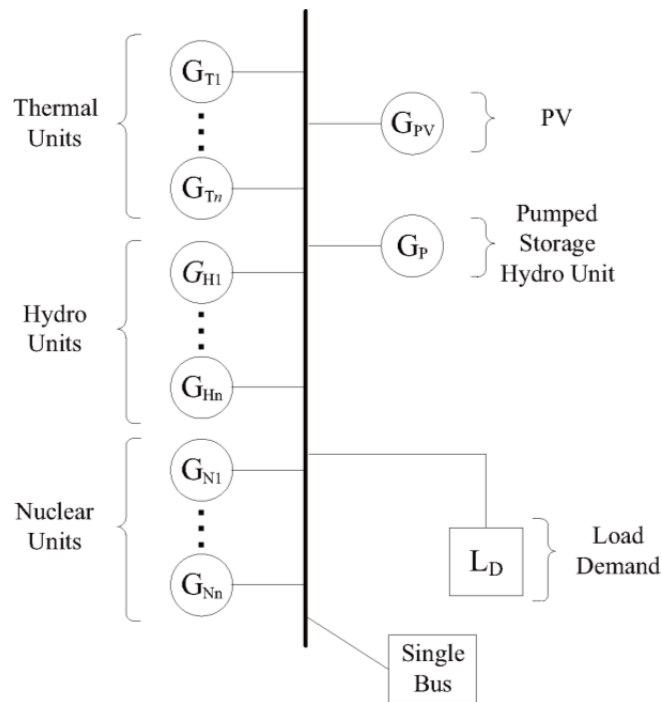


図 3.1 負荷  $L_D$  の単一の母線に接続された各種の発電機

## 3.2 週間運用計画作成の定式化

### 3.2.1 火力機燃料費関数と起動費

火力発電機の経済負荷配分問題を解くときには式(3.1)の様な燃料費関数を用いて、火力機の出力と燃料費の関係を、2次関数を用いて近似する。

$$F_i(P) = a_i P^2 + b_i P + c_i \quad (3.1)$$

式(3.1)は純然たる燃料費のみを表しているが、実際に発電を行うには、燃料費のほかにも様々な経費が必要となる。例えば発電所を運用するための運転員の人件費や所内の動力費、発電機の起動停止に伴う燃料費、点検費用などの運転保守費などである。厳密に経済負荷配分を計算するにあたっては、これらの費用を発電所の出力の関数として表す必要があるが、これらの複雑な経費を一意に扱うのは困難である。そのため本研究においては、(3.1)式の燃料費関数の他に、発電機の起動に伴う起動費のみを考慮に入れることとする。

火力発電機を起動するには、ボイラに点火してから蒸気を発生しタービンを回転させ、発電を行う。すなわち大規模発電機になればなるほど、起動する迄に時間がかかる上に、燃料を消費する。ここで、火力機が完全に停止している状態から系統に並列するまでにかかる起動費を  $S_0$  とすると、火力機を再起動するにかかるコスト  $S(\tau)$  は一般的に停止後の時間  $\tau$  によって(3.2)式の様に表示される。

$$S(\tau) = S_0(1 - e^{-\alpha\tau}) \quad (3.2)$$

このように火力機を起動停止するには費用がかかるので、系統の負荷が小さくなくても、すぐに再び負荷が大きくなるような場合は、その都度火力機を停止せずに、部分負荷運転による効率悪化を考慮しても、系統に並列したまま運転していた方が結果として燃料費が少なくなる。なお、本研究においては火力機の起動費は式(3.2)によらず、常に  $S_0$  であるとしている。

### 3.2.2 定式化

本研究における発電計画の作成を以下の様に定式化する。系統の週間火力機燃料費を目的関数  $\Phi$  として最小化する。制御変数は計画上の揚水発電所出力  $\mathbf{Ps}$  とし、これを考慮した電力需要に対して、火力機起動停止計画を動的計画法(Dynamic Programming :DP)を用いて従属的に作成する。本研究においては需給の一致のみを評価対象とするため、計画作成の刻み幅は 1 時間単位としている。余剰電力の発生を考慮すると、電力需要が小さくなる週末の土曜日や日曜日に PV の余剰を揚水発電所で吸収して、平日のピーク負荷時に発電を行う等の運用計画が考えられる。そのため、本研究においては土曜日より 1 週間分の運用計画を作成する。すなわち、シミュレーション期間は 24 時間  $\times$  7 日の 168 時間となる。

目的関数

Minimize:

$$\Phi = \sum_{t=1}^{168} \sum_{i=1}^N \{u_{i,t} F_i(P_{i,t}) + u_{i,t}(1 - u_{i,t-1})S_i\} + C_p \quad (3.3)$$

制御関数

$$\dot{P}_S = [P_{S_1} \ P_{S_2} \ P_{S_3} \ \dots \ P_{S_{168}}] \quad (3.4)$$

制約条件

Subject to:

・ 需給バランス制約

$$\sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,\max} + P_{S_t} + P_N + P_H + PV_t \geq L_t \quad (3.5)$$

・揚水発電所貯水量制約

$$0 \leq U_{S_t} \leq U_{S_{\max}} \quad (3.6)$$

$$0.4 \times U_{S_{\max}} \leq U_{S_{168}} \leq 0.5 \times U_{S_{\max}} \quad (3.7)$$

・発電所出力上下限制約

$$-P_{S_{\max}} \leq P_{S_t} \leq P_{S_{\max}} \quad (3.8)$$

$$P_{i,\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,\max} \quad (3.9)$$

・固定出力電源制約

$$P_N = \text{constant} \quad (3.10)$$

$$P_H = \text{constant} \quad (3.11)$$

ただし

$N$ : 系統の全火力機の台数

$F_i$ : 火力機  $i$  の燃料費関数

$P_{i,t}$ : 火力機  $i$  の時刻  $t$  における出力

$P_{i,\max}$ : 火力機  $i$  の最大出力

$P_{i,\min}$ : 火力機  $i$  の最小出力

$u_{i,t}$ : 火力機  $i$  の時刻  $t$  における状態変数 (1: 起動 0: 停止)

$F_i$ : 火力機  $i$  の燃料費関数

$S_i$ : 火力機  $i$  の起動費

$C_p$ : ペナルティコスト

$U_{S_t}$ : 時刻  $t$  における運用計画上の揚水発電所上池貯水量

$U_{S_{\max}}$ : 揚水発電所上池容量

$P_{S_{\max}}$ : 揚水発電所定格出力 (発電時)

$P_N$ : 全原子力発電所の出力の和

$P_H$ : 全水力発電所の出力の和

$PV_t$ : 時刻  $t$  における晴天時の理想的な PV 出力

$L_t$ : 時刻  $t$  における電力需要

### 3.2.3 優先順位法

前述の通り、各時間断面における火力機の起動停止の組合せは膨大であるため、あらかじめ優先順位を決定しておき、その優先順位に基づいて火力機を起動していく。一般的に、火力機は定格出力時に効率が最もよくなるため[28]、この時の発電単価  $C_R$  が最も安いものから順に運転していく。ここで  $C_R$  は式(3.12)であらわされる。

$$C_R = \frac{F^i(P_{\max}^i)}{P_{\max}^i} \quad (3.12)$$

各時間断面における起動停止計画は、(3.12)式の発電単価によって決定された起動順位に従って火力機を順次起動していき、その時間断面における電力需要を満たす起動台数の候補を決定する。以上のように優先順位法は固定の優先順位を用いるため、作成された計画は運用者にとって理解しやすく、高速にかつ簡便に計画を作成することができる。

### 3.2.4 動的計画法

本論文では、各時間断面における優先順位法による火力機の起動台数の候補の決定に動的計画法(Dynamic Programming: DP)を用いた[29]。DP は、R.Bellman により提案された最適化問題解法の一つであり、問題に微分可能性などの特別な条件を必要としない適用範囲の広い手法である。そこでは、次に掲げる Bellman の最適性原理が理論的のみならず、数値解法上も最も重要となる。

#### 原理(Principle of Optimality)

An optimal policy has the property that whatever the initial state and initial decision are, the remaining decisions must constitute an optimal policy with regard to the state from the first decision.

Bellman の最適性原理は、DP のアルゴリズムの基礎となる。これを発電機起動停止問題に適用する場合、最適性原理は次のように読み替えることができる。ある時点  $j$  で決定した選択が次の時点  $j+1$  の状態を決め、時点  $j+1$  のその状態で決めた選択が次の時点  $j+2$  の状態を決める。また、各時点での選択に伴って起動費のような費用が発生し、現在から一定期間後までの各時点での決定に伴う総費用が最小とすべき目的関数となっている。このような多段階の決定の連鎖で構成される計画問題を多段決定問題とよぶ。

多段決定問題は評価値の総和（目的関数）が最少となるように  $N$  段を同時に決定する問題であり、以下の様に定式化できる。また概略を図3.2に示す。

Minimize

$$F = \sum_{j=1}^N E_j(S_{j+1}, X_j) \quad (3.13)$$

$$S_j = T_j(S_{j+1}, X_j) (j = 1, 2, \dots, N) \quad (3.14)$$

ただし

$F$ : 多段決定問題（組み合わせ最適化問題）の目的関数

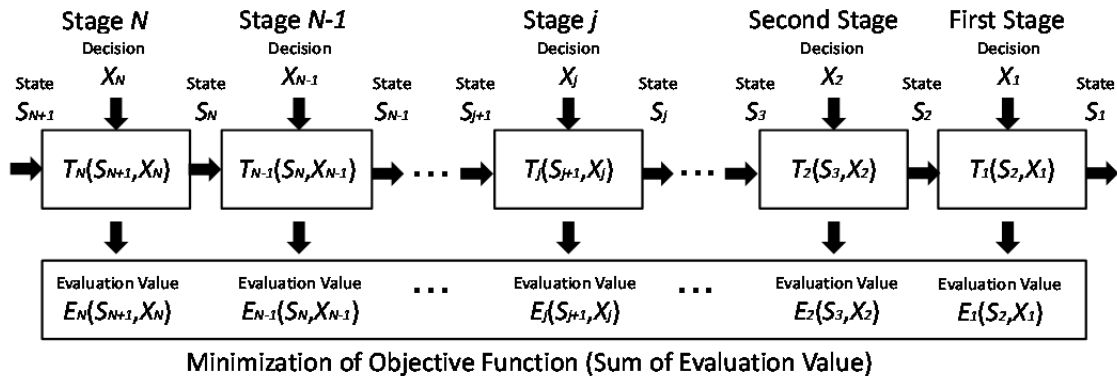
$S_{j+1}$ : 第  $j$  段での決定変数ベクトル

$E_j(S_{j+1}, X_j)$ : 第  $j$  段での入力状態  $S_{j+1}$  と決定  $X_j$  に対する目的関数

$S_j$ : 第  $j$  段での出力状態

$T_j$ : 第  $j$  段での入力状態  $S_{j+1}$  と決定  $X_j$  より、出力状態  $S_j$  を出力する関数

$N$ : 段の総数



Minimize  $F = \sum_{j=1}^N E_j(S_{j+1}, X_j)$

$S_j = T_j(S_{j+1}, X_j) (j = 1, 2, \dots, N)$

$F$ : Objective Function (Original Problem)

$S_{j+1}$ : Determination value at stage  $j$

$E_j$ : Objective Function for stage  $j$

$S_j$ : Output at stage  $j$

$T_j$ : Function at stage  $j$  to output  $S_j$

$N$ : Number of Stage

図 3.2 DP による多段決定問題の概略図[30]

本研究における DP を用いた火力起動台数の決定について図 3.3 に示す。図 3.3 中には各時刻において制約を満たす計画候補が並べてある。青枠内の数値はその時刻における単位時間あたりの燃料費であり、赤枠は最終時刻からその計画に至るまでのトータル燃料費が示してある。最終時刻から時刻  $T$  の各計画候補までの燃料費は確定しているとして、時刻  $t-1$  の各候補に対して最小コストとなるルートを求める、と言う過程を最終時刻から開始時刻まで繰り返すことによって、全ての時間断面の火力発電機起動台数を決定する。例えば、時刻  $T-2$  で起動台数 2 台となるルートは、時刻  $T-1$  における起動台数 2 台および 3 台の 2 つある。このうち、時刻  $T-1$  の台数が 2 台のケースを採用する場合、時刻  $T-1$  までの累積コスト 5700 と  $T-2$  での運転コスト 3300 の合計である 9000 が新たな累積コストとなる。一方、3 台から 2 台となるケースでは、 $T-2$  から  $T-1$  への遷移の際に起動台数が増加するので、その起動費 500 と  $T-1$  までの累積コスト 6300 に  $T-2$  での運転コスト 3300 を足し合わせた値、すなわち 10100 が新たな累積コストとして得られる。この 2 つの値を比較して小さい方、つまり新たな累積コストが 9000 となる  $T-1$  の起動台数 2 台のケースが  $T-2$  での起動台数 2 台へと至るコスト最小の計画として記録される。このような過程を繰り返し、最初時刻に達した時点で最も累積コストの小さい起動台数をとる計画を採用すれば、それまでの各時間断面の起動台数が一義的に定まる。

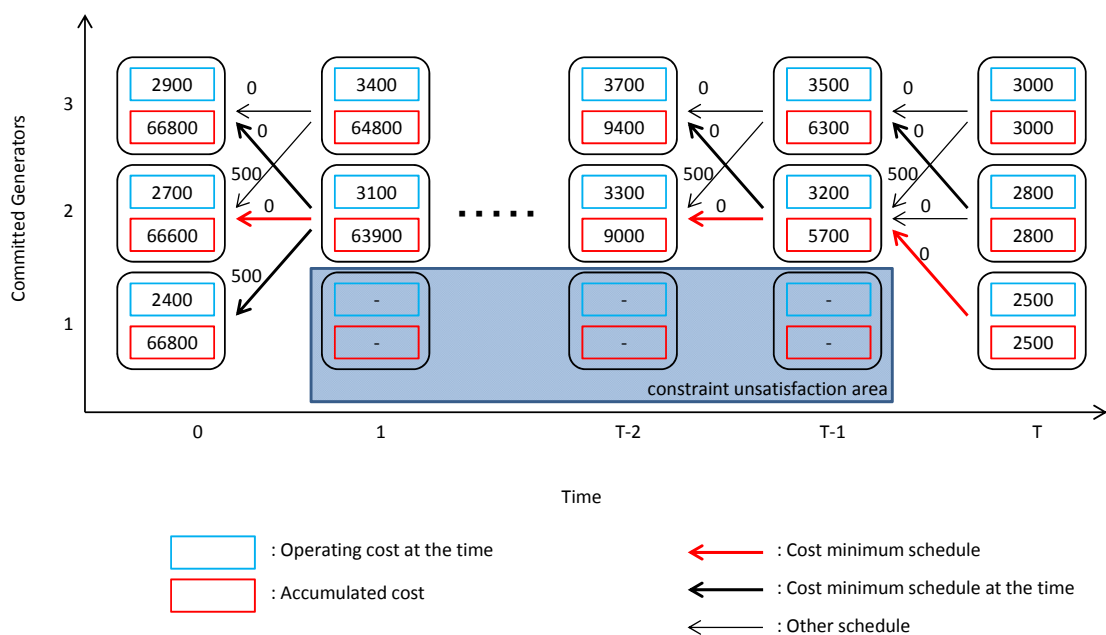


図 3.3 DP による UC 作成の概念図

### 3.2.5 経済負荷配分

DP を用いて発電機の起動台数が決定したら、各時間断面において起動している発電機に対して ELD を行い、その起動台数で電力需要を満たすために最も燃料費が小さくなるように各発電機の出力配分を行う。各発電機の燃料費関数は(3.1)式で示した通り出力の 2 次関数として近似できるので、起動台数が決定していればその負荷配分は二次計画法を用いて決定できる[30]。

### 3.2.6 PV出力

発電 PV の出力は、発電計画作成時点においては図 3.4 の様に晴天時の理想的な出力で発電を行うものとして計画作成する。本研究では PV の余剰電力の解消という目的において揚水発電所と蓄電池の運用を決定するため、PV の出力は運用計画作成段階では理想的な出力を行うものとし、週間需給シミュレーションにおいて、乱数を用いて出力変動を模擬させる。すなわち、週間需給シミュレーションにおいては、PV の出力が計画作成時点の想定（晴天時の理想出力）を大きく上回ることが無い。この条件において揚水発電所と蓄電池の運用計画の最適化を図り、週間需給シミュレーションにおいてその評価を行うものとしている。

PV の出力は図 3.4 に示す出力曲線を毎日繰り返すものとした。これは正午に出力のピークとなるように設定した。晴天時の PV の最大出力はパネルの定格のおよそ 80%程度と言われている[31]。本研究においては将来 PV パネルの発電効率および変換器の効率が更に向上すると仮定し、PV の最大出力は定格の 85%とした。

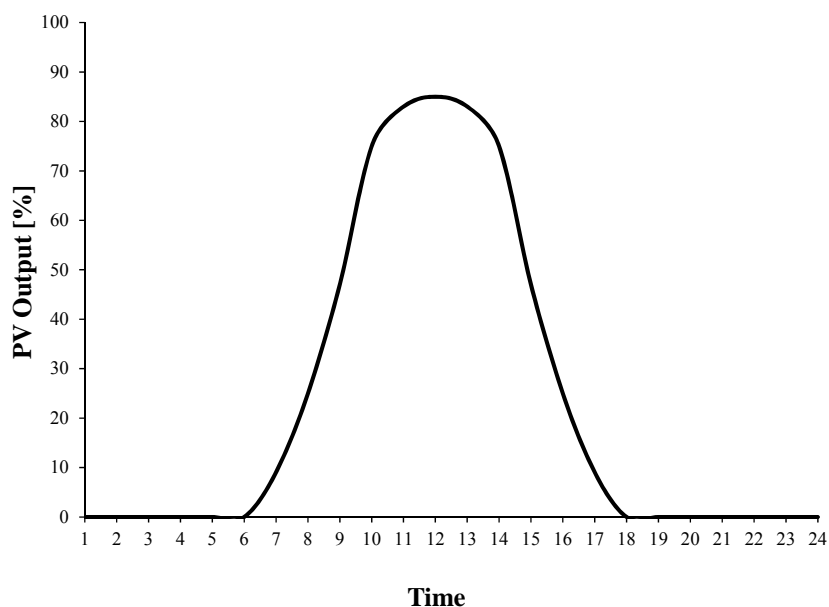


図 3.4 理想的な PV 出力曲線



### 3.2.7 発電機故障の考慮

本研究における週間需給シミュレーションでは、発電機の故障を考慮にいたしたシミュレーションを行い、その結果としての供給信頼度と燃料費を評価指標とする。そのため、週間需給シミュレーション中に発電機の故障が発生した場合、故障が発生した次の時点で行う週間運用計画の作成には故障した発電機を除外して最適化を行わなければならない。この場合、発電機故障によって系統全体の供給能力が低下した結果、電力需要に対して供給力が確保できず、(3.5)式で示した需給バランス制約を満たすことが出来ない恐れがある。すなわち、この制約条件を絶対条件とすると、運用計画作成の時点で「解無し」となり計画の作成が不可能となる。そのため、本研究においては、以下に示すように需給バランスの制約条件を緩和している。一般的な電力系統の運用として、発電機故障によって需要に対して供給が追いつかない事態になった場合には、出来る限り供給不足電力を小さくする必要があると言える。そこで(3.13)~(3.15)式に示した様にペナルティ法[32]によって制約条件を緩和する。

$$C_p = \sum_{t=1}^{168} Pm_t \times p \quad (3.13)$$

$$Pm_t = \begin{cases} L_t - Pa_t & (L_t - Pa_t > 0) \\ Pa_t - L_t & (Pa_t - L_t > 0) \\ 0 & (else) \end{cases} \quad (3.14)$$

$$Pa_t = \sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,t} + P_{S_t} + P_N + P_H + P_{V_t} \quad (3.15)$$

このようにすることで、需給バランスを満たさない発電計画は結果的にコストが高い計画とみなされ、最適ではない解となる。

### 3.2.8 揚水発電所運用計画の量子化

本研究においては揚水発電所運用計画を図 3.5 に示す様に量子化した。各時間断面における揚水発電所の出力を 6 段階の整数で表す。発電運転のときは、出力を 100%の時は整数の 5 として表す。同様に 75%の時は 4, 50%の時は 3, 25%の時は 2 として 4 段階の出力を表現する。運転停止時は 1, 揚水運転 (-100%) を 0 として合計 6 段階に量子化した。揚水発電所の揚水運転の司令は 1 段階と仮定した。これを 1 週間分並べて、運用計画を表現する。6 段階の出力で 168 時間分の運用計画を表現するため、その総組み合わせ数は  $6^{168} \cong 5.3 \times 10^{130}$  と膨大な数となる。

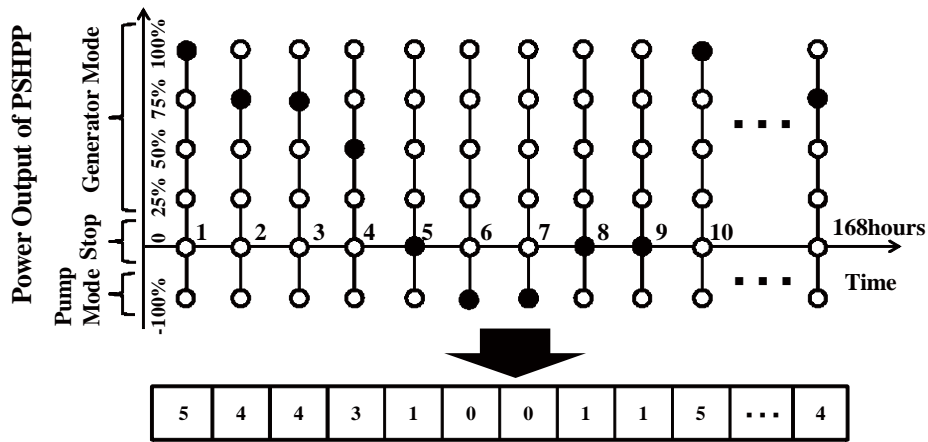


図 3.5 運用計画の量子化

### 3.2.9 最適化アルゴリズム

本研究では最適化のアルゴリズムにタブーサーチ[34]を用いた。タブーサーチはシンプルなアルゴリズムであり、且つ確実に現在解から最適解に近い方法へと探索を進めることが出来るという利点がある[35]。しかしその反面、局所最適解に陥りやすい事が指摘されている。局所最適解に陥らないための対策として、タブーリストと呼ばれるリストを用い、そのリストに直近の現在解を記録しておき、その解へ遷移することを禁じる事によって局所解の近傍の探索に収束してしまうことを防いでいる。本研究で用いたアルゴリズムのフローチャートを図 3.6 に示す。

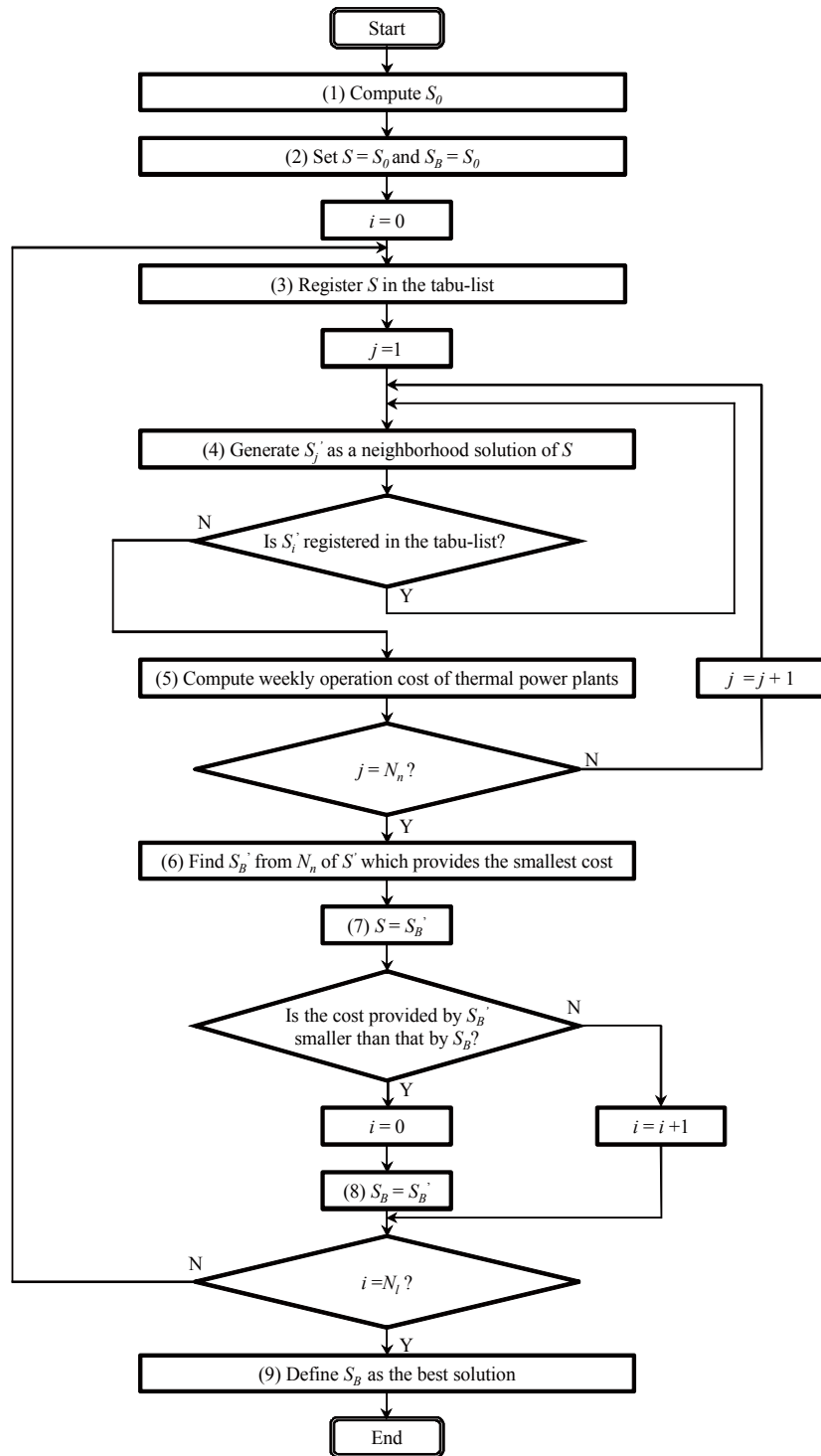


図 3.6 タブーサーチのフローチャート

1. 揚水発電所運用計画  $P_{S_i}$  の集合  $S$  の初期解  $S_0$  を作成する。この時、計画作成時点の 初期貯水量と計画終了時の貯水量を満たすように、ランダム関数を用いて運用計画を作成する。もし作成した揚水発電所運用計画が貯水量制約を満たさない場合には、計画を作成しなおす。
2.  $S=S_0$  とし、 $S_B=S_0$  とする
3.  $S$  をタブーリストに記録する。
4. 揚水発電所運用計画  $S$  の近傍解  $S_b'(b=1\dots N_n)$  を生成する。近傍解は、 $S$  からランダムに 1 つの時間断面を選出し、その時間の揚水運用計画をランダムに変更することで作成する。ただし、タブーリストに記録のある解は除外する。
5. それぞれの近傍解について火力発電の起動停止計画（週間運用計画）を行って計画段階での 1 週間の火力発電の燃料費を計算する。火力発電の起動停止計画には動的計画法(Dynamic Programming : DP)を用いる。
6. 最も運転コストが小さくなる近傍解を  $S_B'$  とする。
7.  $S$  を  $S_B'$  に更新する。
8. 揚水発電所運用計画を  $S_B$  とした場合と  $S$  とした場合の火力発電の週間燃料費を比較し、後者が小さい場合は、 $S_B$  を  $S_B'$  に更新する。
9.  $N_l$  回連続して  $S_B$  の更新がなされなかった場合はその時点での  $S_B$  を最適解とし、探索を終了する。

タブーサーチの各種パラメータは表 3.1 に示す。

表 3.1 タブーサーチのパラメータ

Iteration of Tabu Search $N_l$	50
No. of Neighborhood Solutions $N_n$	50
Length of Tabu List	7

### 3.2.10 モデル系統

モデル系統として、本研究では IEEE 24-bus Reliability Test System (RTS)[35]を一部改変して用いた。このモデル系統は、信頼度評価の為に広く用いられており 14 か所の発電所に 32 台の発電機があり、1 箇所の調相設備、および 24 か所の母線が 38 本の送電線で結ばれている。本研究では需給バランスのみを考慮することとしているので、このモデル系統のうち発電機データ及び負荷需要データを用いている。モデル系統の電源構成と、その変更点を表 3.2 にまとめた。

表 3.2 RTS の電源構成 単位[MW]

Type		Given	Modified
Thermal	Oil	1031	1031
	Coal	1274	1274
Nuclear		800	800
Hydro	Conventional	300	200
	Pumped Storage	-	300
Total		3405	3605

電源構成としては、火力発電が全体の供給力の 6 割以上を担い、原子力が 25%、自流水力が 1 割程度となっている。本研究においては水力発電所のうち 100MW を削減し、その代わりに 300MW の揚水発電所があると仮定した。

RTS には 1 年間 365 日分の負荷需要が 1 時間断面で作成できるようなデータが与えられている。このデータは年間のピーク需要が発生する時間断面を 1 とし、それに対する割合が 8760 時間分与えられている。この中から、我が国の実情に合わせて夏期の 8 月第 2 週の水曜日にピーク負荷が現れるように設定した。そうすると相対的に年間で最も軽負荷となるのは春期の 5 月第 2 週となる。本研究においては、これらの 2 週分において検討を行う。RTS にて与えられていたデータは元々ピーク負荷が 2805MW であったが、そうすると、ピーク需要に対して設備が過剰であるため、式(3.16)の様に換算した。我が国の電力系統におけるピーク電力に対する設備予備力は 5~15%程度であるため[14]、改変後の全設備容量 3605MW に対し、夏期ピーク需要を 3200MW とした。

$$L_t = L_{gt} \times \frac{L_{\text{peak}}}{2805} \quad (3.16)$$

ただし

$L_t$ : 改変後の時刻  $t$  における電力負荷需要

$L_{gt}$ : モデル系統における時刻  $t$  の電力負荷需要

$L_{\text{peak}}$ : 本研究で設定した電力需要のピーク

上式にて換算した、夏期及び春期の負荷電力需要を図 3.7 に示す。

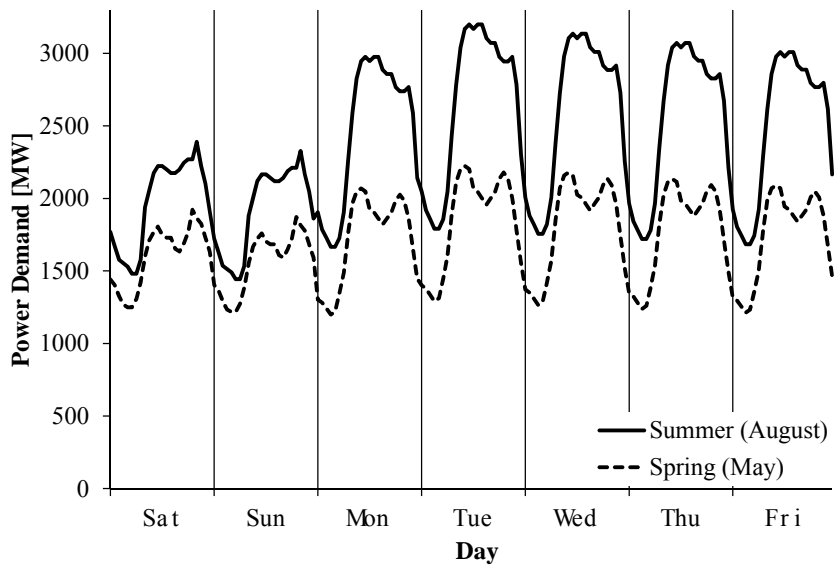


図 3.7 換算した RTS の週間電力需要曲線(夏期と春期)

発電機データ

RTS にて与えられている各発電機容量と平均故障間隔, 平均復旧時間を表 3.3 に示す。

表 3.3 RTS の発電機データ(一部改変)

Generator Group	Type	No. of Unit	Cap. of each Unit[MW]	MTBF [h]	MTTR [h]
1	Thermal (Oil)	5	12	5000	20
2	Thermal (Oil)	4	20	3000	50
3	Hydro	4	50	5000	40
4	Pumped Storage Hydro	1	300	-	-
5	Thermal (Coal)	4	76	3926	48
6	Thermal (Oil)	3	100	3926	48
7	Thermal (Coal)	4	155	4110	89
8	Thermal (Oil)	3	197	4110	89
9	Thermal (Coal)	1	350	5541	111
10	Nuclear	2	400	7000	168

火力発電機データ

RTS にて与えられている各火力発電機の定格出力及び最低出力, 燃料費関数及び起動費を表 3.4 に示す。

表 3.4 RTS の火力機特性

Type	No. of Unit	Maximum Output [MW]	Minimum Output [MW]	Merit Order	Cost Curve [\$/hr]			Startup Cost [\$]
					$F(P) = aP^2 + bP + c$			
					a	b	c	
Thermal (Oil)	5	12	6	16-20	0.0646	16.8899	49.7108	181.6416
Thermal (Oil)	4	20	10	21-24	0.025	43.5	200	13.356
Thermal (Coal)	4	76	38	6-9	0.0533	9.2374	164.3492	1111.4208
Thermal (Oil)	3	100	50	13-15	0.0224	19.7128	287.4982	1511.8992
Thermal (Coal)	4	155	77.5	2-5	0.0067	10.2202	207.1786	1777.1544
Thermal (Oil)	3	197	98.5	10-12	0.0081	20.2909	378.5918	2070.18
Thermal (Coal)	1	350	175	1	0.0032	10.102	350.6398	8331.9264

## PV 導入量

当然ながらモデル系統においては、PV の導入に関しては考慮されていない。本研究では PV 導入量は 0MW および 1000MW と設定した。最大電力需要 3200MW に対して PV1000MW 導入という量は、第 2.1 節で示した日本における PV 最大導入目標の値に対して若干多い割合である。

## 揚水発電所の取り扱い

前述の通り、モデル系統に対して 300MW の揚水発電所が系統にあると仮定している。本研究では揚水発電所は純揚水式と仮定し、上池及び下池に河川などからの水の流入は無いものとする。また、上池と下池の間の水の往来は理想的であるとし、発電→揚水→発電のサイクルで水の流出や蒸発は無いものとする。また、降雨による水量の変化も考慮しない。一般的に揚水発電所の上池の容量は、満水時から定格出力で発電を開始すると 6～8 時間発電可能である[11]。本研究では、上池の貯水可能量は定格発電出力時で 7 時間連続発電可能であるとする。これを電気エネルギーに換算し、 $300\text{MW} \times 7 \text{ 時間} = 2100\text{MWh}$  とする。揚水発電所の総合効率  $\eta_T$  は一般的に、式(3.17)の様にあらわされる。

$$\eta_T = \eta_g \eta_p \frac{H_g}{H_p} \quad (3.17)$$

ただし

$\eta_g$ : 発電運転時効率

$\eta_p$ : 揚水運転時効率

$H_g$ : 有効落差

$H_p$ : 全揚程

一般的に  $\eta_T$  の値は、65～70%である[11]。本研究においては  $\eta_T=70\%$  とした。また、発電時の定格出力と揚水時の定格入力は等しいものとする。簡略化のために揚水発電所の効率を発電運転時において 1 と規格化する。すなわち発電運転時に使用する単位時間あたりの貯水量  $C_{\text{gen}}$  は式(3.18)の様に発電出力  $P_{\text{gen}}$  と等しいものとし、揚水運転時には式(3.19)の様に揚水動力  $P_{\text{pump}}$  に総合効率  $\eta_T$  を乗じる事で、単位時間あたりの汲み上げ貯水量  $C_{\text{pump}}$  を計算することとする。



発電時

$$C_{\text{gen}} = P_{\text{gen}} \quad (3.18)$$

揚水時

$$C_{\text{pump}} = P_{\text{pump}} \times \eta_T \quad (3.19)$$

本研究においては、揚水発電所は可変速機を有するものであると仮定し、その発電出力及び揚水動力は定格電力内で自由に変化することができるものとした。また、揚水発電所の出力は発電を正とし、揚水時の入力は負の出力として表現する。

### 3.3 シミュレーションによる検証

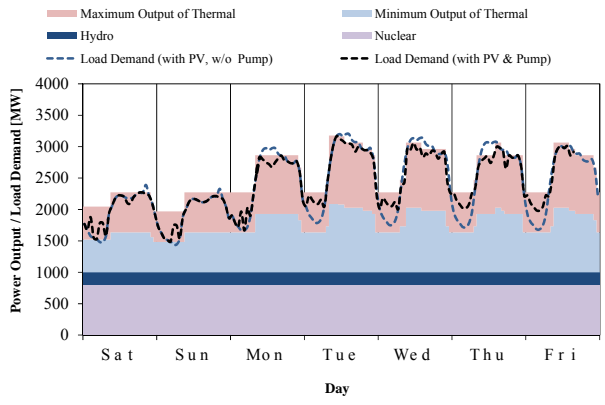
本章にて提案した手法における最適運用計画作成の結果について本節では検討を行う。図 3.8～3.15 にそれぞれ(a) 全発電機出力上下限, (b) 週間運用計画, (c) 揚水発電所運用計画を季節及び PV 導入量と発電機故障の有無の違いで合計 8 ケースにおいて示す。表 3.5 にシミュレーション条件をまとめた。

表 3.5 本節におけるシミュレーション条件

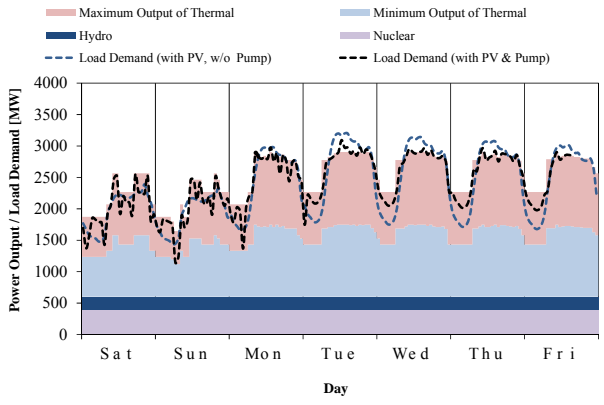
	季節	PV 導入量	発電機故障
Case 1	夏期	0 [MW]	無し
Case 2	夏期	0 [MW]	有り
Case 3	夏期	1000 [MW]	無し
Case 4	夏期	1000 [MW]	有り
Case 5	春期	0 [MW]	無し
Case 6	春期	0 [MW]	有り
Case 7	春期	1000 [MW]	無し
Case 8	春期	1000 [MW]	有り

故障する発電機は、ここでは一例としてモデル系統で一番出力の大きい原子力機 1 台 (400MW) 故障時を想定した。

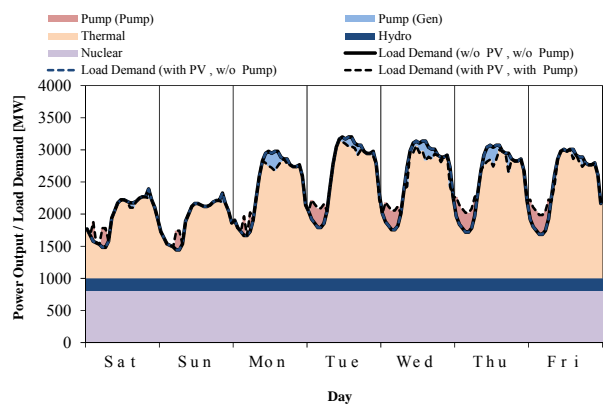
図 3.8 の Case 1 では、夏期の PV 導入量 0 [MW] の条件なので、揚水発電所の運用計画は平日の昼間に発電運転を行って夏期の昼間の重負荷を供給している。週間を通じて需要が小さくなる週末の深夜に揚水運転を行い、貯水量を多く保った状態で平日の運用に移行しているのも見て取れる。このケースにおける揚水発電所の運用は負荷平準化による火力機の燃料費削減であり、一般的な揚水発電所の運用であると言える。図 3.9 の Case 2 においては、系統最大の発電機が故障した事により、揚水発電所は昼間時において最大限稼働させる運用計画となっているのが見て取れる。この場合は経済性よりも供給支障の解消させるために揚水発電所が運用されていると言えるであろう。図 3.10 の Case 3 においては、PV が 1000 [MW] 導入された状態であり、日曜日の昼間に揚水運転を行っている。平日においては 0 時以降の深夜帯で揚水運転を行い、夕方以降の夜間で発電を行っている。これは昼間に PV が発電を行うため、PV 出力を差し引いた電力需要は夕方以降の夜間が最も大きくなるためである。図 3.11 の Case 4 では週末に揚水運転を行い、貯水量を多く保った状態で、週間で差し引き需要が大きくなる火曜日と水曜日の夜間で発電を行っている。PV が発電を行うため、発電機故障が発生していても昼間の供給力は余裕があるため、昼間時は運用を行っていない。図 3.12 の Case 5 では、春期で電力需要が小さいため揚水発電所は殆ど運用を行っていない。しかしながら図 3.13 の Case 6 では発電機故障が発生し火力機に分担される需要が大きくなっているため、揚水発電所の運用を行い負荷平準化を行っている。図 3.14 の Case 7 においては、春期で PV が 1000 [MW] 導入されており、週末昼間において余剰電力が発生するため揚水運転を行っている。特に土曜日に揚水運転を行った分は、日曜日の昼間に揚水運転を行うために、その日の夜間で発電を行っていることが見て取れる。図 3.15 の Case 8 になると固定出力の発電機が故障することにより、系統の最低出力が低下するため余剰電力は発生せず、週末は殆ど運用を行わない結果となった。



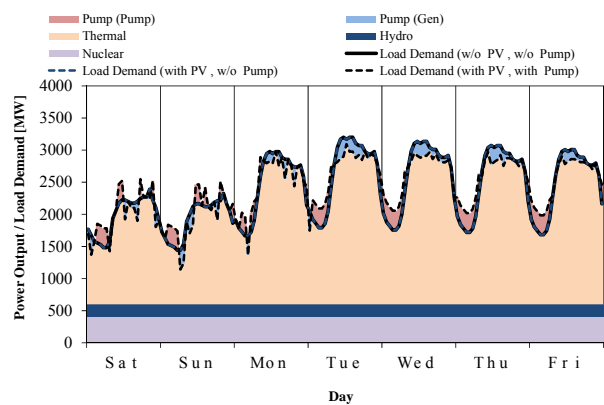
(a) 全発電機出力上下限



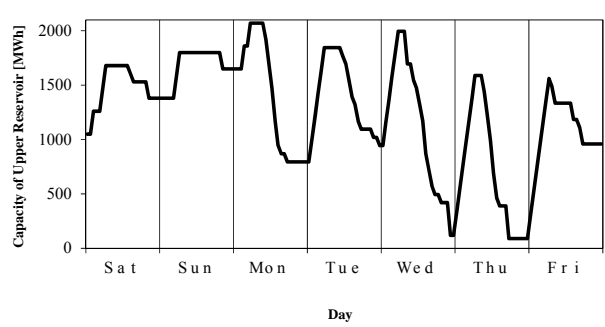
(a) 全発電機出力上下限



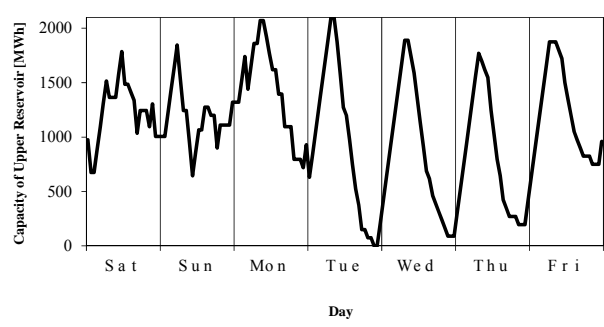
(b) 週間運用計画



(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



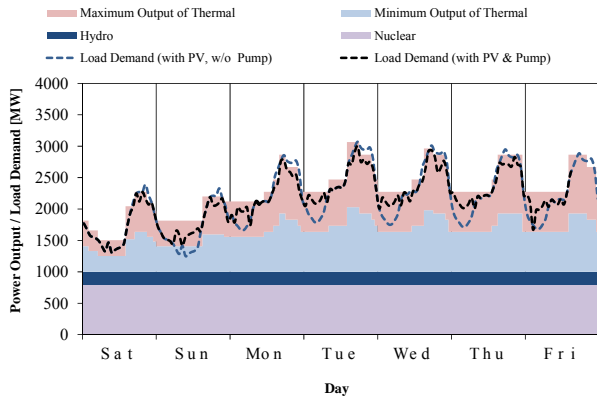
(c) 揚水発電所運用計画

図 3.8 計算結果 Case 1

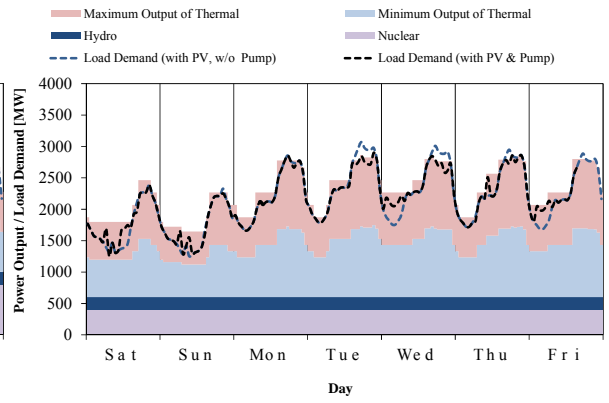
図 3.9 計算結果 Case 2

【夏期 PV 導入量 0[MW] 発電機故障無し】

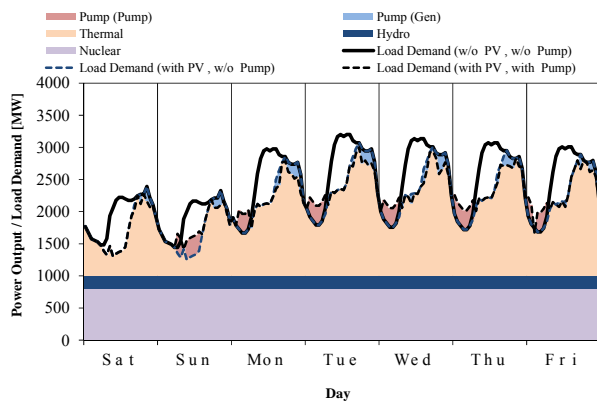
【夏期 PV 導入量 0[MW] 発電機故障有】



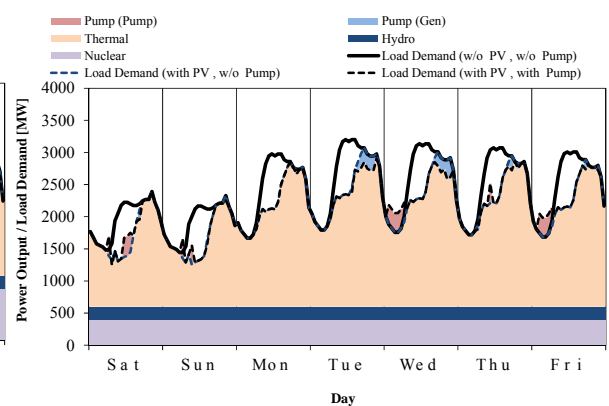
(a) 全発電機出力上下限



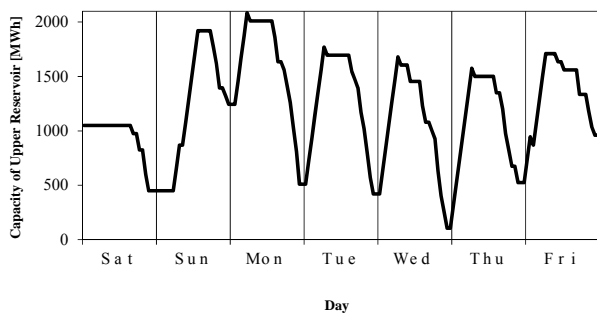
(a) 全発電機出力上下限



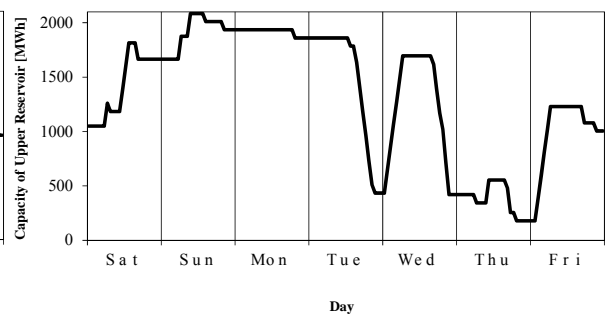
(b) 週間運用計画



(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



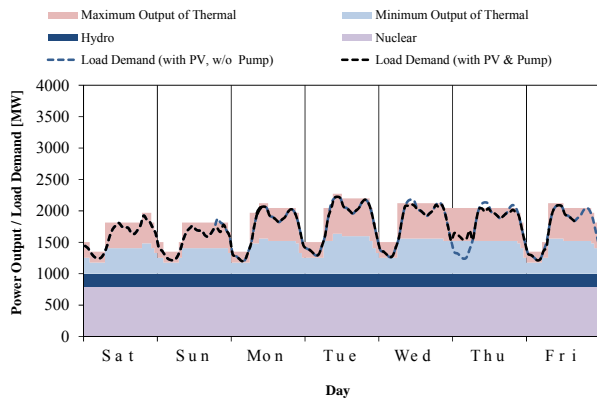
(c) 揚水発電所運用計画

図 3.10 計算結果 Case 3

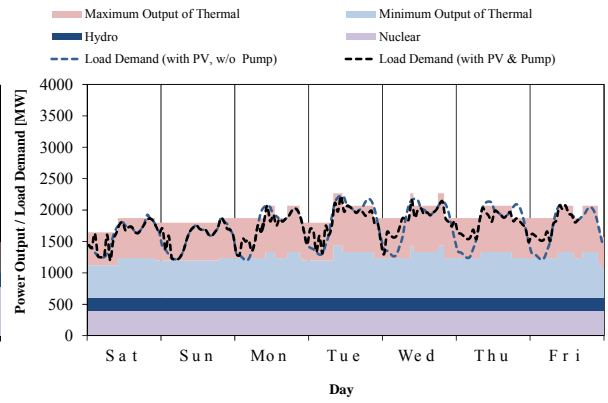
【夏期 PV 導入量 1000[MW] 発電機故障無】

図 3.11 計算結果 Case 4

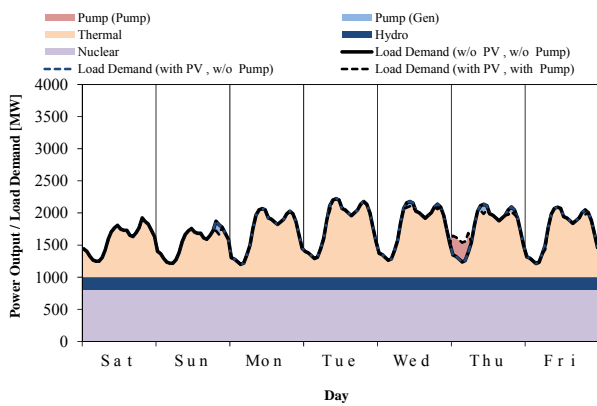
【夏期 PV 導入量 1000[MW] 発電機故障有】



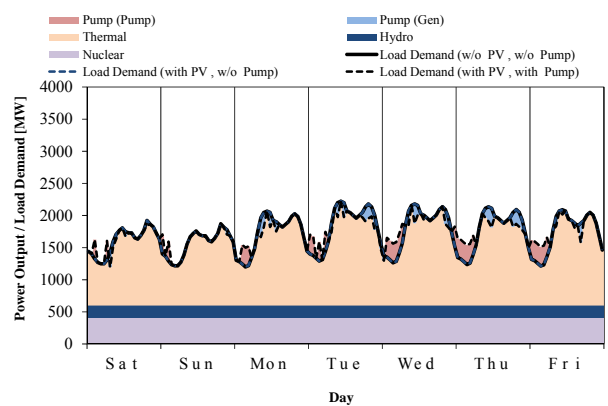
(a) 全発電機出力上下限



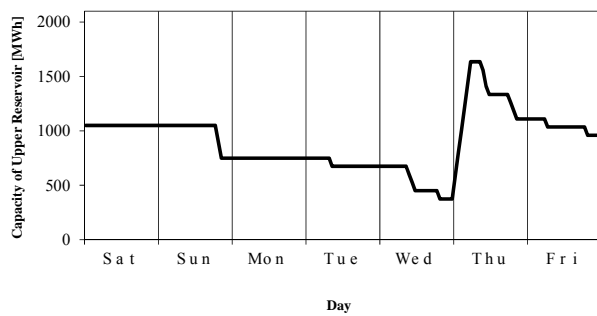
(a) 全発電機出力上下限



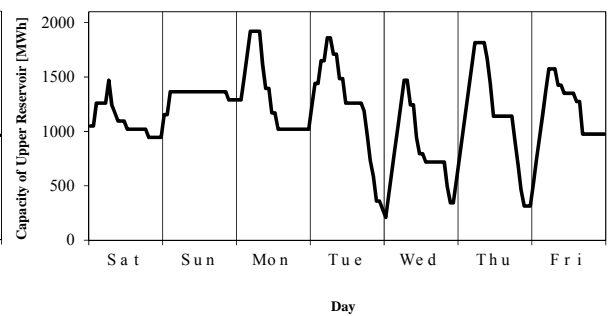
(b) 週間運用計画



(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



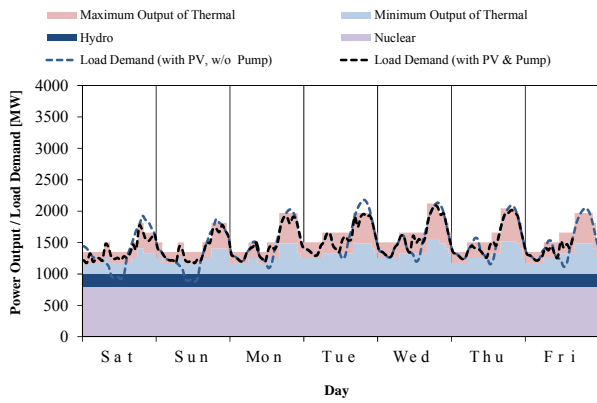
(c) 揚水発電所運用計画

図 3.12 計算結果 Case 5

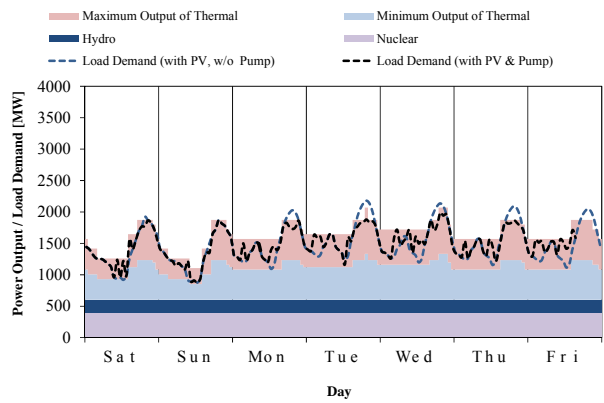
【春期 PV 導入量 0[MW] 発電機故障無】

図 3.13 計算結果 Case 6

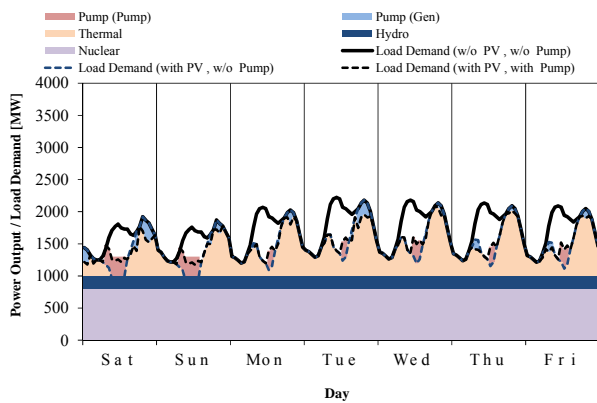
【春期 PV 導入量 0[MW] 発電機故障有】



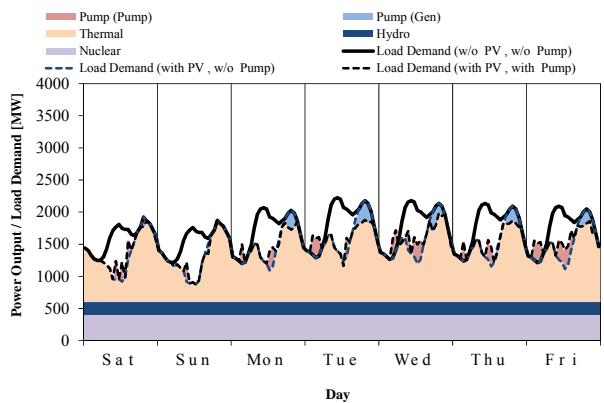
(a) 全発電機出力上下限



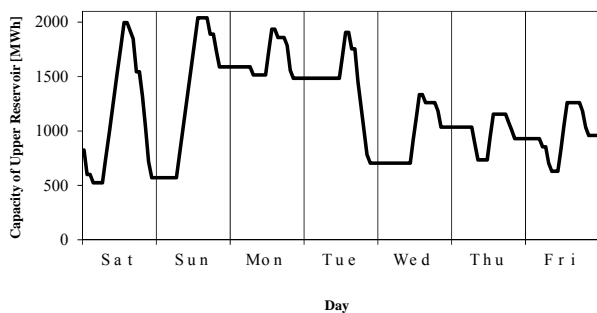
(a) 全発電機出力上下限



(b) 週間運用計画



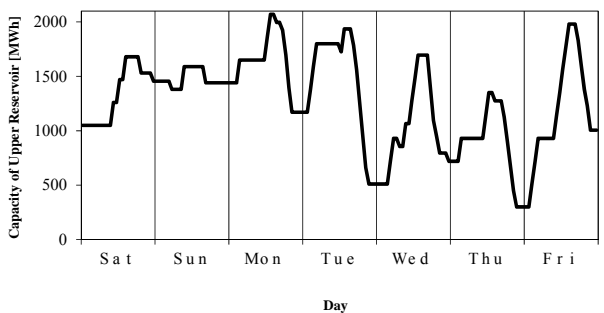
(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画

図 3.14 計算結果 Case 7

【春期 PV 導入量 1000[MW] 発電機故障無】



(c) 揚水発電所運用計画

図 3.15 計算結果 Case 8

【春期 PV 導入量 1000[MW] 発電機故障有】

### 3.4 まとめ

本章では、週間需給シミュレーションに必要な週間運用計画作成手法について述べた。平日と週末で電力需要が大きく異なるという我が国特有の電力系統の事情に鑑み、週間運用計画に着眼点を置き最適化を行うことを検討した。特に PV 大量導入時においては、電力需要が小さくなる週末の昼間に余剰電力が発生することが見込まれるため、昼間時に揚水発電所において揚水運転を行うなど、従来の運用から大きく異なる運用となることが想定される。そのため土曜日から計画作成を開始する手法を採用した。これは、軽負荷である週末に PV の余剰電力を利用して揚水発電所を揚水運転させ、貯水量を確保することを考慮したためである。本研究においては、揚水発電所を含む電力系統の週間運用計画を最適化するために、メタヒューリスティクスであるタブーサーチを最適化手法として用いた。タブーサーチは局所最適化を得意とし、シンプルなアルゴリズムであるため、本研究のように最適化計算回数が多く、計算負荷を削減したい場合において適して手法である。揚水発電所の運用計画を制御変数とし、週間燃料費の最小化を目的関数として最適化する手法を提案し検証を行った。揚水発電所の運用計画に対して、火力機の起動停止計画を従属的に決定するが、その手法には組み合わせ数の増大の問題を考慮し、優先順位法によって起動台数の候補を絞った上で、動的計画法による解法を採用した。

更に週間需給シミュレーションにおいては、発電機の故障を考慮した運用計画の作成手法が必要となることを念頭に置いて、それを考慮することができるように運用計画作成における需給バランスの制約条件を、目的関数にペナルティ項を付加することで緩和し、発電機故障によって、電力需要に対して供給力が不足するような条件においても最適な運用計画の作成を実現した。

揚水発電所の運用計画は夏期の PV 導入がない条件においては、週末および平日の夜間に揚水運転を行い、電力需要が大きくなる平日の昼間で発電を行う結果となった。この運用は負荷平準化となり、現状の揚水発電所運用と同じである。それに対し PV が大量に導入された場合には、PV が発電を行う昼間において、PV 出力を差し引いた電力需要が小さくなるためこの時間帯で揚水運転を行い、PV 出力が低下し差し引きの電力需要が日間最大となる夜間において、発電運転を行う運用結果となり、現状の運用から大きく異なる結果となった。また、電力需要が大きい夏期において発電機故障が生じた場合に、昼間の電力需要のピーク時における供給力が不足するような条件であっても、揚水発電所が発電運転を行い供給力の不足を補填する運用計画の作成結果が得られており、ペナルティ法によって発電機故障を考慮した運用計画の作成が可能となった。

次章では本章における運用計画作成手法を用いた、週間需給シミュレーション手法について述べる。

## 第 4 章 週間需給シミュレーション手法

### 4.1 概要

本章では、前章で述べた週間運用計画作成手法を用いた週間需給シミュレーション手法について述べる。PV の大量導入を見据えて、揚水発電所の運用計画を従来から大きく変更した場合においては、電力系統全体の運転予備力という揚水発電所が持つ役割に対する影響の検証が必要となる。揚水発電所の従来の運用としては、夏期などの電力需要の大きな季節においては、主に需要のピークとなる昼間時に発電運転を行い、需要が小さくなる深夜において揚水運転を行う。PV が導入されていない場合においては、前章における揚水発電所の運用計画の作成結果から見ても分かる通り、夏期においては電力需要のピーク時には揚水発電所の貯水量は比較的多い状態を保っているのが見て取れる。一方で春期の電力需要が小さい条件では、揚水発電所は殆ど運用を行わず、その貯水量は週間で一定に近い状態である。PV が大量に導入された場合における揚水発電所の運用は、夏期の休日においては昼間時に揚水運転を行い、貯水量の多い状態で月曜日を迎え、平日においては夜間に発電運転を行い、深夜に揚水運転を行っている。春期においては休日と平日共に昼間に揚水運転を行っている。このような状況において、PV 大量導入時にはその出力変動の影響が大きくなり、系統全体の需給バランスへの影響を算定する必要がある。本研究においては、電力需要変動、PV 出力変動、発電機故障の 3 つの不確実性を考慮したモンテカルロシミュレーションを行い、系統全体の供給信頼度を算出する。また、同時に系統全体の運用コストとして、火力機の週間燃料費も算出する。一般的に系統全体の供給信頼度と燃料費は相反する。これは予備力を確保するために火力機の起動台数を増加させたり揚水発電所を揚水運転すれば、供給信頼度は向上するが、その半面燃料費は増大する。逆に予備力の確保量を最小限に留めれば、系統の燃料費は削減できるが、PV 大量導入時などの不確実性が大きい条件においては、供給信頼度は低下する。これらの関係を定量的に評価するために、まず週間燃料費最小化のみを考慮した運用計画を作成し、不確実性を考慮した週間需給シミュレーションによって供給信頼度と燃料費を評価する手法について述べる。

### 4.2 週間需給シミュレーションモデル

本研究における週間需給シミュレーションの概念を図 4.1 に示す。前述の通り、運用計画の作成の時点では PV の kW 価値を全て見込み、PV が 1 週間連続で晴天時の出力をする と仮定して週間運用計画を作成している。その計画に対して天候の変動を考慮したモンテカルロシミュレーションを行う。当然ながら揚水発電所の貯水量は PV が出力低下すれば少なくなるし、余剰電力が出れば運用計画よりも増える事になる。しかし、PV の kW 価値を全て見込んで計画を作成しているため、余剰発生リスクよりも供給不足リスクの方が大きい。そのため、モンテカルロシミュレーション中では貯水量が計画よりも減少することによる供給支障発生が見込まれる。実システムの運用を鑑みると、週間運用計画にて大まかな発電計画を作成した上で、毎日翌日の運用計画を常に修正しながら運用を行っている。そ



ここで本研究においては、モンテカルロシミュレーション中に最適化計算を導入し、翌日以降の運用計画を修正しながら、シミュレーションを行う。

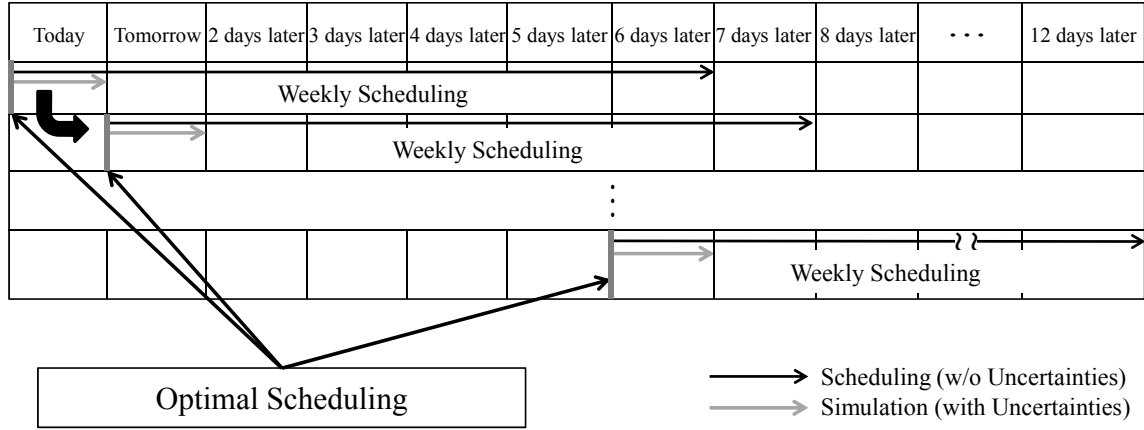


図 4.1 週間需給シミュレーションの概念図

本手法における週間需給シミュレーションのフローチャートを図 4.2 に示す。週間需給シミュレーションにおいては以下の処理を行う。

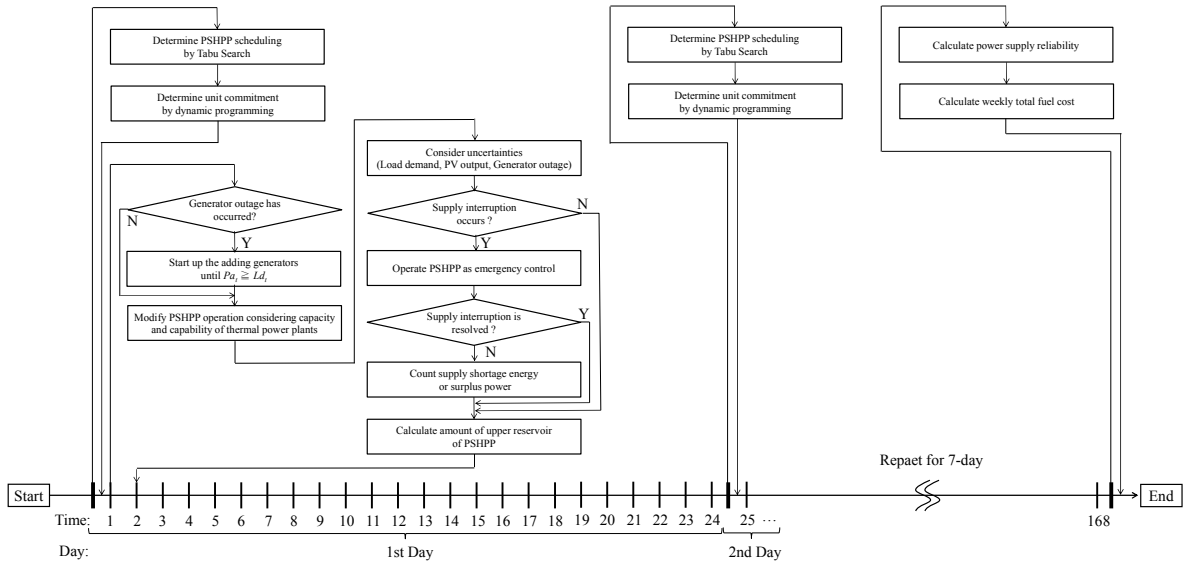


図 4.2 週間需給シミュレーション 1 回の試行のフローチャート

#### 4.2.1 初期条件の入力

シミュレーション条件を入力し、シミュレーションに必要なデータの計算を行う。シミュレーションに必要なデータは、季節ごとの電力需要曲線の算出、PV 導入量毎の PV の出力曲線、予備率から必要予備力の算出等がある。算出が完了したら、シミュレーション日  $d=1$  時刻  $t=1$  とし、シミュレーションを開始する。

#### 4.2.2 週間運用計画の作成

$d \sim d+6$  日までの晴天時の PV 出力を考慮した 1 週間分の電力需要に対して、週間火力機燃料費最小となる揚水発電所運用計画を含む、電力系統運用計画を、第 3 章にて述べたタブーサーチを用いた最適化計算によって作成する。火力機起動停止計画は揚水発電所の運用計画に対して DP 法を用いて従属的に作成される。

#### 4.2.3 揚水発電所貯水量制約の考慮

時刻  $t$  における揚水発電所の貯水量  $Pc_t$ 、揚水発電所定格出力  $P_{\max}$  よび揚水発電所の総合効率  $\eta_p$  から、式(4.1)および(4.2)によって時刻  $t$  における揚水発電所発電可能量  $P_{\text{gen}}$  と揚水可能量  $P_{\text{pump}}$  を算出する。

$$P_{\text{gen}} = \min[P_{\max}, Pc_{t-1}] \quad (4.1)$$

$$P_{\text{pump}} = \min\left[P_{\max}, \frac{Pc_{\max} - Pc_{t-1}}{\eta_p}\right] \quad (4.2)$$

上記の様に、揚水発電所の運用計画が貯水量制約を超えていた場合は、その制約内に運用計画を訂正する。

#### 4.2.4 発電機故障発生時の他の発電機の追加起動

時刻  $t-1$  以前において発電機故障が生じていた場合には、式(4.3)の様に火力機以外も含む  $N$  台の全発電機の最大出力  $P_i$  の和と揚水発電所の発電可能量  $P_{\text{gen}}$  が時刻  $t$  における不確実性を考慮する前の電力需要  $Ld_t$  を満たすまで火力機を追加起動する。ここで  $u_i$  は発電機  $i$  が起動時には 1 停止時には 0 を表す状態変数である。この追加起動の処理は時刻  $t-1$  において発電機故障が生じていて、次の時刻で供給力不足が生じる事が明らかであるため、事前に時刻  $t$  で起動する様に中央給電指令所などで指令が出ている事を想定している。

$$Pa_t = \sum_{i=1}^N u_i P_{i,\max} + P_{\text{gen}} \geq Ld_t \quad (4.3)$$

#### 4.2.5 揚水発電所運用計画の修正

揚水発電所が計画通りに運用が行えるかをチェックする。時刻  $t$  における揚水発電所運用計画  $Ps_t$  を貯水量制約と電力系統の全発電機の需給予備力制約の範囲内に修正する。

まず、時刻  $t$  において起動している全発電機の最大出力の和から、火力機の上げ代  $R_h$  を算出する。また同様に時刻  $t$  において起動している全発電機の最小出力の和から下げ代  $R_l$  を算出する。

$$R_h = \sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,\max} - Ld_t \quad (4.4)$$

$$R_l = Ld_t - \sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,\min} \quad (4.5)$$

揚水発電所の運用計画が、算出した上げ代と下げ代の範囲内に収まっているかを検証し、逸脱していた場合は、それぞれの範囲内に訂正する。

$Ps_t > 0$  かつ  $Ps_t > R_l$  のとき

揚水発電所の出力が正であり、かつその出力が火力機の下げ代よりも上回っている時には、そのまま運用を行うと供給過剰となるため、出力を制限する。

$$Ps_t = R_l \quad (4.6)$$

$Ps_t < 0$  かつ  $-Ps_t > R_h$  のとき

揚水発電所の出力が負であり、かつその出力の負をとったもの（すなわち揚水発電所の揚水動力となる）が火力機の上げ代よりも上回っている時には、そのまま運用を行うと供給不足となるため、以下に示す式によって出力を制限する。

$$Ps_t = -R_h \quad (4.7)$$

#### 4.2.6 不確実性の考慮

乱数を用いて、電力需要・PV出力・発電機故障の3種類の不確実性を発生させる。ここで発電機の故障台数は最大で1台までとし、時刻  $t$  において同時に複数の発電機故障が生じた場合には起動順位が低いものを故障させるとした。

電力負荷需要の変動は正規分布に基づく乱数を用いた。乱数の平均は1とし、標準偏差は3%と需要変動が比較的大きいモデルとした。各時間断面における変動を考慮した電力需要  $Lf_t$  は式(4.8)によりあらわされる。

$$Lf_t = Ld_t \times F_l \quad (4.8)$$

ただし

$Ld_t$ : モデル系統によって与えられた負荷電力需要

$F_l$ : 平均1, 標準偏差3%の正規分布にもとづく乱数

PVの出力変動も各時間断面において、乱数を使って模擬する。各時間断面におけるPVの出力  $PV_{dt}$  は式(4.9)の様に、天候に応じて乱数を乗じる。

$$PV_{dt} = PV_{gt} \times F_p \quad (4.9)$$

ただし

$PV_{gt}$ : 時刻  $t$  における理想的なPV出力

$F_p$ : 天候に応じた乱数

天候による式(4.9)の  $F_p$  は表4.4に示した、正規分布に基づく乱数による値とした。

表 4.4 天候に応じた乱数の値

Weather	Average	Standard Deviation [%]
Sunny	1	3
Cloudy	0.5	20
Rainy	0.1	0.03

本研究においては、天候の予測は完全に不可能であると仮定し、また天候は各時間断面においてランダムに1/3の確率で変動するものとした。

乱数のパラメータ設定には、PV の設備利用率が 12%程度[36]であるため、その値に近づけるように設定した。設備利用率とは式(4.10)で表される様に、年間の実際の発電電力量を、定格出力における年間発電電力量で除した値である。

$$E_f = \frac{E_y}{P_r \times 365 \times 24} \quad (4.10)$$

ただし

$E_f$ : 設備利用率

$E_y$ : 年間発電電力量

$P_r$ : 定格発電電力

PV は日中しか発電できない上、その発電量は日射量に強く依存するため、設備利用率は他の発電所に比べて非常に低い。各天候における変動成分を除いた PV の出力を図 4.3 に示す。

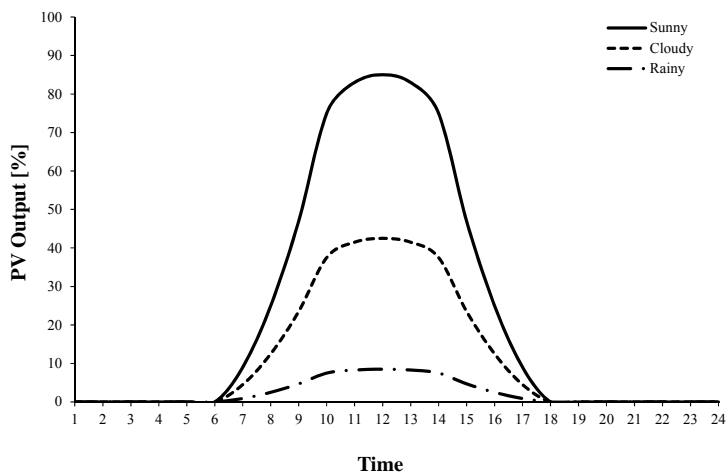


図 4.3 各天候における PV 出力

発電機の故障は各発電機の故障率 $\lambda_i$ で、故障するものとした。同様に故障した発電機は $\mu_i$ の復旧率で復旧するものとする。各発電機の故障率、復旧率は式(4.11)で与えられる。

$$\lambda_i = \frac{1}{MTBF_i}, \quad \mu_i = \frac{1}{MTTR_i} \quad (4.11)$$

ただし

$MTBF_i$ : 発電機  $i$  の平均故障間隔(Mean Time Between Failure)

$MTTR_i$ : 発電機  $i$  の平均修理時間(Mean Time To Repair)

#### 4.2.7 供給支障発生時の緊急運用

前節で述べた不確実性を考慮した結果，需要と供給のミスマッチが生じている場合には，それを解消する様に発電機の出力再配分および揚水発電所の運転を作成してある運用計画によらず緊急運用として行う。発電機出力再配分，ならびに揚水発電所緊急運用を行っても供給支障が解消されない場合には時刻  $t$  において供給支障が発生しているものとし，その発生量を記録する。

もし，時刻  $t$  で需給アンバランスにより供給支障が発生した場合には，まず時刻  $t$  で起動している火力機の出力をその出力上下限内で調整する。例えば図 4.4 に示す様に，週間需給シミュレーション中の，時刻  $t$  において発電機 3 に故障が発生し，供給力不足となった場合には，他の火力機が最大出力まで出力を調整する。火力機の調整幅のみで支障が解消できない場合には，さらに揚水発電所を緊急運転として発電運転させる。需要の変動や PV の出力変動が発生した場合も同様に対処する。もし余剰電力が生じた場合は，起動している火力機を最低出力まで低下させ，それでも余剰が解消しなかった場合には，揚水発電所で緊急時制御として揚水運転を行う。この 2 段階の再配分を行っても，供給支障が解消できなかった場合は，時刻  $t$  において供給支障が発生しているとしてカウントする。

時刻  $t$  で故障した発電機は式(4.11)に示す，発電機復旧率  $\mu$  で復旧するものとする。発電機が復旧するまでは，時刻  $t+1$  以降にて他の発電機が起動する。この起動する発電機は式(3.12)に示す優先順位の順番に起動していき，その時間断面の電力需要を満たすまで起動する。もし，起動できる発電機が無い場合には揚水発電所のみが補償に使える事になる。

また，揚水発電所を緊急運用として運用計画と異なる運用を行った場合には貯水量が変化し，本来運用を行う予定だった時間帯において，貯水量の不足もしくは満水が発生し，計画通りの運用が行えなくなる可能性がある。しかしながら緊急運用を行い，貯水量が本来の量から変化した場合において，どの時間断面までに計画通り戻すのかという問題は，モンテカルロシミュレーション中において逐一最適化問題を解く事になり，計算時間の観点から現実的ではない。そのため，本研究においては，緊急運用を行った場合においても，それ以後は貯水量制約に範囲内で計画通りの運用を行うものとしている。

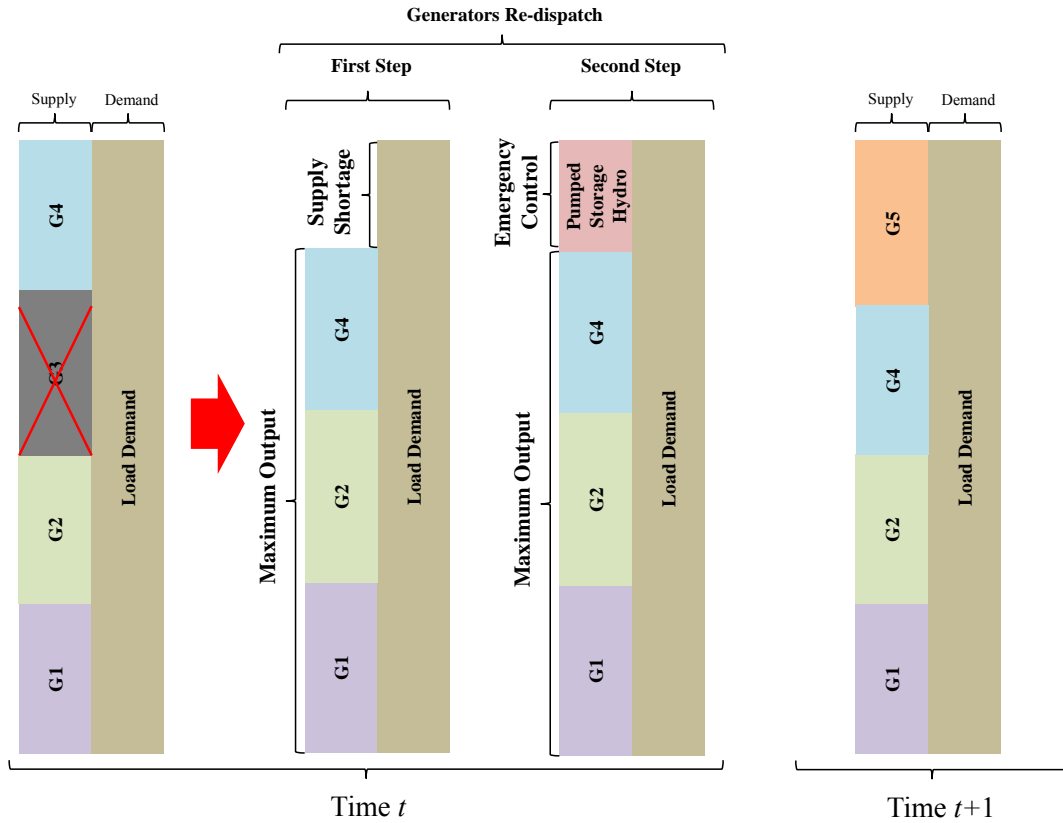


図 4.4 供給支障発生時の発電機再配分の様子

#### 4.2.8 運用後の処理

ここでは時刻  $t$  の運用を行った後の処理を行う。まず、供給不足量および余剰電力量の算出を行う。前節にて述べた供給支障発生後の緊急運用を行っても、供給不足または余剰電力が発生している場合には、その発生量を算出する。

$$lf_t - \left( \sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,\max} + P_{S_t} + P_{V_{dt}} \right) > 0 \text{ のとき (供給不足発生時)}$$

$$Sl_{t,c} = lf_t - \left( \sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,\max} + P_{S_t} + P_{V_{dt}} \right) \quad (4.12)$$

$$SS_{t,c} = 0 \quad (4.13)$$

$$Ll_{t,c} = 1 \quad (4.14)$$

$$LS_{t,c} = 0 \quad (4.15)$$

$\left(\sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,\min} + P_{S_t} + PV_{dt}\right) - lf_t > 0$  のとき (余剰電力発生時)

$$Sl_{t,c} = 0 \quad (4.12)$$

$$SS_{t,c} = \left(\sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,\min} + P_{S_t} + PV_{dt}\right) - lf_t \quad (4.13)$$

$$Ll_{t,c} = 0 \quad (4.14)$$

$$LS_{t,c} = 1 \quad (4.15)$$

次に、供給支障量を算出した後に、揚水発電所の時刻  $t$  の運用を行った後の貯水量を算出する。

$$\begin{cases} P_{C_t} = P_{C_{t-1}} - P_{S_t} (P_{S_t} > 0) \\ P_{C_t} = P_{C_{t-1}} - \frac{P_{S_t}}{\eta_T} (P_{S_t} < 0) \\ P_{C_t} = P_{C_{t-1}} (P_{S_t} = 0) \end{cases} \quad (4.16)$$

次に、時刻  $t$  における火力機燃料費  $F_{t,c}$  を算出する。また時刻  $t-1$  から時刻  $t$  において火力機の起動が生じている場合はその起動費  $St_{t,c}$  も算出する。

時刻  $t=t+1$  とし 5 へ戻る、ただし、 $24 \equiv t \pmod{24}$  となった時は、 $d=d+1$  とし、3.へ戻る。 $t=168$  で 1 回分の試行を終了する。また  $t=168$  で 1 回の試行を終了し、次の試行へと移行する。

## 4.2.9 シミュレーション終了後の処理

4.2.2 節～4.2.8 節の処理を 10,000 回繰り返したら週間需給シミュレーションを終了する。シミュレーション終了後に供給信頼度と燃料費を算出する。

前述の通り本研究では供給信頼度の指標として LOLP(Loss of Load Probability)を用いる。LOLP は供給不足の確率のみを表すこととする。LOLP の算出式を式(4.17)に示す。また余剰電力が生じている場合には式(4.18)に示した SPP(SPP: Surplus Power Probability) を用いて評価を行う。平均週間燃料費は式(4.19)で算出される。

$$LOLP = \frac{\sum_{c=1}^{10000} \sum_{t=1}^{168} Ll_{t,c}}{168 \times 10000} \quad (4.17)$$



$$\text{SPP} = \frac{\sum_{c=1}^{10000} \sum_{t=1}^{168} L_{s,t,c}}{168 \times 10000} \quad (4.18)$$

$$\text{COST} = \frac{\sum_{c=1}^{10000} \sum_{t=1}^{168} (f_{t,c} + s_{t,c})}{10000} \quad (4.19)$$

### 4.3 データベースを用いた最適化アルゴリズム

前節では、第 3 章にて述べた週間運用計画作成手法を用い、不確実性を考慮した週間需給シミュレーション手法について述べた。PV 出力変動・電力需要変動・発電機故障の 3 つの不確実性を考慮した上で、運用計画の評価を週間燃料費と供給信頼度の評価指標を用いて評価を行うものである。前述の通り、本研究においては週間需給シミュレーションの 1 回の試行に 7 回の最適化計算を行う。更にこの 1 周間のシミュレーションを 10,000 回実行するため、70,000 回の最適化計算を行う必要がある。本研究で用いたタブーサーチのアルゴリズムは非常にシンプルであり、そのアルゴリズム自体の計算負荷は他の最適化手法に比べると小さいものであるが、タブーサーチにおける解の評価には動的計画法による発電機起動停止問題を解く必要があり、更に動的計画法において各時間断面において発電機の起動台数の全候補に対して、経済負荷配分の計算を行わなければならない。1 回の経済負荷配分の計算に必要な時間は非常に小さいが、起動停止計画を求めるには、最大で系統の全火力機の台数×時間断面の組み合わせの数だけ経済負荷配分の計算の必要がある。更にこれをタブーサーチにおいて繰り返し計算を行うと、総合的な経済負荷配分の計算時間は大きな計算負荷となる。

また、タブーサーチにおいても最適な揚水発電所運用計画を探索する際には、初期解の選び方によって最適解までの到達に必要な繰り返し回数が大きく削減できる。

#### 4.3.1 経済負荷配分の高速化

まず、本研究においては前述の通り優先順位に基づいて発電機が起動していくため、とある電力需要  $P$  に対して需給バランスを満たせる発電機の組み合わせは最大でも火力機の台数分で済む。実際には火力機の出力上加減の制約があるので、図 4.5 に示したように実行可能な解の組み合わせは更に少なくなる。すなわち仮に (火力機の台数) × (火力機で賄える電力需要を離散化した総数) の全組み合わせを計算しても、オフラインで計算するのであれば大した計算量ではない。

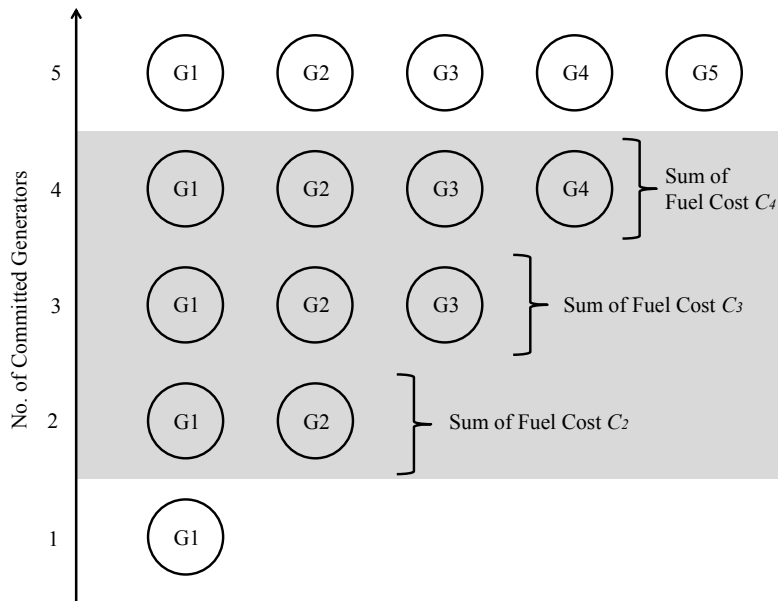


図 4.5 ある需要に対して取り得る発電機の起動台数の例

この計算を予めオフラインで予め計算しておき、計算機のメモリに記憶しておけば、週間需給シミュレーション中における計算量は飛躍的に減らす事ができる。ただし、電力需要のうち火力機分担分がその時間断面における全火力機の最低出力を下回っていた場合（余剰電力発生時）には、その時間断面の燃料費は最低出力時における燃料費とする。同様に火力機分担分が全火力機の最大出力を上回っていた場合（供給不足発生時）にはその時間断面の燃料費は最大出力時における燃料費とする。当然これらの仮定は、余剰電力分及び供給不足分の燃料費は計算が不可能であるためである。

図 4.6 に火力機で配分可能な電力需要に対する経済負荷配分のデータベースの概念図を示す。図中の  $C_{\text{MIN}+P,N}$  は、火力機に配分する電力需要  $P$  に対して  $N$  台の火力機で経済負荷配分を行った際の単位時間あたりの燃料費を表している。縦軸は、火力機に配分可能な電力需要を離散化している。これは言い換えると電力系統の火力機が 1 台起動場合におけるその発電機の最低出力から、全火力機の最大出力の和までの間を離散化している。ここでは火力機への負荷配分は 1MW 刻みとしている。横軸は発電機の起動台数を表しており、灰色で塗った部分はその電力需要に対して、各発電機の上下限制約を満たすことができる、火力機の起動台数となる。これをオフラインでそれぞれ計算し、データベースとして構築する。

No. of Committed Generators

	$C_{MIN, 1}$	$C_{MIN, 2}$	$C_{MIN, 3}$	...	$C_{MIN, N}$
Load Demand	$C_{MIN+1, 1}$				
	$C_{MIN+2, 1}$				⋮
	⋮				
	$C_{MAX, 1}$		...		$C_{MAX, N}$

図 4.6 火力機で配分可能な離散化した全需要に対する経済負荷配分の計算

本研究においては、週間需給シミュレーション中において発電機故障を考慮した運用計画を作成する必要がある。発電機が故障した場合にはその故障した発電機を除外して経済負荷配分を行わなければならないため、図 4.6 のデータベースを更に拡張し、図 4.7 の様に各発電機が故障した場合における経済負荷配分のデータベースをそれぞれ作成しておく。このようなデータベースを構築しておくことで、週間需給シミュレーションシミュレーション中において、発電機故障が生じた場合においても、経済負荷配分の計算を行うことなく、計算機のメモリ上のデータベースから、燃料費を読み出すことができ計算時間の大幅な削減に寄与することができる。

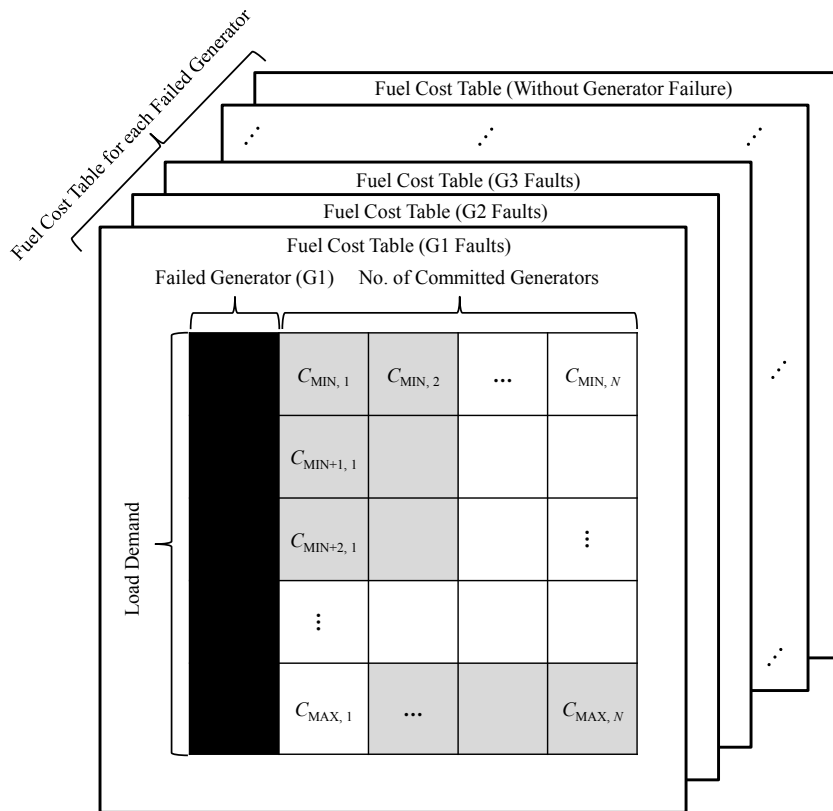


図 4.7 故障発電機毎の経済負荷配分データベースの構造

### 4.3.2 最適運用計画データベース

揚水発電所の運用計画作成には、3.2 節にて示したタブーサーチを用いた最適化手法によって運用計画の最適化を行う。タブーサーチのアルゴリズムは、初期解から近傍解を生成し、その近傍解の評価を行う。その近傍解の中から評価値が良好であったものに現在解を移行する。これを繰り返して探索を行っていくシンプルなものである。タブーサーチ自身のアルゴリズムは計算負荷の小さいものであるが、本研究においては近傍解の評価には、それぞれの解に対して発電機起動停止問題を解く必要があり、この部分が最も計算負荷が高くなっている。すなわち、タブーサーチの繰り返し試行数を減らし、解評価の回数を削減することが計算負荷の削減に大きく寄与するのは言うまでもないであろう。経済負荷配分の高速化については前節で述べた通りであるが、本節においてはタブーサーチの繰り返し試行数の削減について述べる。

タブーサーチは繰り返しを行う毎に近傍界に遷移をしていく計算方法であるため、その特性上局所解の探索能力に優れている。しかしながら GA (Genetic Algorithm) や PSO (Particle Swarm Optimization) の様に大域的探索能力には優れないという欠点がある。タブーサーチにも、局所解に陥らない様にタブーリストを用いているが、突然変異を用いる GA や粒子群で探索を行う PSO に比べると大域的探索能力は低いと言えよう。しかしながら本研究で取り扱う揚水発電所運用計画の最適化においては、前章における様々な条件における計算結果から明らかな様に、基本的に揚水発電所の運用は発電機故障が生じていない場合においては電力需要が高い時間断面において発電運転を行い、電力需要が小さくなる時間断面において揚水運転を行うという定性的な考察結果が得られた。PV が大量導入された条件においても PV 出力を考慮した差引の電力需要が小さくなる昼間において揚水運転を行い、PV の発電出力が減少する夕方以降の夜間において発電運転を行うという結果が得られている。また発電機故障が生じ、電力需給バランスが満たせない様なシミュレーション条件においては、供給支障電力量を小さくするために供給力不足が生じる時間断面において発電運転を行っている。これらより揚水発電所の運用計画の最適化においては、大域的な最適解はある程度予見ができ、そこから局所最適化を行えば準最適解が得られる。本研究における運用計画作成においては、厳密に最適解の探索が目的では無いため、計算時間を現実的な時間に収めるためにデータベースを用いた手法を提案する。

この手法は、シミュレーション条件毎に揚水発電所運用計画をデータベースに記録しておき、運用計画を作成する際には、シミュレーション条件が近い解をデータベースより呼び出し、その解を初期解として最適化を行う。この初期解からタブーサーチによって局所最適化を行うことによって、繰り返し回数を削減し高速な運用計画の作成を実現する。

運用計画の分類は、1.揚水発電所の初期貯水量、2.運用計画作成の曜日（計画作成初期日）、3.故障発電機（故障の有無及び故障発電機の種別）の3つを季節および PV 導入量の条件ごとに区分けしてデータベースを作成する。揚水発電所の初期貯水量は、時刻  $t=1$  における揚水発電所貯水量を図 4.8 に示す様に 10 段階に分割し、それぞれの初期貯水量毎に計算を行う。故障発電機に関しては前節で示した経済負荷配分と同様に、故障発電機を除外した場合の運用計画を計算しておく。

解集団の構造は図 4.9 の様に、初期貯水量・最適化開始日・故障発電機の3つをパラメータとしそれぞれ最適化計算を行っておく。この解集団をシミュレーション条件（季節・PV 導入量）毎に作成しておく。週間需給シミュレーションにおける最適運用計画作成におい

では、計画作成の条件と近い条件を選択しデータベースから読み出す。その解を初期解として探索を行う事で、探索に必要な試行回数の減少が見込まれる。また、探索中に解集団よりも良好な解が見つかった場合には、解集団に記録されている解を随時更新していく。この様にすることで計算時間を短縮した上で、より最適な解を学習することが出来る。

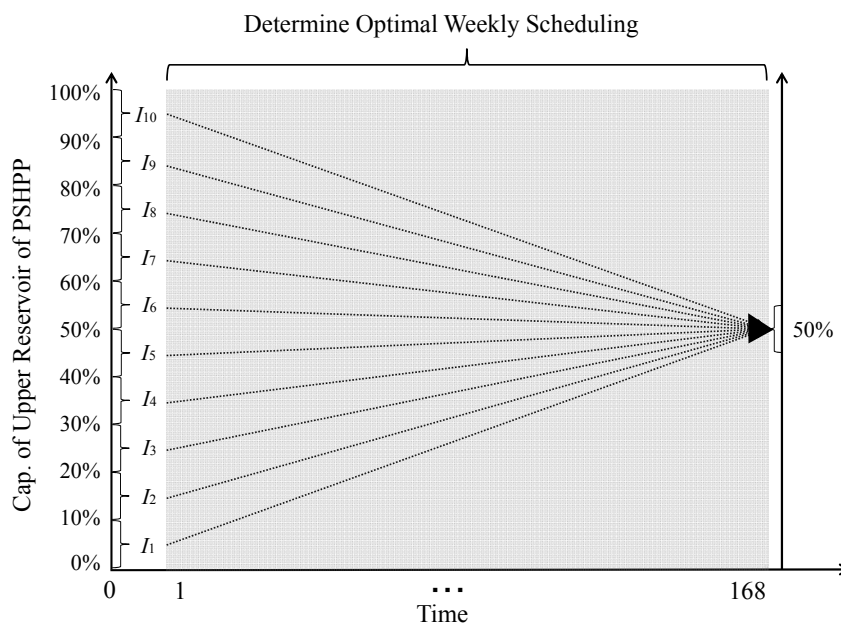


図 4.8 揚水発電所運用計画の初期貯水量毎の分類

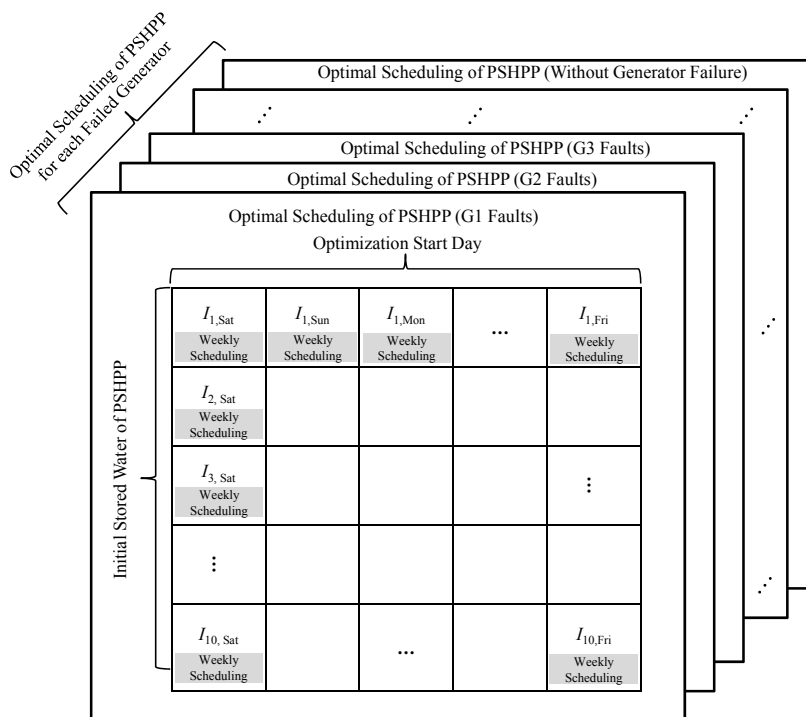


図 4.9 最適解を格納したデータベースの構造イメージ

本研究において用いたデータベースの構造は図 4.10 に示した様に, 1. シミュレーション条件 (季節・PV 導入量), 2. 運用計画作成開始日, 3. 揚水発電所初期貯水量, 4. 故障発電機の 4 つの項目で分類されている。データベースの総容量は,  $4 \times 7 \times 10 \times 31 = 8,680$  通りとなり, それぞれの条件における最適解とその運用コストが記録されている。

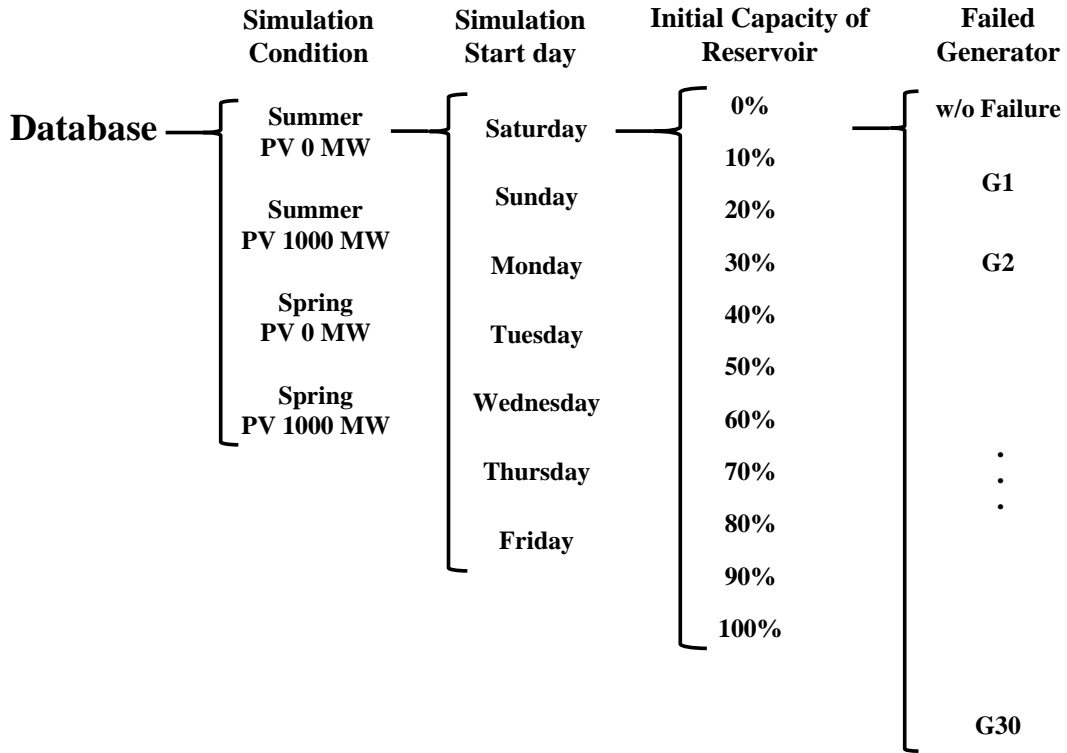


図 4.10 本研究で用いたデータベースの構造

### 4.3.3 データベースからの読み出し

週間需給シミュレーションにおける最適運用計画作成においては, データベースより, 1. シミュレーション条件, 2. 運用計画作成日, 3. 揚水発電所初期貯水量, 4. 故障発電機の 4 つのパラメータを用いて, シミュレーション中の条件から, 最も近いものを選択する。データベースにおける揚水発電所初期貯水量のパラメータ  $C_p$  に関しては, 揚水発電所の上池総容量  $P_{C_{\max}}$  と, 時刻  $t-1$  における  $P_{C_{t-1}}$  (ただし,  $t=1$  のときは容量の 50%) から, それぞれ式(4.20)によって 10 段階に分類され, そこから正の無限大方向に丸め込み自然数とする。

$$C_p = 10 \times \frac{P_{C_{t-1}}}{P_{C_{\max}}} \quad (4.20)$$



## 4.4 シミュレーションによる検証

### 4.4.1 経済負荷配分の計算時間削減効果

本節ではデータベースを用いた最適化アルゴリズム計算時間削減効果について考察を行う。まず経済負荷配分の高速化の効果と、火力機に配分する電力需要を離散化したことによる誤差について検討を行う。表 4.5 にシミュレーション条件毎に、同じ揚水発電所運用計画に対して高速化手法を用いた場合と、従来通り逐一負荷配分を計算した場合の双方において、発電機起動停止計画を 10000 回行った際における計算時間を示す。

表 4.5 経済負荷配分計算時間の削減効果

	Summer		Spring	
	PV 0 [MW]	PV 1000 [MW]	PV 0 [MW]	PV 1000 [MW]
w/o Database	63.5 sec.	58.2 sec.	55.2 sec.	49.8 sec.
with Database	15.6 sec.	13.2 sec.	10.8 sec.	9.6 sec.

これらより経済負荷配分 1 回にかかる時間に関しては、双方とも非常に小さいものであるが、10000 回と回数を重ねていくと、計算時間の差として効果が顕著に現れてくる。

次に経済負荷配分を高速化したことによる計算誤差について検討を行う。ここで問題となってくるのは、連続値である確率的な変動込みの差引電力需要を、離散値とする時の誤差である。表 4.5 と同様の条件における計算結果の誤差を表 4.6 にまとめた。

表 4.6 高速な負荷配分計算における誤差 (単位%)

	Summer		Spring	
	PV 0 [MW]	PV 1000 [MW]	PV 0 [MW]	PV 1000 [MW]
w/o Database	3.654 [M\$]	3.125 [M\$]	1.418 [M\$]	1.235 [M\$]
with Database	3.653 [M\$]	3.126 [M\$]	1.419 [M\$]	1.235 [M\$]
Error	$2 \times 10^{-2}$ [%]	$3 \times 10^{-2}$ [%]	$3 \times 10^{-3}$ [%]	0 [%]

表 4.6 より、週間燃料費計算には十分の精度が得られていることがわかる。

## 4.4.2 最適運用計画作成の計算時間削減効果

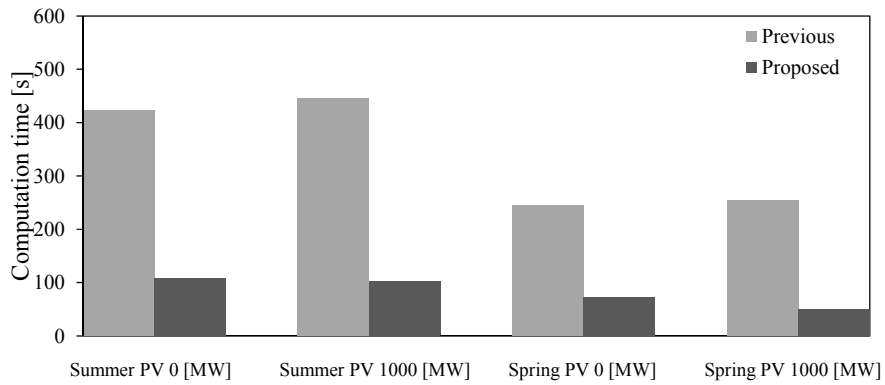
### 発電機故障が無い場合

提案手法における最適化計算効率化の検証のために、同一条件において同じ最適化を300回繰り返した場合における、1, 計算時間, 2, 収束回数, 3, 週間燃料費, のそれぞれ平均値を季節・PV導入量毎に図4.11に示す。図4.11(a)の平均計算時間を見ると、各シミュレーション条件において1回の平均最適化計算時間は大幅に短縮されている事がわかる。これは図4.11(b)の平均繰り返し探索数を見ても明らかである。データベースを用いない場合はランダムに生成した初期解から最適解を探索するため、約200回程度の繰り返し回数が必要となるのに対し、データベースを用いる事で必要な繰り返し回数は大幅に減少し50回程度となる。これは前述の通り、タブーサーチにおける最低の繰り返し回数となる。図4.11(c)の平均燃料費を見ると、学習アルゴリズムを用いた場合の方がわずかながら平均燃料費が小さくなることを見て取れる。学習アルゴリズムは常に最適に近い解から探索を始めるため、確実に最適に近い解を捉える事が出来るためである。

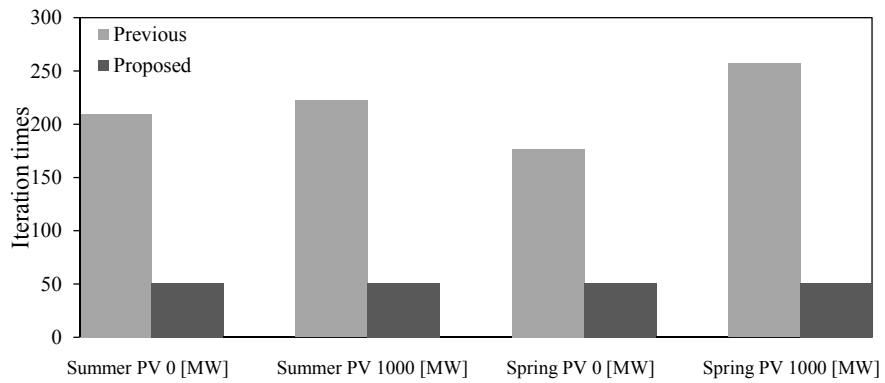
### 発電機故障が生じている場合

ここでは一例として、系統内の単機出力が最大の発電機（系統容量の約11%）が故障した場合における最適化結果を示す。この場合夏期のPV導入量0MWの場合、平日昼間において揚水発電所が発電運転を行わないと電力不足が生じる条件である。1, 計算時間, 2, 収束回数, 3, 週間燃料費, のそれぞれ平均値を季節・PV導入量毎に図4.12に示す。なお、図4.12(c)の燃料費にはペナルティ係数を含んでいる点に注意されたい。

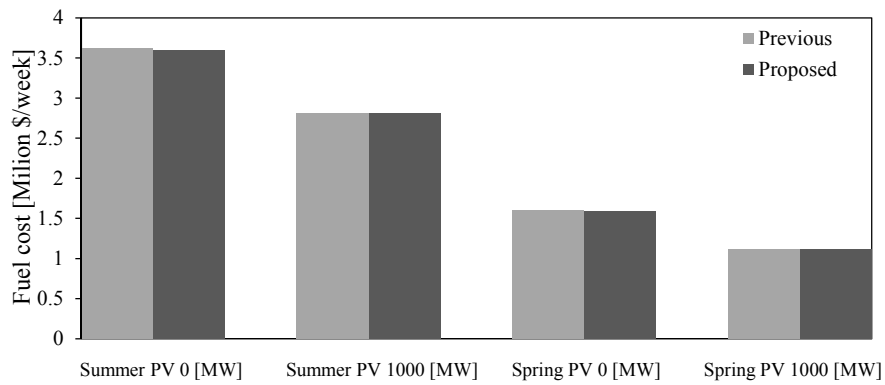
この場合においても故障が生じていない場合と同様にデータベースを導入した方が、高速に最適化が出来る事が見て取れる。一方図4.12(c)の平均燃料費を見ると夏期PV導入量0MWにおいてデータベースを導入した方が大幅に平均燃料費が減少している。この原因としては、発電機故障が生じるシミュレーション条件においては、電力需要に対して揚水発電所以外の発電所の供給力が不足する事態となり、その時間断面において揚水発電所は発電運転を行い、供給支障電力量を削減しなければならない。しかし揚水発電所の貯水量制約により、供給不足が見込まれる全ての時間断面において発電運転を行うことが出来ない。そのため供給不足電力量を削減し、目的関数のペナルティ項を小さくするための運用計画の探索には、通常のコスト最小化よりも複雑な最適化問題となることが推測される。そのため、タブーサーチの探索能力の限界により、学習アルゴリズムを導入しなかった場合においては、供給不足電力量の最小化が完全に行われていないと言える。それに対して、学習アルゴリズムを用いた場合には、常に最適に近い解より探索を始めるため供給不足電力量の最小化能力に長けた最適化手法となっていると言えるであろう。



(a)平均計算時間

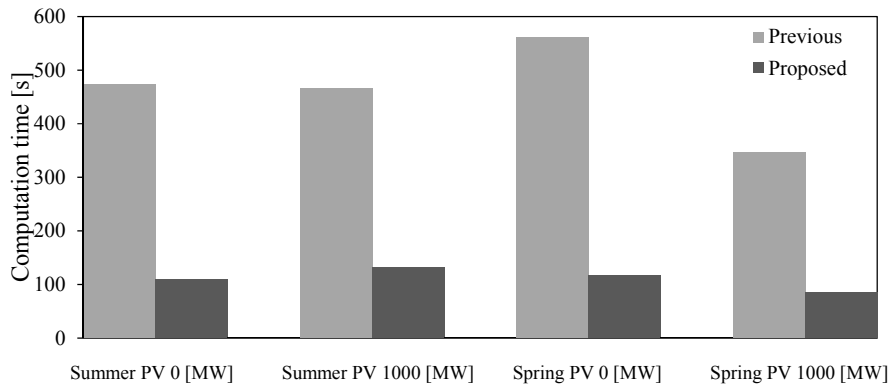


(b)平均繰り返し回数

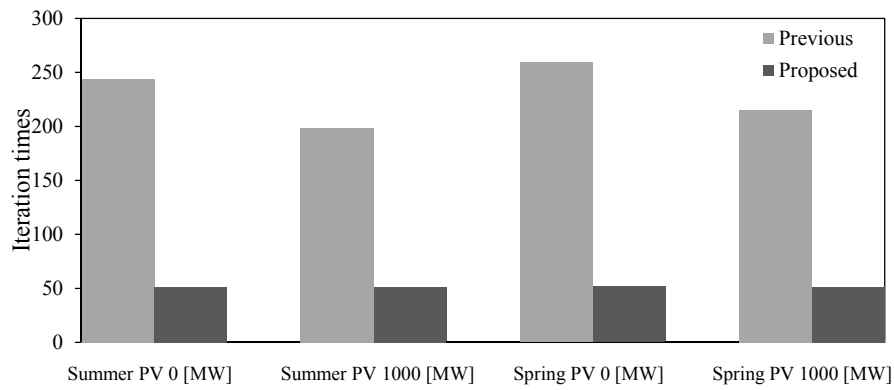


(c)平均燃料費 (ペナルティ係数を含む)

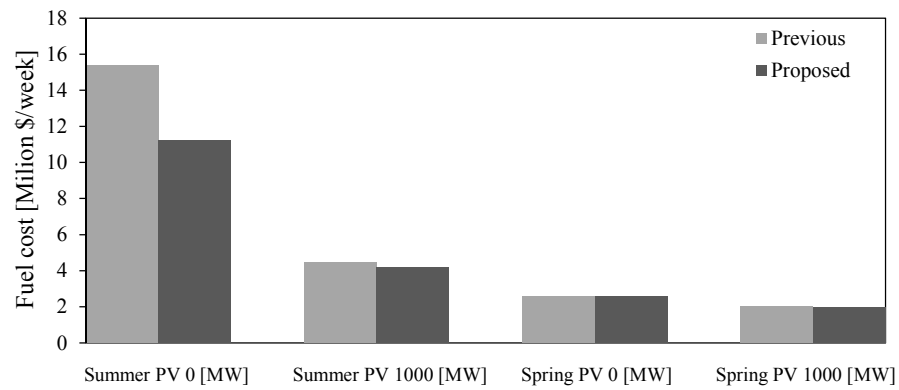
図 4.11 シミュレーション条件毎の平均燃料費【発電機故障無し】



(a)平均計算時間



(b)平均繰り返し回数



(c)平均燃料費 (ペナルティ係数を含む)

図 4.12 シミュレーション条件毎の平均燃料費【発電機故障有り】

#### 4.4.3 週間需給シミュレーションの計算時間

本手法において、週間需給シミュレーションを 1000 回行った場合における計算時間を、データベースを用いた場合と用いなかった場合の双方において、シミュレーション条件ごとに表 4.7 にまとめた。また、データベースを用いた場合用いなかった場合の双方における計算結果への影響を検証するため、平均 LOLP と燃料費、SPP の平均も併せてまとめた。

表 4.7 シミュレーション 1000 回試行時における LOLP, 燃料費, SPP, 計算時間

##### (a) 【夏期】

	Summer			
	PV 0 [MW]		PV 1000 [MW]	
	w/o Database	with Database	w/o Database	with Database
LOLP	0.0037	0.0035	0.1579	0.1577
COST	3.72 [M\$]	3.72 [M\$]	3.18 [M\$]	3.20 [M\$]
SPP	$1.19 \times 10^{-5}$	$1.12 \times 10^{-5}$	$1.79 \times 10^{-5}$	$1.65 \times 10^{-5}$
Computation Time	10958 [sec.]	3489 [sec.]	11469 [sec.]	3789 [sec.]

##### (b) 【春期】

	Spring			
	PV 0 [MW]		PV 1000 [MW]	
	w/o Database	with Database	w/o Database	with Database
LOLP	0.0046	0.0046	0.1724	0.1747
COST	1.630 [M\$]	1.629 [M\$]	1.320 [M\$]	1.320 [M\$]
SPP	$6.55 \times 10^{-6}$	$6.84 \times 10^{-6}$	$5.68 \times 10^{-3}$	$5.65 \times 10^{-3}$
Computation Time	15645 [sec.]	4564 [sec.]	16484 [sec.]	4265 [sec.]

表 4.7 より明らかな様に、データベースを用いた週間需給シミュレーション手法においては、用いなかった場合において計算時間は大きく削減できている。特に夏期の PV 導入量 0MW および PV 導入量 1000MW、春期の PV 導入量 1000MW の 3つの条件においては、計算時間の削減量が大きい結果となった。前節の週間運用計画の作成結果に鑑みると、これらの条件においては、揚水発電所の運用計画は、週間を通じて運転頻度が高い計画となっているため、データベースを用いない場合は、初期解の全く運用を行わない状態から、最適解まで探索を行わなければならない、タブーサーチの繰り返し回数が多くなる傾向にあ

る。それに対して、データベースを用いた場合には、運用計画作成条件に近い解を初期化意図してデータベースより読み出すため、タブーサーチの繰り返し回数的大幅な削減が可能である。想定される様々な条件における揚水発電所最適運用計画をデータベースに記録しておくことで、週間需給シミュレーションにおいてどのような条件においても、運用計画作成に必要な時間を短縮できた。また、算出された LOLP と燃料費、SPP においては、データベースを用いた場合においても、用いなかった場合においても、双方の計算結果に大きな差異は無い事が表 4.7 より見て取れる。すなわち、データベースを用いることで、週間需給シミュレーションの計算時間を大幅に削減した上で、その計算結果の精度はデータベースを用いない場合と差異がない事が明らかとなった。

#### 4.4.4 週間需給シミュレーションにおける総合評価

本シミュレーションで得られた LOLP と燃料費の関係を図 4.13 に示す。

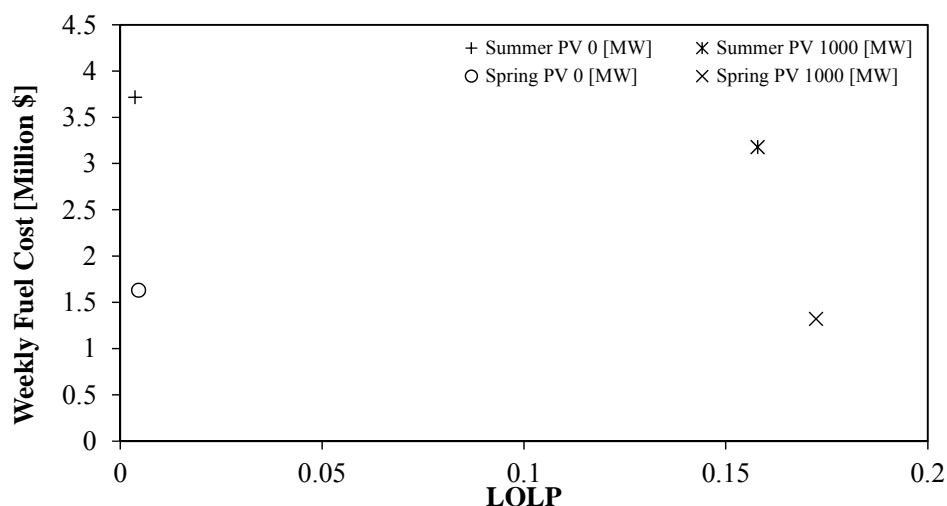


図 4.13 シミュレーション条件毎の LOLP と燃料費の関係

これらより、夏期と春期共に PV を導入することによって供給信頼度は低下し、燃料費は削減できる事が見て取れる。PV 導入量 0MW の条件では、供給支障の発生リスクとしては、発電機の故障と電力需要の予期しない変動がある。PV 導入量 1000MW（全需要の約 30%）においては、前述の供給支障リスクに加えて PV の出力変動が不確実性として加味される。そのため、供給信頼度は一気に悪化する。

燃料費に着目すると、PV の導入によって火力機の起動台数の削減が行われた結果、燃料費は削減される。第 3 章で述べた様に、本研究においては運用計画の作成時に PV の出力を晴天時の理想的な出力をとするとして、その出力を全量見込んで計画を作成しており、その作成した運用計画に対して週間需給シミュレーションを行うと、PV の出力変動リスクとしては、計画作成時の想定よりも下回る可能性のほうが高い。よって本シミュレーションにおいては、PV を導入した条件と導入しない条件を比較すると、PV を導入した場合には燃料費の削減効果は大きいですが、供給信頼度は相対的に低くなる。

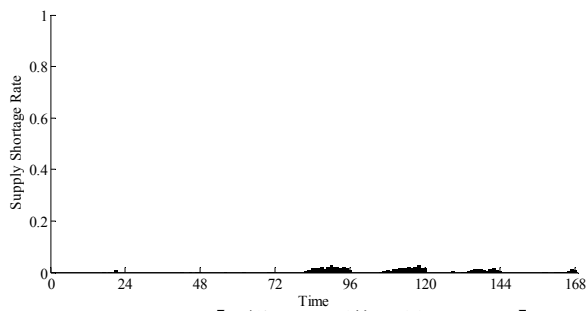
余剰電力に関しては、前述の理由より週間需給シミュレーションにおいて、運用計画作成時の想定よりも、PV の出力が大きくなるケースは確率的には少ないため、本シミュレーションの条件では、余剰電力の発生リスクは少なくなることが想定される。表 4.7 を見ても、春期 PV1000MW 導入時以外の条件では SPP の値は非常に小さい事が見て取れる。これは、前述の通り、これは発電計画作成時に PV の kW 価値を全量見込んで計画を作成しているためである。なおシミュレーション条件として、春期の PV1000MW では、週間を通じて最も電力需要の小さくなる日曜日の昼間において、発電機故障が生じない場合においては、固定出力電源と PV 出力（晴天）の和が需要を上回るように設定しているが、1 週間 168 時間のうちその割合は低い上に、余剰電力が生じていても揚水運転で吸収できる量なので、週間需給シミュレーションにおける余剰電力発生量は、供給不足電力と比較すると小さいといえる。

#### ■ 週間シミュレーションにおける供給不足発生量と余剰電力発生量

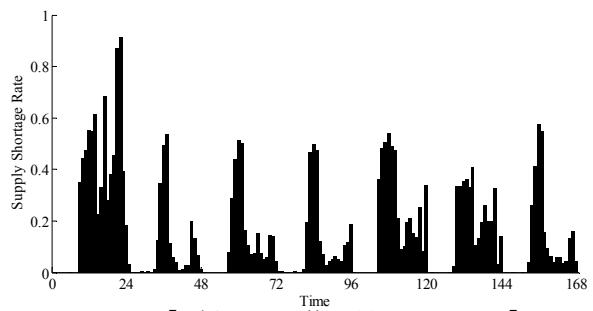
提案手法における時間断面毎の供給不足発生率を図 4.14 に、余剰電力発生率を図 4.15 に示す。また、時間断面毎の供給不足電力量の平均値を図 4.16 に、余剰電力発生量の平均値を図 4.17 に示す。

これらより、PV 導入量 0MW においては、夏期と春期ともに殆ど供給支障は発生していない。前述のとおり PV の導入が無い条件においては、電力系統の不確実性として、電力需要の変動と発電機故障による供給不足発生リスクの双方が考えられるが、PV の出力変動に比べると影響は小さいといえる事が、これらのグラフから見て取れる。図 4.14(a)の夏期 PV 導入量 0MW の条件においては、火曜日～水曜日にかけて一部供給不足の発生が見受けられる。夏期においては平日の電力需要は大きくなるため、発電機故障や突発的な需要の変動などによって供給不足の発生の可能性がある事を示している。また、図 4.14(c)春期の PV 導入量 0MW の条件においても、木曜日や金曜日の夜間にかけて供給不足が生じていることが見て取れる。

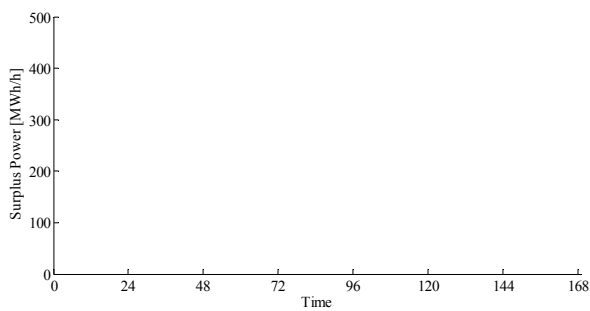
PV 導入量 1000MW では、PV が発電を行う昼間を中心に供給不足が頻発していることが図 4.14 の(b)および(d)から見て取れる。図 4.16 の(b)および(d)の平均供給不足電力量を見ると、春期よりも夏期の方が不足電力量は大きい。一方、余剰電力発生率を見ると、図 4.15(d)の春期において土曜日と日曜日の昼間に余剰電力が発生していることが見て取れる。春期においては軽負荷期である上に、平日に比べて電力需要が小さくなる週末において余剰電力が発生していると言える。これらの結果より、PV 大量導入時においては、夏期においては主に供給不足への対応が必要であり、春期においては供給不足と余剰電力の双方への対応が必要であることが判明した。



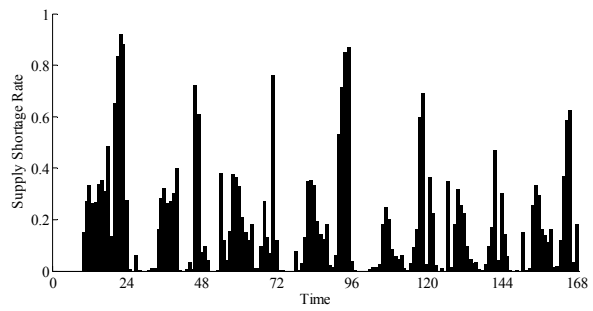
(a) 【夏期 PV 導入量 0 [MW]】



(b) 【夏期 PV 導入量 1000 [MW]】

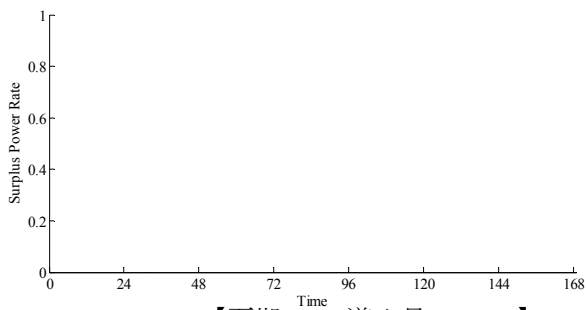


(c) 【春期 PV 導入量 0 [MW]】

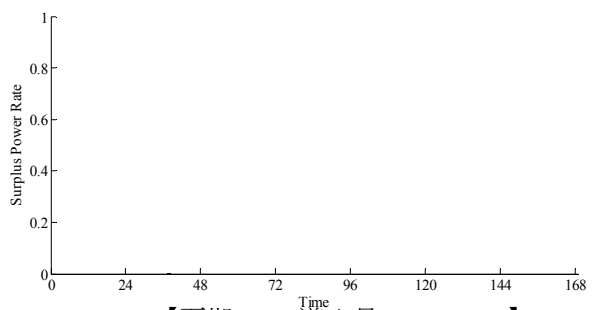


(d) 【春期 PV 導入量 1000 [MW]】

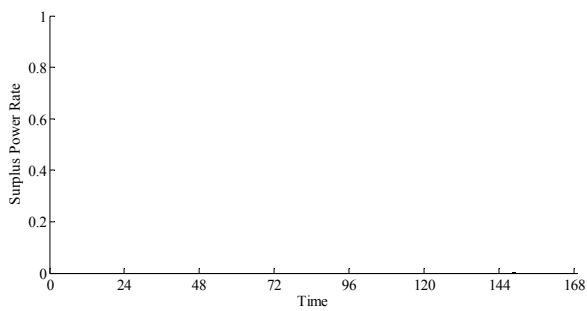
図 4.14 時間断面毎の供給不足発生率



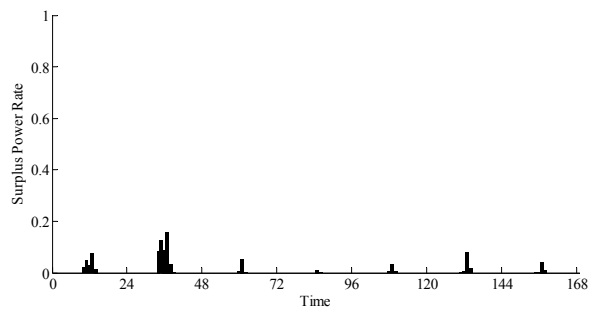
(a) 【夏期 PV 導入量 0 [MW]】



(b) 【夏期 PV 導入量 1000 [MW]】



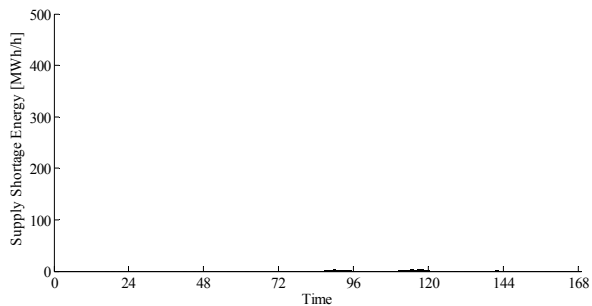
(c) 【春期 PV 導入量 0 [MW]】



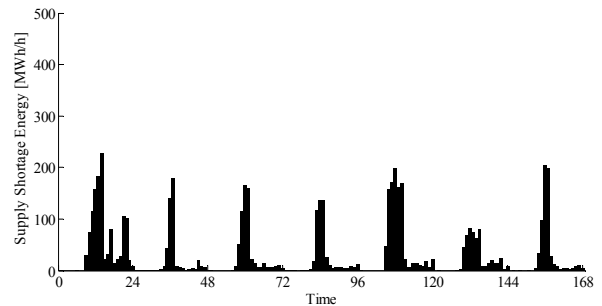
(d) 【春期 PV 導入量 1000 [MW]】

図 4.15 時間断面毎の余剰電力発生率

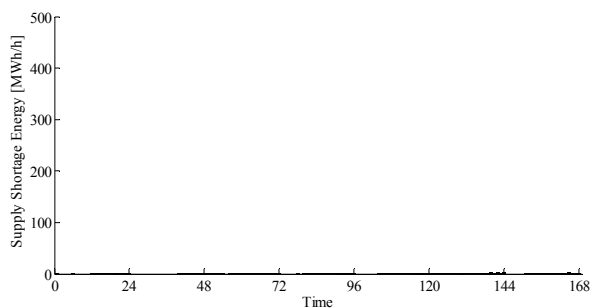




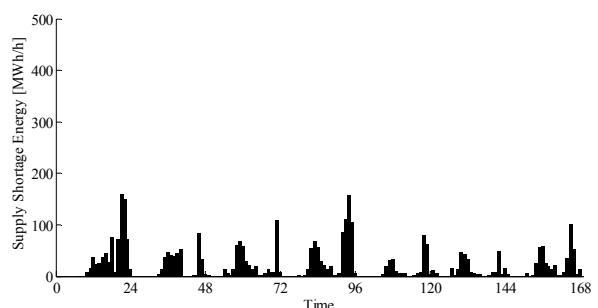
(a) 【夏期 PV 導入量 0 [MW]】



(b) 【夏期 PV 導入量 1000 [MW]】

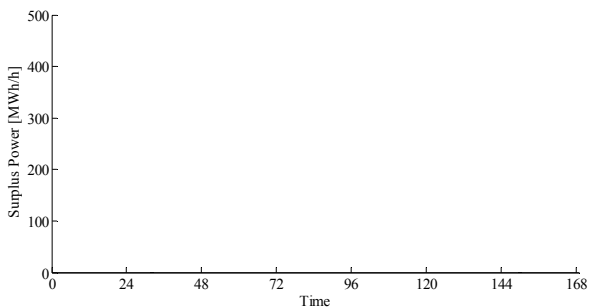


(c) 【春期 PV 導入量 0 [MW]】

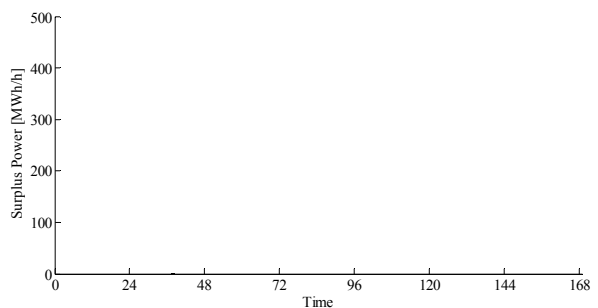


(d) 【春期 PV 導入量 1000 [MW]】

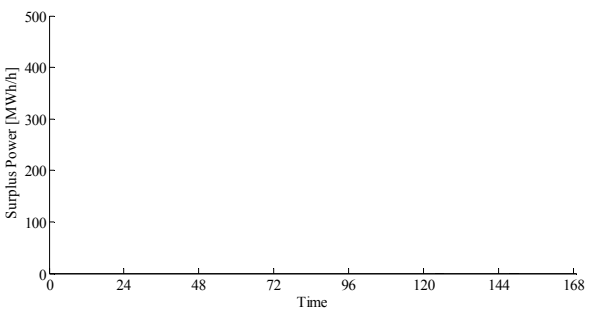
図 4.16 時間断面毎の平均供給不足電力量



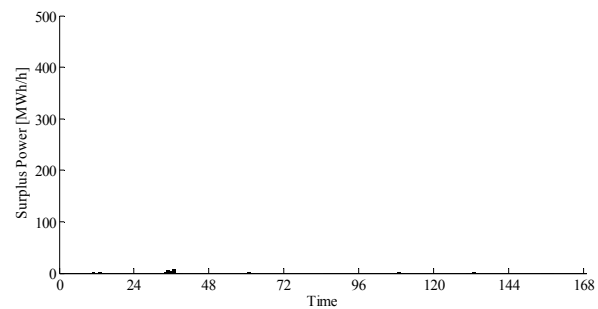
(a) 【夏期 PV 導入量 0 [MW]】



(b) 【夏期 PV 導入量 1000 [MW]】



(c) 【春期 PV 導入量 0 [MW]】



(d) 【春期 PV 導入量 1000 [MW]】

図 4.17 時間断面毎の平均余剰電力量

## 揚水発電所運用実績

週間需給シミュレーションにおいて、揚水発電所の運用がどのように行われたかを考察するために、シミュレーション全試行における揚水発電所運用実績を、揚水発電所の上池貯水量の推移として図 4.18 に示す。

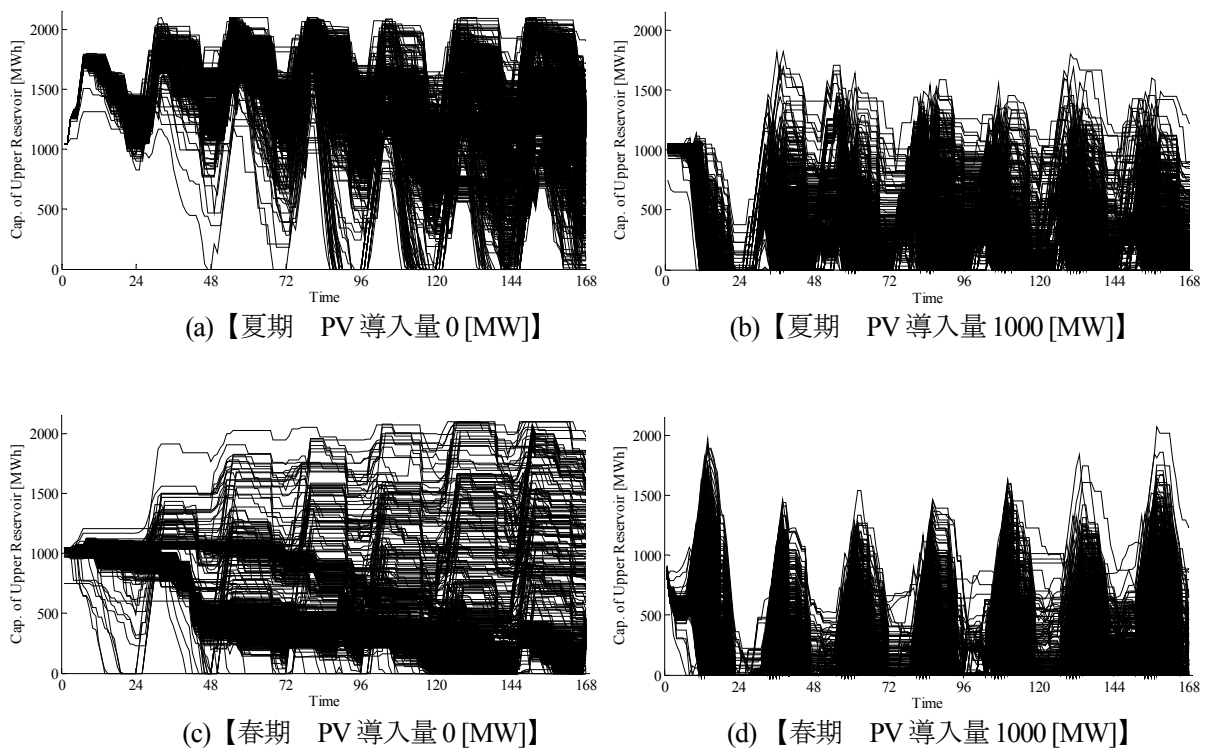


図 4.18 全試行における揚水発電所運用実績

図 4.18(a)の夏期 PV 導入量 0MW では揚水発電所の運用が、大まかな傾向として、深夜に揚水運転を行い昼間に発電を行うという結果となっている。図 4.18(c)の春期 PV 導入量 0MW においては、揚水発電所の貯水量がシミュレーション期間の終わりに近づくにつれて幅広い分布となっている。春期においては、電力需要が小さいため、火力機の起動台数も少ない。そのため電力需要の変動に対する予備力として揚水発電所の役割が大きくなっていると考えられる。一方、図 4.18(b)および(d)の PV 導入量 1000MW の条件においては、夏期と春期ともに、揚水発電所の貯水量は運用計画に対して低い量に分布しており、PV の出力変動によって、計画通りの運用が出来て居ないことが見て取れる。また、春期においては、土曜日において揚水発電所の貯水量が幅広く分布しており、供給不足発生リスクと、余剰電力発生リスクの双方を考慮しなくてはならないであろう。すなわち、電力系統の需給運用から見ると、軽負荷期である春期は火力機の起動台数が少なく、変動に対する系統全体の調整幅が少ない。しかしながら、PV の出力変動は夏期と変わらず変化するため、供給不足と余剰電力の両方の供給支障に対応しなくてはならない。

## 4.5 まとめ

本章では PV 大量導入時における電力系統の需給運用シミュレーション手法として、週間需給シミュレーションモデルを新たに提案した。PV 出力変動・電力需要変動・発電機故障の三種類の不確実性を考慮したシミュレーションを行うことによって、揚水発電所を含む電力系統の週間運用計画に対する供給信頼度と週間燃料費、余剰電力発生率の三種類の評価指標を算出することが可能となった。

週間需給シミュレーションにおいては、揚水発電所を含む電力系統の週間運用計画を 1 日毎に作成し直すシミュレーション手法としているため、週間運用計画作成の最適化計算の回数が、シミュレーションの 1 回の試行において 7 回分必要となる。そのため計算量と計算時間の増大が懸念されていたが、経済負荷配分の計算のデータベース化による計算の高速化と、揚水発電所運用計画のデータベース化によって、オフラインで最適化計算を予め行っておき、シミュレーション中の週間運用計画作成に必要な時間を大幅に短縮することができた。

週間需給シミュレーションの結果として、PV の導入が無い条件においては電力需要の大きくなる夏期の昼間に一部供給不足発生リスクがあった。また春期においては、電力需要が小さく、火力機の起動台数が少ないため揚水発電所の電力系統の予備力としての役割が大きくなり、揚水発電所の上池貯水量が大きく変動する結果となった。しかしながら、供給信頼度の算出結果においては LOLP も夏期と比較して小さい値となっている。

PV 大量導入時においては、夏期と春期ともに供給支障が多発するシミュレーション結果となった。夏期においては、電力需要が大きいため PV の出力低下リスクに対して揚水発電所の貯水量の不足が生じる可能性が高く、結果として供給不足の発生が顕著となった。春期においては、平日における供給不足発生リスクは夏期と同程度であるが、週間を通して軽負荷となる週末においては供給不足発生リスクと余剰電力発生リスクの双方があり、電力需給運用面から見ると、最も厳しい季節となることがシミュレーション結果より判明した。

本章の週間需給シミュレーションに用いた週間運用計画作成手法においては、目的関数においては、計画上の電力需要および PV 出力に対して、コスト最小化を目的関数とした最適化計算を行っていたが、PV 大量導入時においては供給不足リスクが高い事が判明した。これを踏まえ次章では、週間運用計画作成時において、運転予備力を制約条件に入れ、これを考慮した運用計画作成手法について検討を行い、週間需給シミュレーションによってその結果の考察を行う。

# 第 5 章 運転予備力を考慮した最適運用計画 作成手法

## 5.1 概要

本章では、運転予備力を考慮した最適電源運用計画作成手法と、それを用いた週間需給シミュレーション手法について提案・検討を行う。前章までの最適電源運用計画作成手法においては、火力機の起動停止計画を作成する際には週間燃料費最小化の DP を用いて起動停止を決定しており、運転予備力の確保量については考慮していなかった。現状の発電所運用計画作成においては、電力需要に対して一定の運転予備力を考慮して運用計画の作成を行うのが一般的である[15]。しかしながら、PV が大量に導入された場合においては、計画作成を行う全時間断面において、電力需要に対する一定の予備力を考慮しただけでは、PV の出力変動によって供給支障が多発する事が前章における週間需給シミュレーションによって明らかとなっている。前章におけるシミュレーションでは、主に揚水発電所が持つ運転予備力が、シミュレーション中における不確実性によって生じる供給支障に対して、緊急運用によって供給不足もしくは余剰電力に対応できる予備力となっていた。当然ながら起動している火力機の上げ代もしくは下げ代も予備力として使えるが、その確保量を計画作成時点における制約条件としていないため、火力機によって十分な予備力が確保されているとは言えない。本章では火力機起動停止計画作成時において、火力機と揚水発電所の双方によって運転予備力の確保を考慮した計画の作成手法を提案し、そのシミュレーション結果について考察を行う。まず基礎的検討として従来電力系統の運用計画問題で考慮されてきた電力需要に対する予備率と、本研究で新たに提案する PV 出力に対する予備率の 2 種類の予備率を考慮した運用計画作成手法を提案し、週間需給シミュレーションによって評価を行う。更にこれを踏まえて、時間断面毎の最適予備率の確保量を、探索的手法によって求めることを検討した。

## 5.2 週間運用計画作成手法

### 5.2.1 定式化

本章で用いる運用計画の作成手法について以下の様に定式化する。目的関数は第 3.2 節に示した定式化と同様に、系統の週間火力機燃料費を目的関数  $\Phi$  として最小化する。制御変数は計画上の揚水発電所出力  $P_s$  とし、これを考慮した電力需要に対して、火力機起動停止計画を動的計画法(Dynamic Programming :DP)を用いて従属的に作成する。

目的関数

Minimize:

$$\Phi = \sum_{t=1}^{168} \sum_{i=1}^N \{u_i F_i(P_{i,t}) + u_{i,t}(1 - u_{i,t-1})S_i\} + C_p \quad (5.1)$$

制御関数

Subject to:

$$\dot{P}_S = [P_{S_1} \ P_{S_2} \ P_{S_3} \ \dots \ P_{S_{168}}] \quad (5.2)$$

制約条件

- ・揚水発電所貯水量制約

$$0 \leq U_{S_t} \leq U_{S_{\max}} \quad (5.3)$$

$$0.4 \times U_{S_{\max}} \leq U_{S_{168}} \leq 0.6 \times U_{S_{\max}} \quad (5.4)$$

- ・発電所出力上下限制約

$$-P_{S_{\max}} \leq P_{S_t} \leq P_{S_{\max}} \quad (5.5)$$

$$P_{i,\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,\max} \quad (5.6)$$

- ・固定出力電源制約

$$P_N = \text{constant} \quad (5.7)$$

$$P_H = \text{constant} \quad (5.8)$$

ただし

$N$ : 系統の全火力機の台数

$F_i$ : 火力機  $i$  の燃料費関数

$P_{i,t}$ : 火力機  $i$  の時刻  $t$  における出力

$P_{i,\max}$ : 火力機  $i$  の最大出力

$P_{i,\min}$ : 火力機  $i$  の最小出力

$u_{i,t}$ : 火力機  $i$  の時刻  $t$  における状態変数 (1:起動 0:停止)

$F_i$ : 火力機  $i$  の燃料費関数  
 $S_i$ : 火力機  $i$  の起動費  
 $C_p$ : ペナルティコスト  
 $U_{S,t}$ : 時刻  $t$  における運用計画上の揚水発電所上池貯水量  
 $U_{S,\max}$ : 揚水発電所上池容量  
 $P_{S,\max}$ : 揚水発電所定格出力 (発電時)  
 $P_N$ : 全原子力発電所の出力の和  
 $P_H$ : 全水力発電所の出力の和  
 $PV_t$ : 時刻  $t$  における晴天時の理想的な PV 出力  
 $L_t$ : 時刻  $t$  における電力需要

・ 運転予備率制約

本章では新たに運転予備力を考慮した運用計画の作成のために、式(5.9)に示したように予備率を含めた需給バランスの制約条件を導入する。

$$\sum_{i=1}^N u_{i,t} P_{i,\max} + P_{S,t,\max} + P_N + P_H + \{1 - R_R\} PV_t \geq \{1 + R_D\} L_t \quad (5.9)$$

$P_{S,t,\max}$ : 時刻  $t$  における揚水発電所発電可能量  
 $PV_t$ : 時刻  $t$  における晴天時の理想的な PV 出力  
 $L_t$ : 時刻  $t$  における電力需要  
 $R_D$ : 電力需要に対する予備率  
 $R_R$ : PV 出力に対する予備率

予備率は電力需要に対する予備率  $R_D$  と PV 出力に対する予備率  $R_R$  の双方を考慮する。左辺は、時刻  $t$  において起動している火力機の最大出力の和と、揚水発電所の発電可能量、固定出力の水力と原子力発電所の出力の和、予備率  $R_R$  を差し引いた PV 出力 (晴天時の理想的な出力) の和を表している。それに対して、右辺では実際の電力需要  $L_t$  に対して、予備率  $R_D$  を考慮した電力需要を表している。ここで予備率の条件によっては式(5.9)を満たす発電計画の解が存在しない可能性が出てくる。すなわち起動している発電機の最低出力の総和と、最大出力の総和の間に、予備率を無視した電力需要と、予備率を考慮した電力需要の双方が収まらない時である。実運用に鑑みれば、電力需要を満たさない運用計画を作成することは有り得ないので、このような場合においては予備率を無視した電力需要を満たすように、予備率を考慮した電力需要の方を制限する。

## 5.2.2 予備率のシミュレーション条件

ここでは運転予備率の条件として、ここでは電力需要に対する予備率  $R_D$  を 0%, 5%, 10%の3通りとし、PV出力に対する予備率  $R_R$  は 0%, 50%, 90%の3通りとした。

## 5.2.3 データベースの拡張

本章における検討においては、運転予備率の条件を週間運用計画の作成に新たに導入したため、4.3節で述べたデータベースの構造も拡張する必要がある。ここでは図 5.1 に示した様に、新たに電力需要に対する予備率  $R_D$  および PV出力に対する予備率  $R_R$  の2つをパラメータとして加えた。すなわち、データベースの総容量は、 $4 \times 7 \times 10 \times 31 \times 3 \times 3 = 78,120$  通りとなり、それぞれの揚水発電所最適運用計画とその運用コストが記録されている。

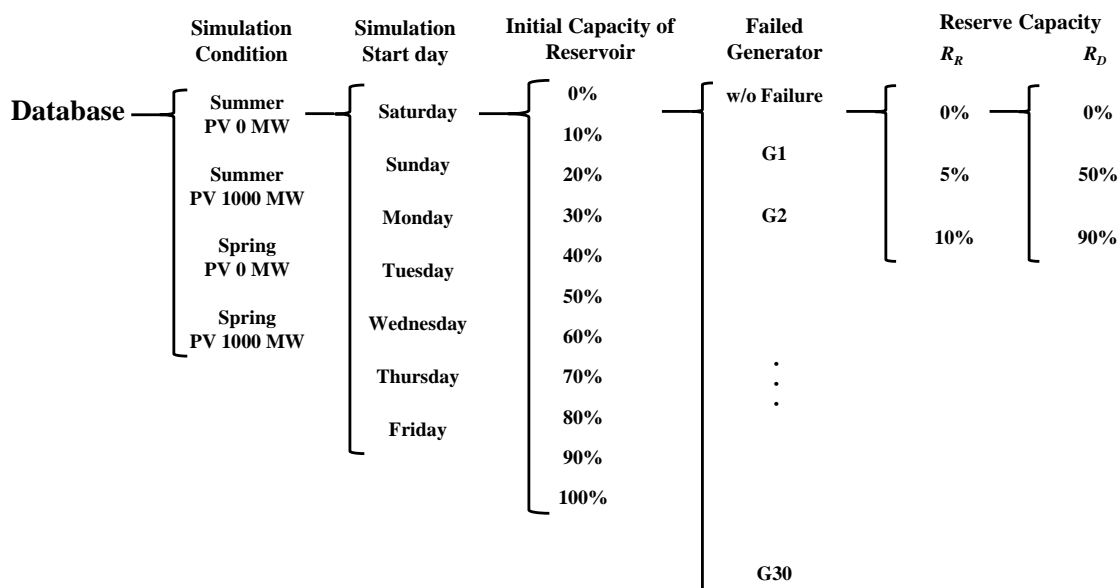


図 5.1 予備力を考慮したデータベースの拡張

## 5.3 シミュレーションによる検証

### 5.3.1 週間運用計画作成結果

予備力を考慮した週間運用計画の作成結果をケース毎に図 5.2～5.25 に示す。それぞれのケース毎に、(a). 計画上の電力系統の全発電機の出力の上下限、(b). 全発電機の週間発電計画、(c). 揚水発電所運用計画（上池貯水量の変遷）を示した。また、各ケースにおけるシミュレーション条件を表 5.1 に示した。(a)の計画上の電力系統の全発電機の出力上下限は、固定出力としている原子力発電所と水力発電所の出力と、起動している火力機の最低出力および、最高出力を時間断面毎にそれぞれ面積で示している。また、(1). PV 出力を差し引いた電力需要曲線、(2). (1)から揚水発電所出力を差し引いた曲線、(3) (2)に運転予備力を考慮した電力需要曲線の三種類の曲線も同時に示している。(b)の週間運用計画においては、実際の原子力発電所、水力発電所、火力発電所、揚水発電所の負荷配分を示している。この図においては、(1) 電力需要曲線、(2) (1)から PV 出力を差し引いた曲線（(a)の(1)の曲線と同一）、(3) (2)から揚水発電所出力を差し引いた曲線（(a)の(2)の曲線と同一）の三種類の曲線も示している。

夏期の PV 導入量 0 MW の条件においては、図 5.2～5.4 の(a)をそれぞれ比較すると、 $R_D$  を増加させていくに従って赤線で示した予備力を考慮した電力需要が増加し、それに対して全発電機の最大出力が確保されている。すなわち、火力機の出力上限も増加しているのが見て取れる。ただし図 5.2～5.4 の(c)の揚水発電所の運用計画をそれぞれ比較すると、その運用計画の大まかな傾向に変化は無く、基本的には深夜に揚水運転を行い昼間時に発電運転を行っている。

夏期の PV 導入量 1000 MW の条件では、図 5.5～5.7 の  $R_D=0\%$  の条件で  $R_R$  を 0～90% と増加させた場合と比較すると、PV 出力に応じた予備力が  $R_R$  を増加させるに従って確保されているのが出力上下限の図より見て取れる。ここから更に図 5.8～5.10 の  $R_D=5\%$  の条件、および図 5.11～5.13 の  $R_D=10\%$  の条件と予備力を増加させていくに従って、火力機の起動台数は増加していく。しかし、揚水発電所の運用計画は定性的に見て、計画に大きな変化は無い。これは、図 5.2(a)～5.13(a)の赤線の予備力を考慮した電力需要を比較すると、週間を通じて最も大きくなるのは夜間帯となり、反対に最も小さくなるのは深夜帯であるため、週間燃料費の最小化を目的関数とすると、全てのケースにおいて揚水発電所の運用計画は親しいものとなるためであると考えられる。

春期の PV 導入量 0 MW の条件においては、図 5.14～5.16 をそれぞれ比較すると、春期の PV 導入が無い状態においては  $R_D$  を増加させても火力期の起動台数は大きく変化しない。また、揚水発電所の運転計画も殆ど運用を行わない結果となっている。

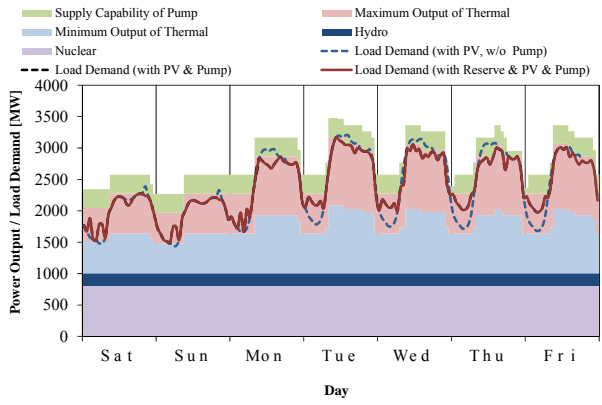
春期の PV 導入量 1000 MW の条件では、図 5.17～5.19 の(a)をそれぞれ比較すると、 $R_R$  のみを増加させていくと春期は軽負荷期であるため、図 5.17(a)および図 5.18(a)より明らかな様に、赤線で示した予備力を考慮した電力需要に対して全発電機の供給力を確保できていない。これは特に週末の昼間時において顕著である。春期で PV が 1000MW 導入されたケースにおいては、PV を考慮した昼間時の電力需要が非常に小さくなるため、火力機の起動台数が少なく上げ代と下げ代間の調整余力も小さい。そのため PV に対する予備力を大きく取った場合においては、それに合わせて火力機を起動すると、今度は最低出力の制約



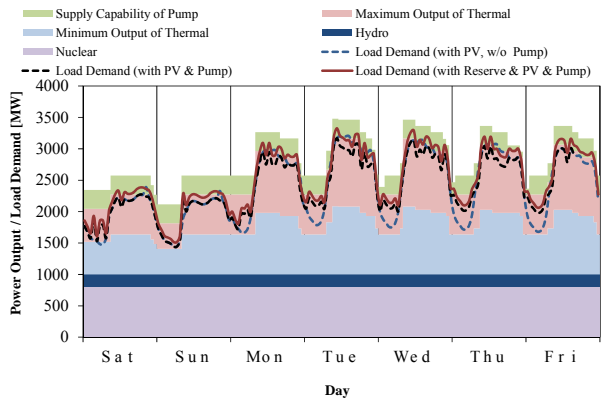
によって、予備力を含めない電力需要を満たすことが出来なくなる。すなわち、(5.9)式の制約条件を満たせなくなる。第 5.2.1 節で述べた通り、予備力を含めた電力需要に合わせて火力機を起動した場合において、火力機の出力上加減制約によって、それを含めない電力需要を満たすことが出来ない場合においては、予備力を含めない電力需要を満たす事が優先される。図 5.20~5.22 の  $R_D=5\%$  および図 5.23~5.25 の  $R_D=10\%$  の条件においても、昼間時以外の起動台数は増加しているが、当然ながら週末昼間時の予備力を考慮した電力需要は満たせていない。これらの結果より、春期の PV 大量導入時においては、週間を通じて軽負荷となる週末の昼間時における PV の出力変動に対する火力機の予備力を十分に確保することが出来ず、電力需給運用面からみても最も厳しい季節となると言える。

表 5.1 本節におけるシミュレーション条件

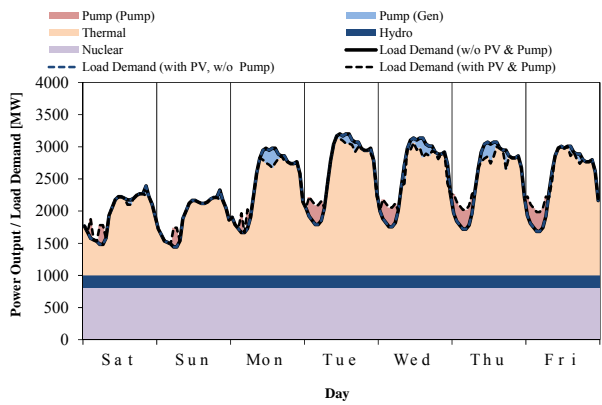
	季節	PV 導入量	予備率 $R_D$ [%]	予備率 $R_R$ [%]
Case 1	夏期	0 [MW]	0	0
Case 2	夏期	0 [MW]	5	0
Case 3	夏期	0 [MW]	10	0
Case 4	夏期	1000 [MW]	0	0
Case 5	夏期	1000 [MW]	0	50
Case 6	夏期	1000 [MW]	0	90
Case 7	夏期	1000 [MW]	5	0
Case 8	夏期	1000 [MW]	5	50
Case 9	夏期	1000 [MW]	5	90
Case 10	夏期	1000 [MW]	10	0
Case 11	夏期	1000 [MW]	10	50
Case 12	夏期	1000 [MW]	10	90
Case 13	春期	0 [MW]	0	0
Case 14	春期	0 [MW]	5	0
Case 15	春期	0 [MW]	10	0
Case 16	春期	1000 [MW]	0	0
Case 17	春期	1000 [MW]	0	50
Case 18	春期	1000 [MW]	0	90
Case 19	春期	1000 [MW]	5	0
Case 20	春期	1000 [MW]	5	50
Case 21	春期	1000 [MW]	5	90
Case 22	春期	1000 [MW]	10	0
Case 23	春期	1000 [MW]	10	50
Case 24	春期	1000 [MW]	10	90



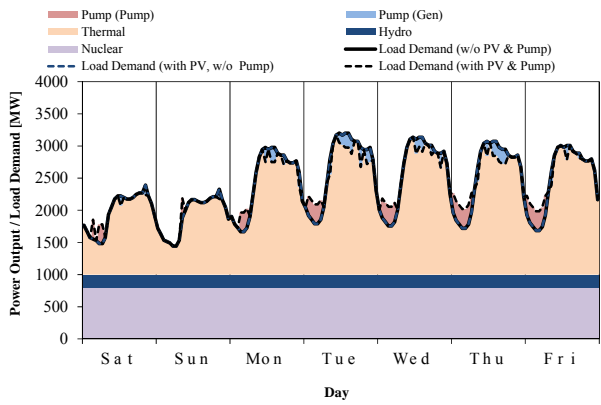
(a) 全発電機出力上下限



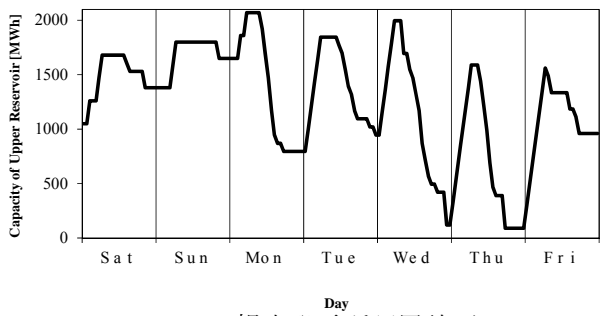
(a) 全発電機出力上下限



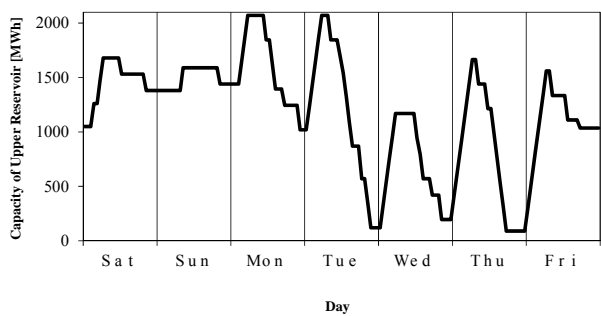
(b) 週間運用計画



(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



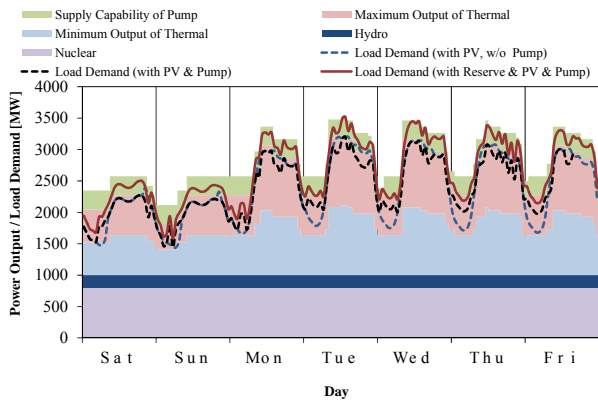
(c) 揚水発電所運用計画

図 5.2 計算結果 Case 1

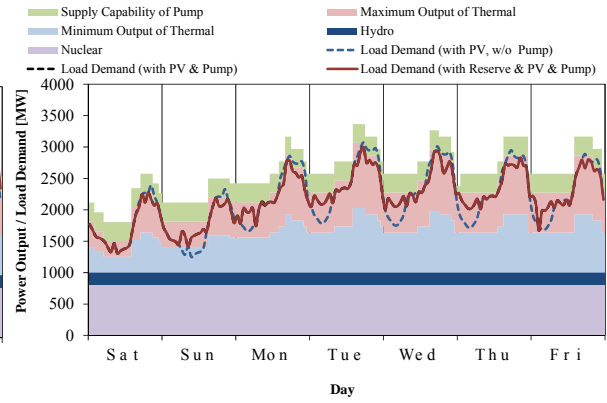
【夏期 PV 0[MW]  $R_D=0$ [%]  $R_R=0$ [%]】

図 5.3 計算結果 Case 2

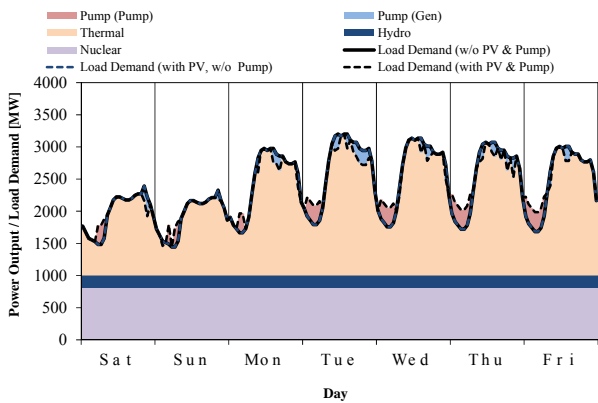
【夏期 PV 0[MW]  $R_D=5$ [%]  $R_R=0$ [%]】



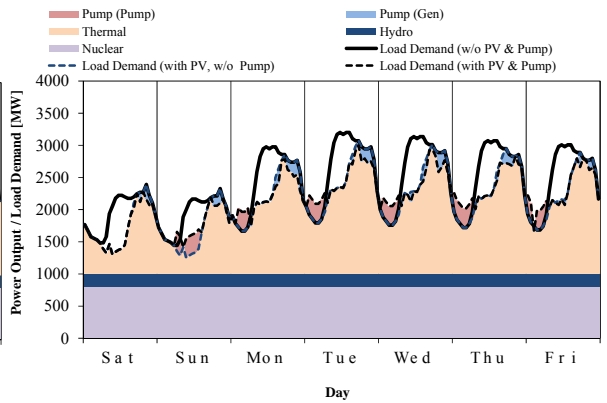
(a) 全発電機出力上下限



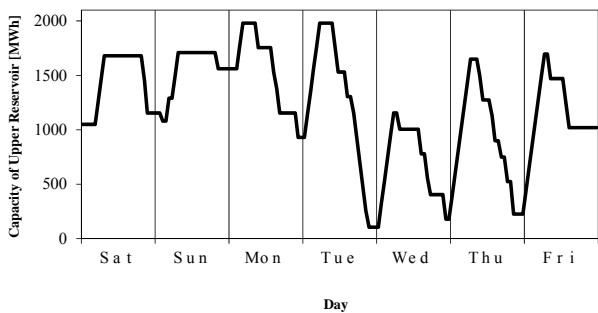
(a) 全発電機出力上下限



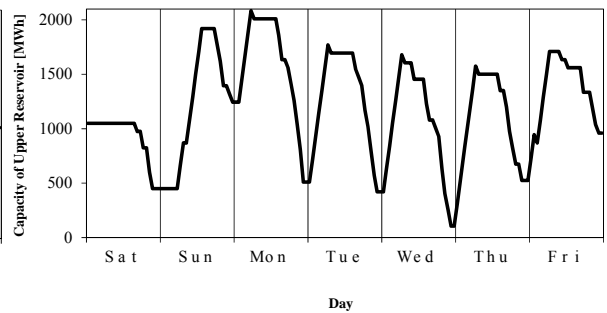
(b) 週間運用計画



(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



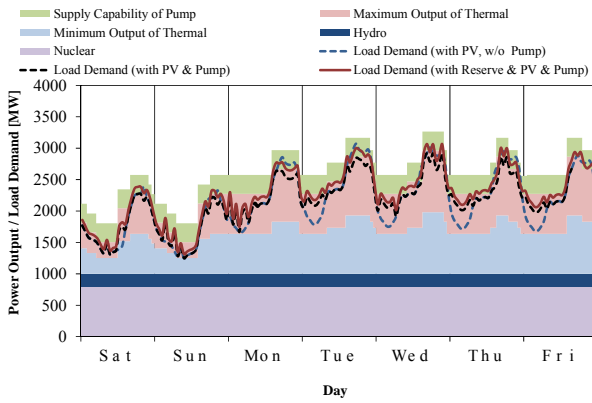
(c) 揚水発電所運用計画

図 5.4 計算結果 Case 3

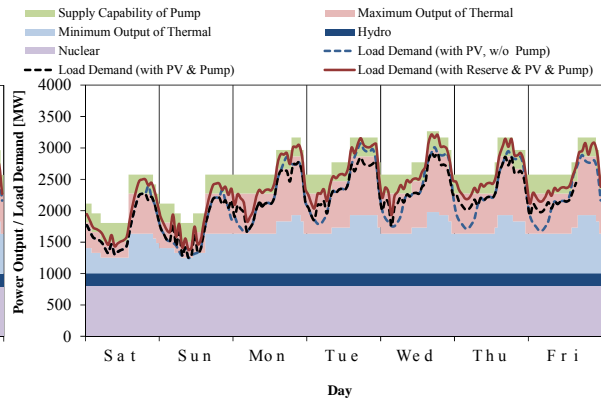
図 5.5 計算結果 Case 4

【夏期 PV 導入量 0[MW] $R_D=10[\%]$  $R_R=0[\%]$ 】

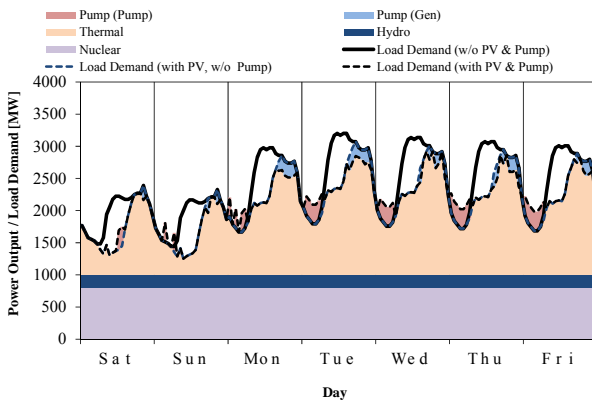
【夏期 PV 導入量 1000[MW] $R_D=0[\%]$  $R_R=0[\%]$ 】



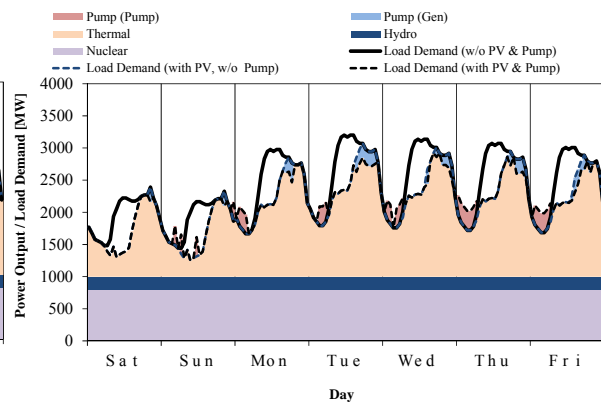
(a) 全発電機出力上下限



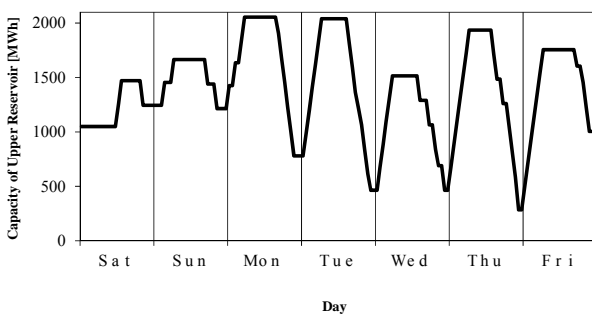
(a) 全発電機出力上下限



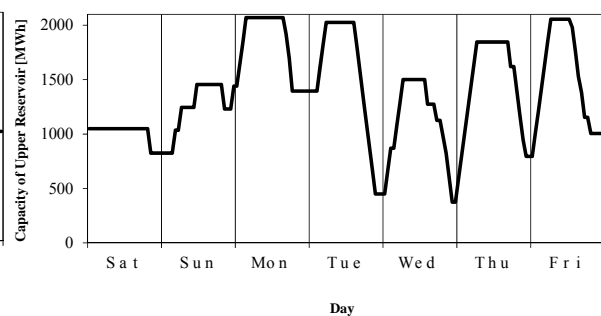
(b) 週間運用計画



(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



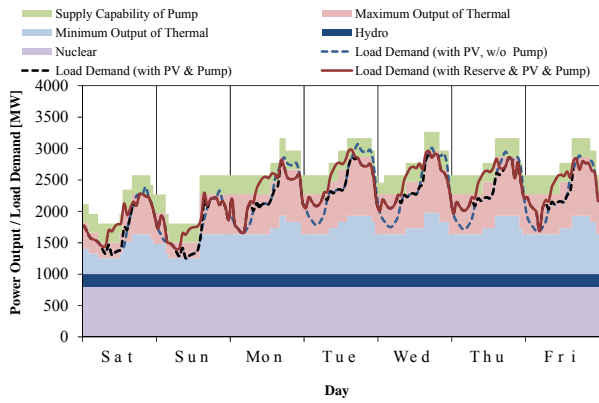
(c) 揚水発電所運用計画

図 5.6 計算結果 Case 5

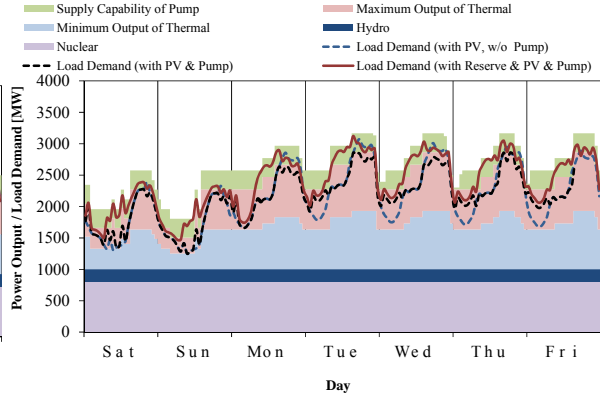
図 5.7 計算結果 Case 6

【夏期 PV 導入量 1000[MW] $R_D=0\%$  $R_R=50\%$ 】

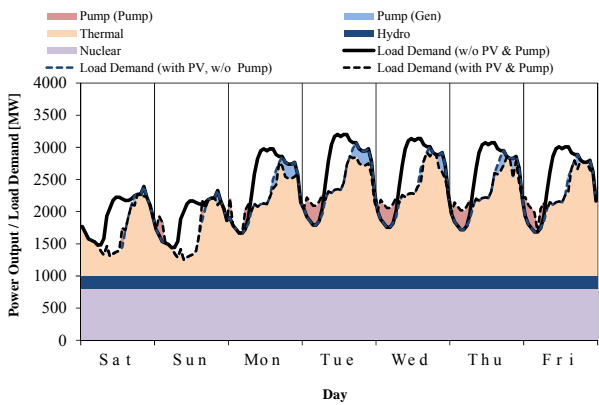
【夏期 PV 導入量 1000[MW] $R_D=0\%$  $R_R=90\%$ 】



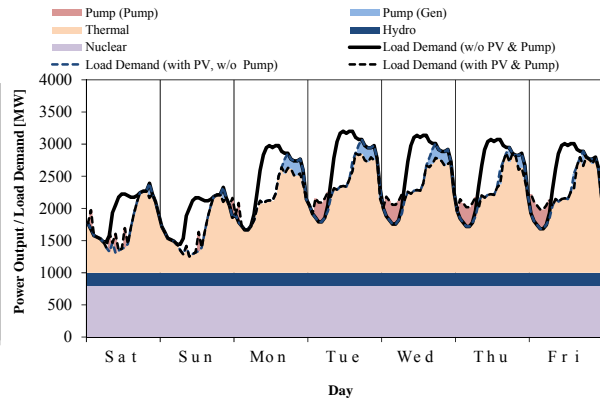
(a) 全発電機出力上下限



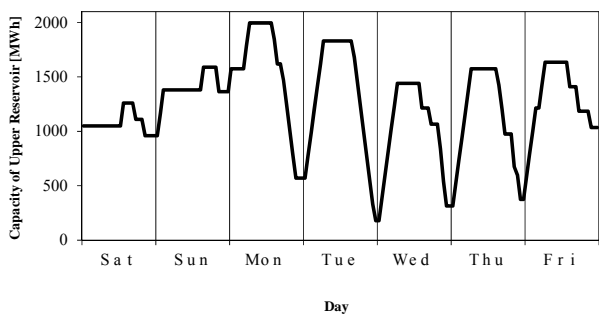
(a) 全発電機出力上下限



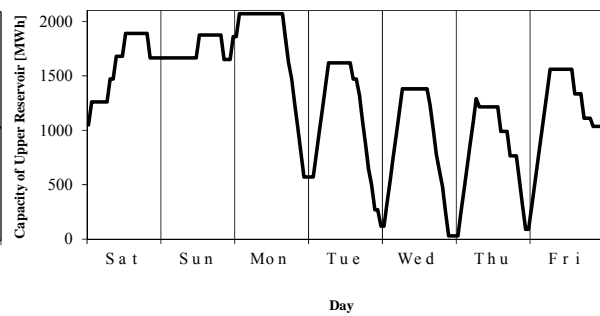
(b) 週間運用計画



(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



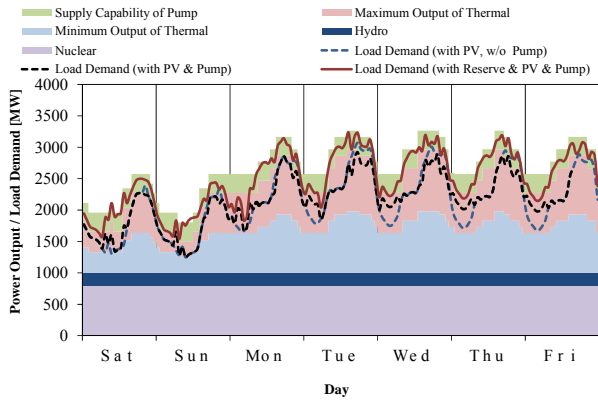
(c) 揚水発電所運用計画

図 5.8 計算結果 Case 7

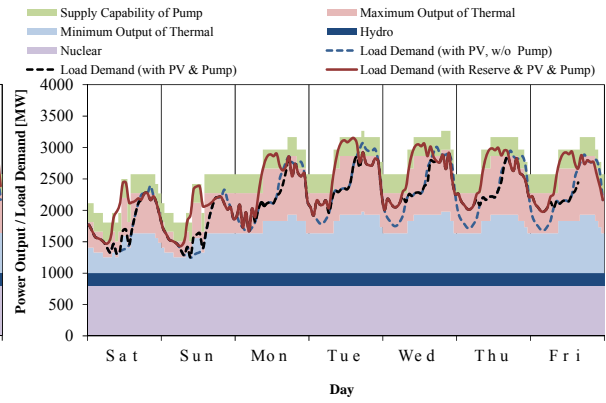
図 5.9 計算結果 Case 8

【夏期 PV 導入量 1000[MW] $R_D=5[\%]$  $R_R=0[\%]$ 】

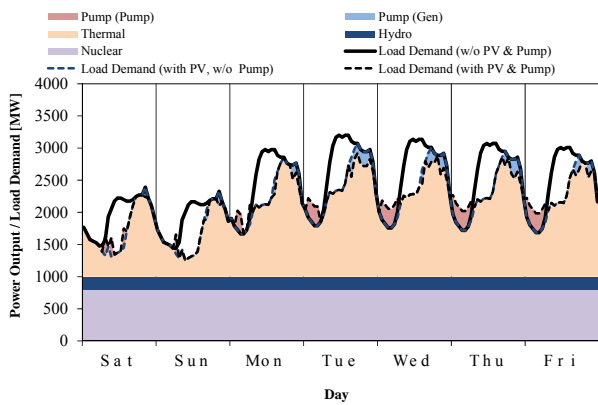
【夏期 PV 導入量 1000[MW] $R_D=5[\%]$  $R_R=50[\%]$ 】



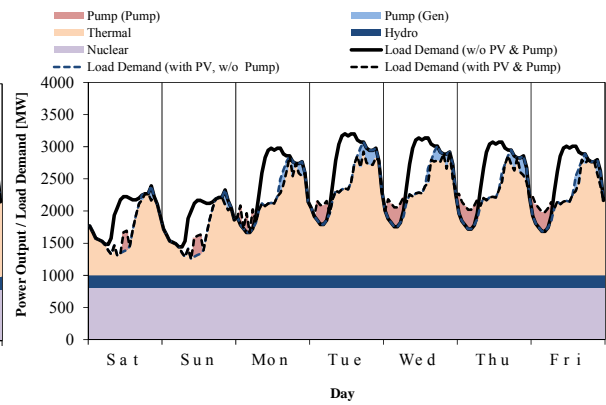
(a) 全発電機出力上下限



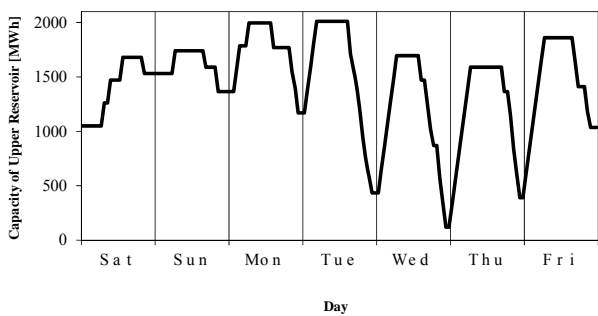
(a) 全発電機出力上下限



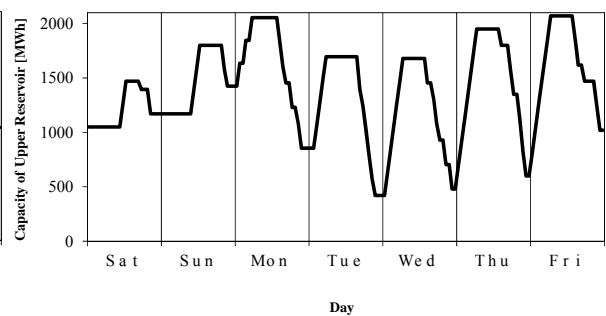
(b) 週間運用計画



(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



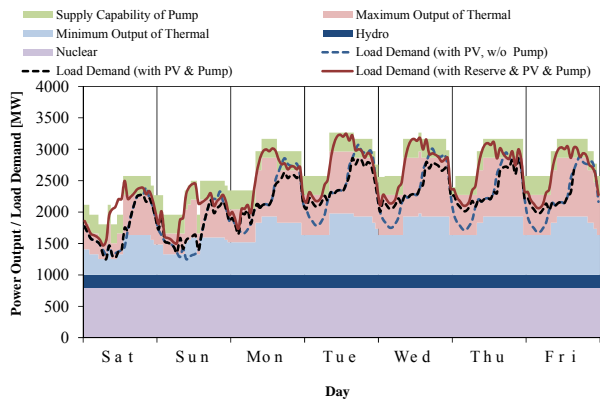
(c) 揚水発電所運用計画

図 5.10 計算結果 Case 9

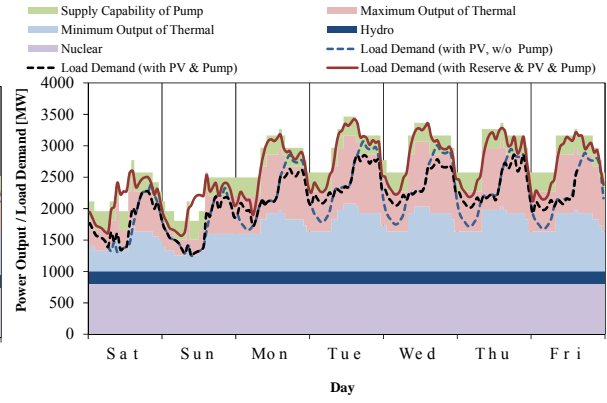
【夏期 PV 1000[MW]  $R_D=5[\%]$   $R_R=90[\%]$ 】

図 5.11 計算結果 Case 10

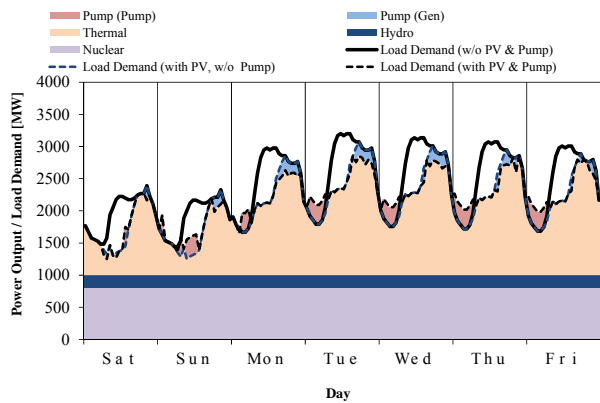
【夏期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=0[\%]$ 】



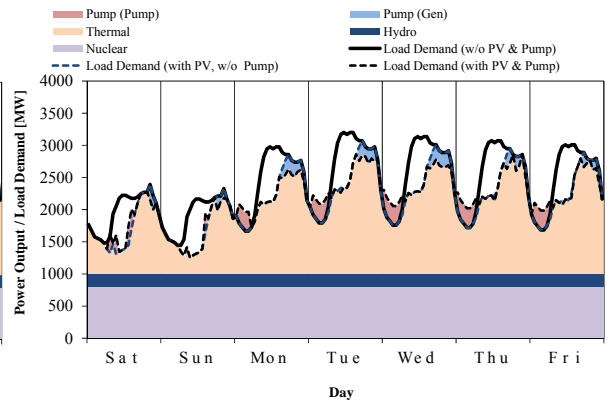
(a) 全発電機出力上下限



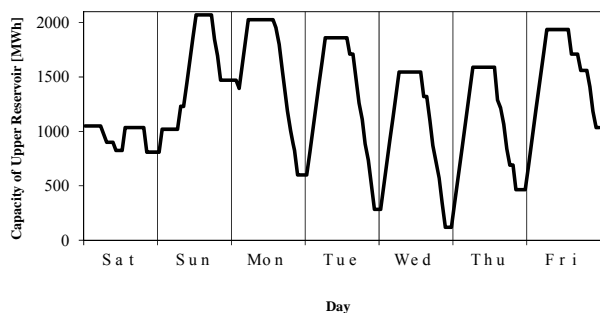
(a) 全発電機出力上下限



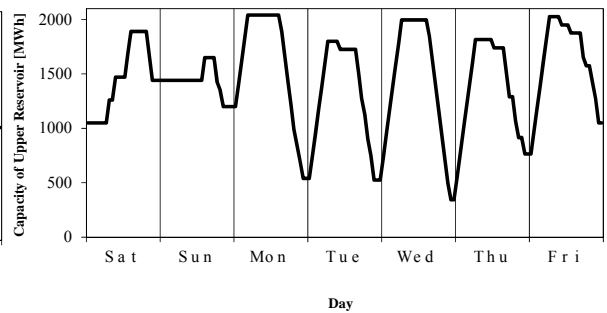
(b) 週間運用計画



(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



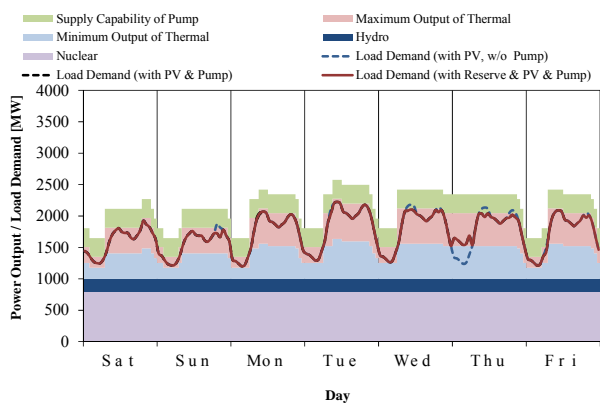
(c) 揚水発電所運用計画

図 5.12 計算結果 Case 11

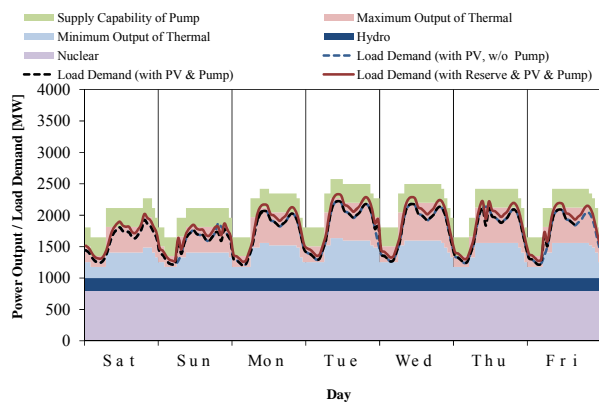
図 5.13 計算結果 Case 12

【夏期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=50[\%]$ 】

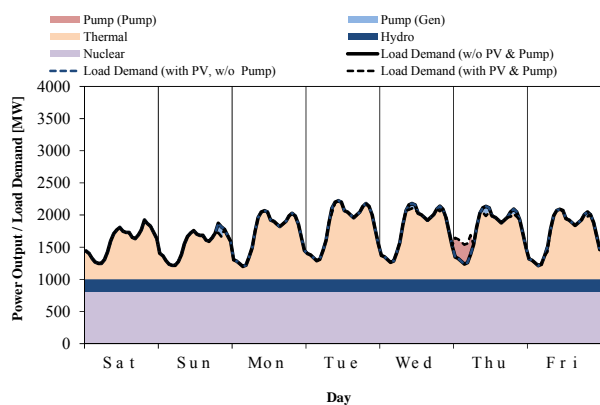
【夏期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=90[\%]$ 】



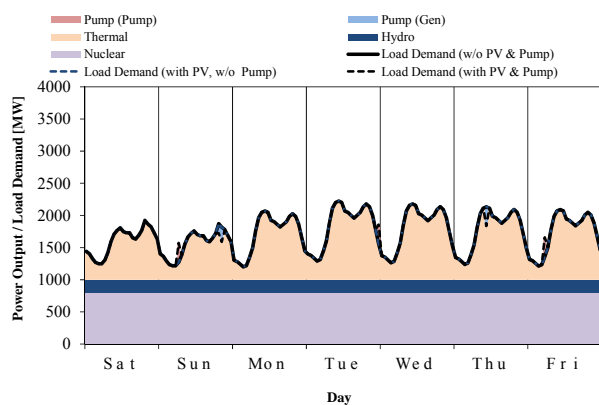
(a) 全発電機出力上下限



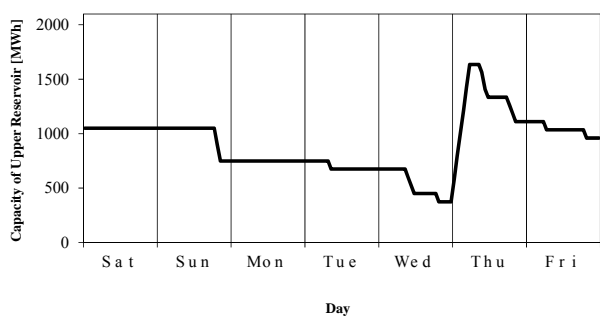
(a) 全発電機出力上下限



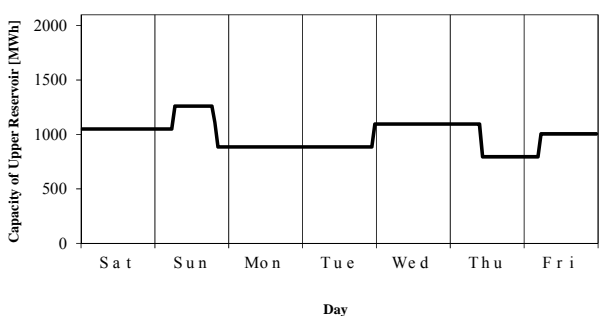
(b) 週間運用計画



(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



(c) 揚水発電所運用計画

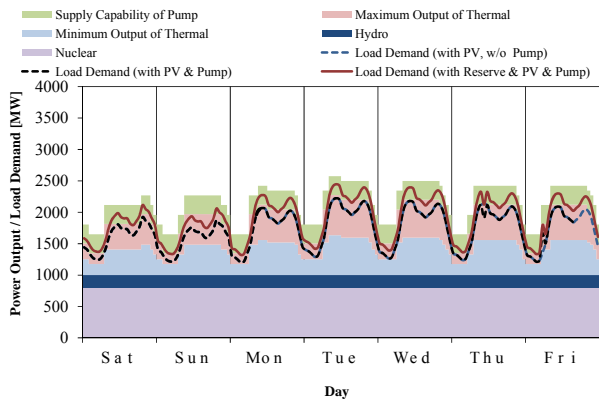
図 5.14 計算結果 Case 13

【春期 PV 0[MW]  $R_D=0[\%]$   $R_R=0[\%]$ 】

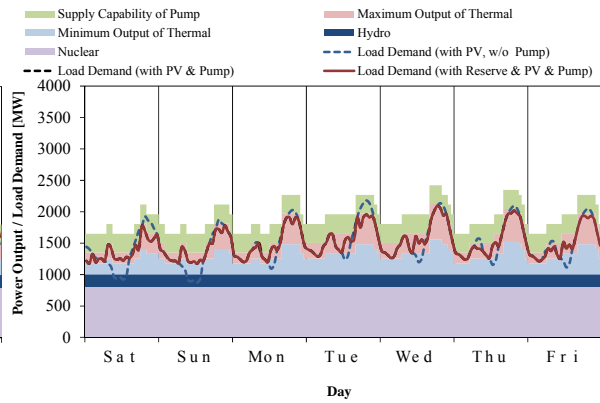
図 5.15 計算結果 Case 14

【春期 PV 0[MW]  $R_D=5[\%]$   $R_R=0[\%]$ 】

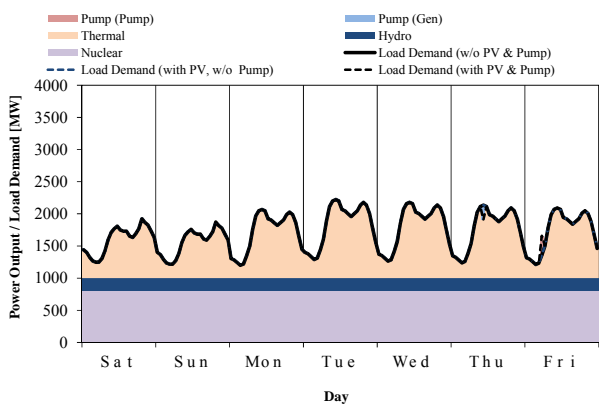




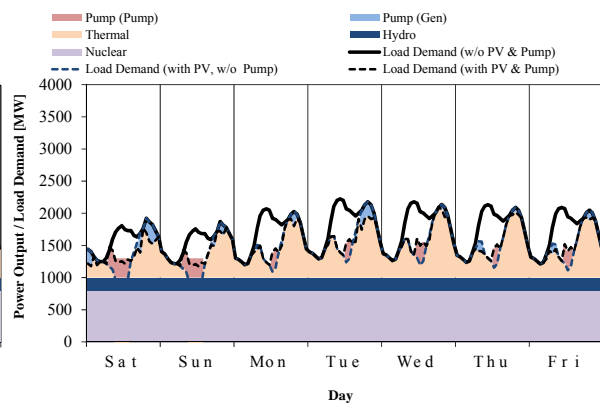
(a) 全発電機出力上下限



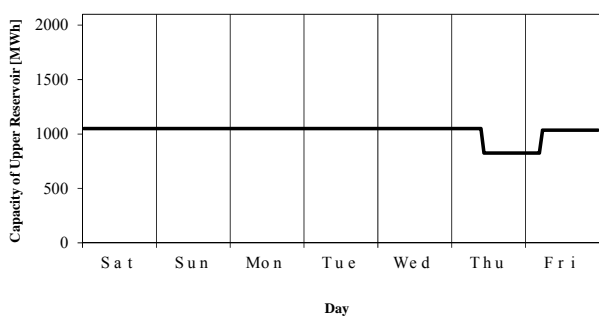
(a) 全発電機出力上下限



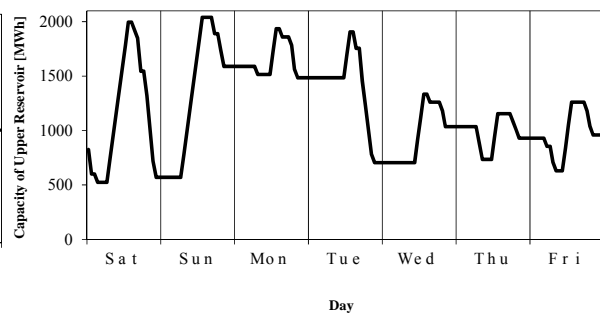
(b) 週間運用計画



(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



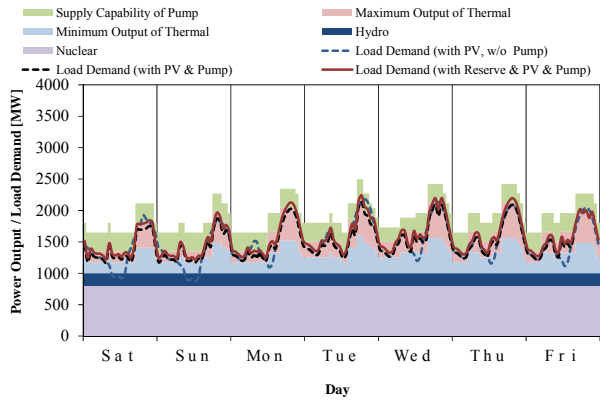
(c) 揚水発電所運用計画

図 5.16 計算結果 Case 15

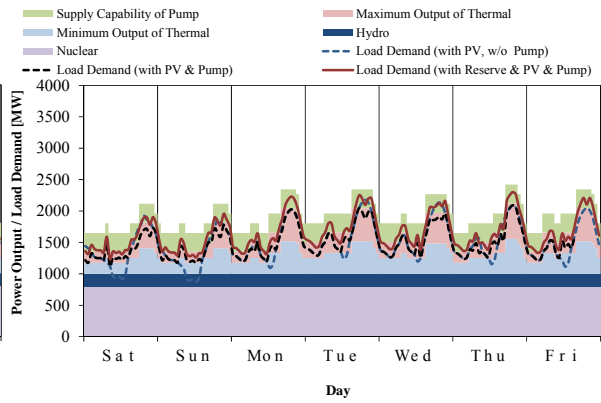
【春期 PV 0[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=0[\%]$ 】

図 5.17 計算結果 Case 16

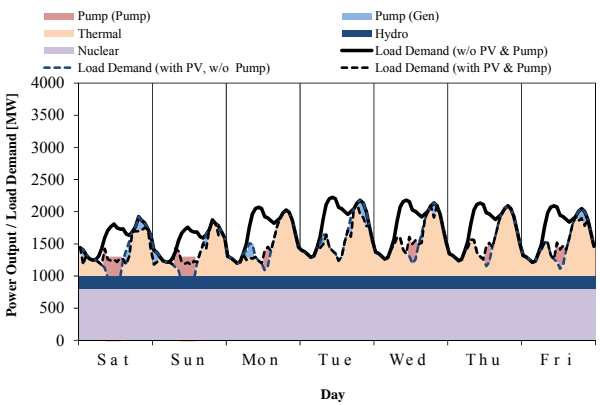
【春期 PV 1000[MW]  $R_D=0[\%]$   $R_R=0[\%]$ 】



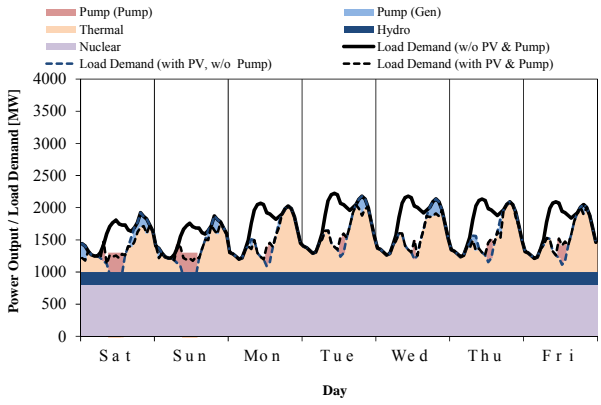
(a) 全発電機出力上下限



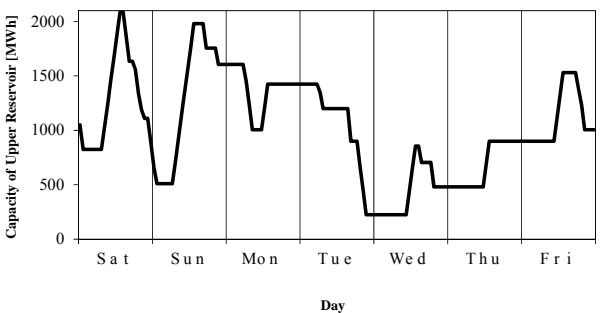
(a) 全発電機出力上下限



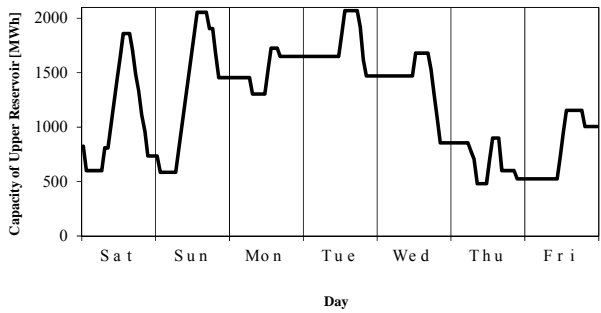
(b) 週間運用計画



(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



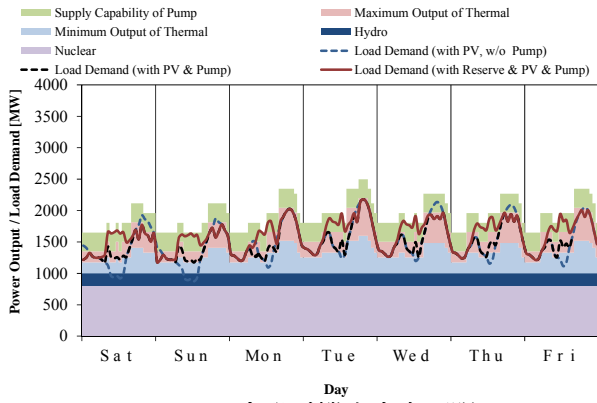
(c) 揚水発電所運用計画

図 5.18 計算結果 Case 17

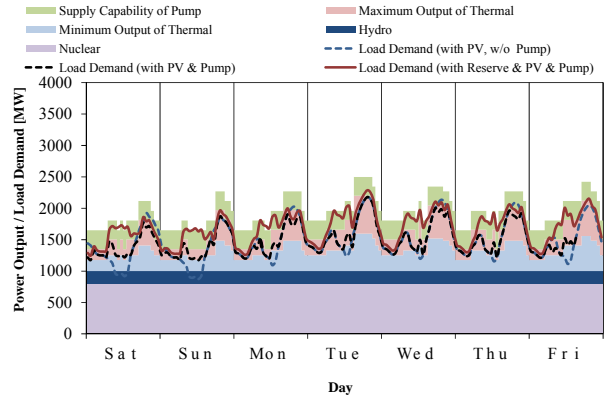
【春期 PV 1000[MW]  $R_D=0[\%]$   $R_R=50[\%]$ 】

図 5.19 計算結果 Case 18

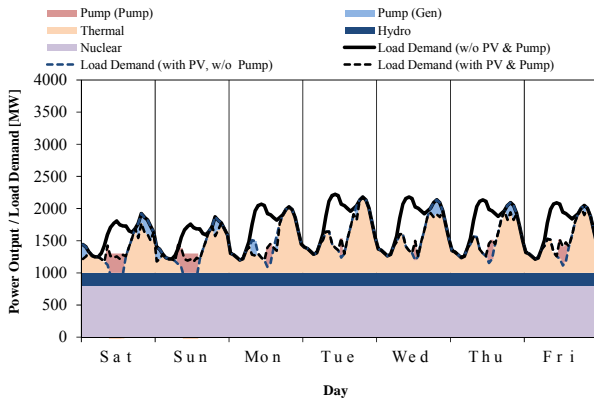
【春期 PV 1000[MW]  $R_D=0[\%]$   $R_R=90[\%]$ 】



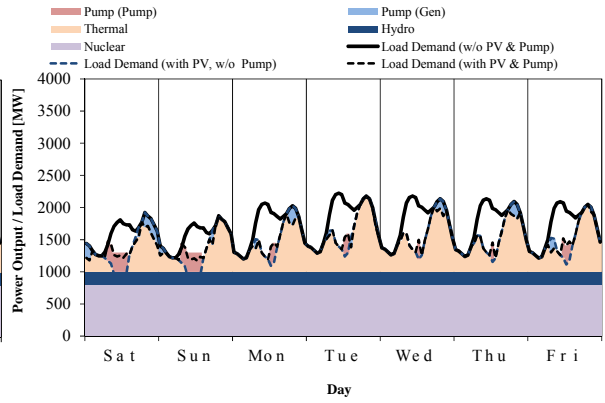
(a) 全発電機出力上下限



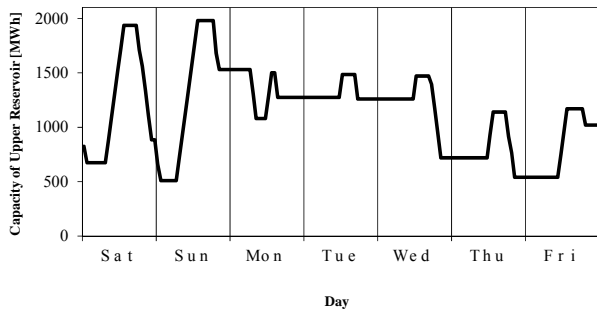
(a) 全発電機出力上下限



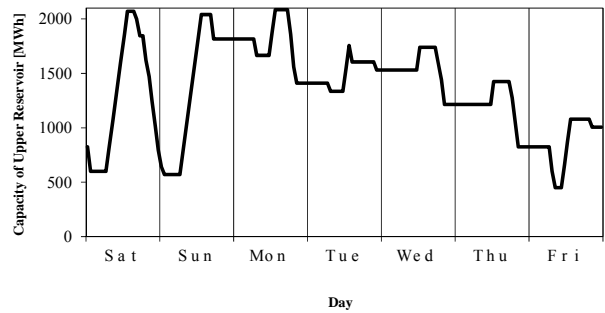
(b) 週間運用計画



(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



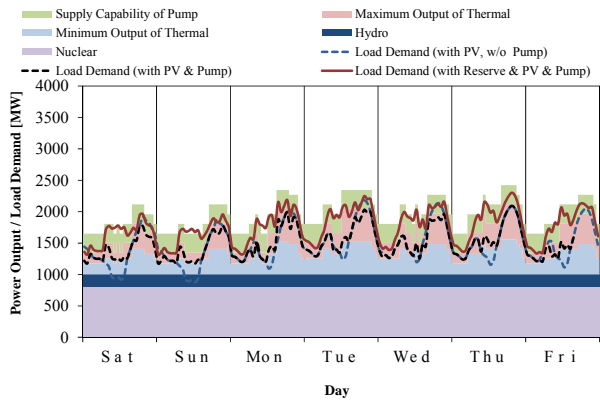
(c) 揚水発電所運用計画

図 5.20 計算結果 Case 19

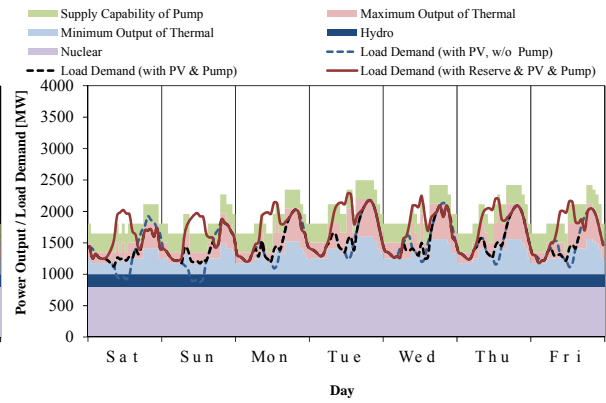
【春期 PV 1000[MW]  $R_D=5[\%]$   $R_R=0[\%]$ 】

図 5.21 計算結果 Case 20

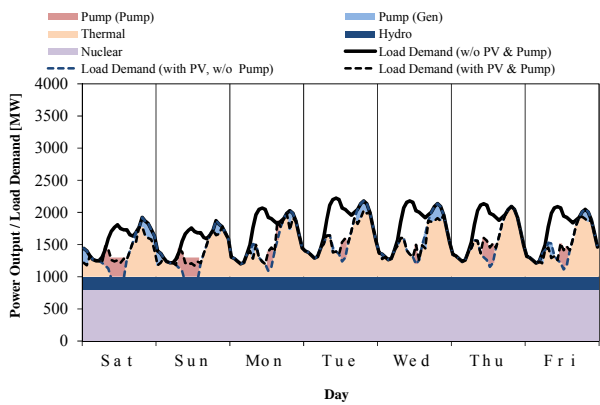
【春期 PV 1000[MW]  $R_D=5[\%]$   $R_R=50[\%]$ 】



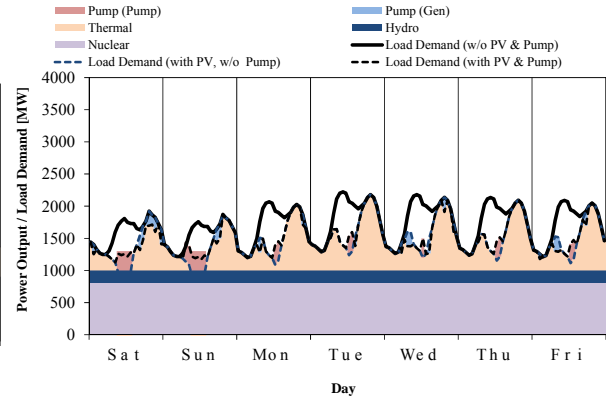
(a) 全発電機出力上下限



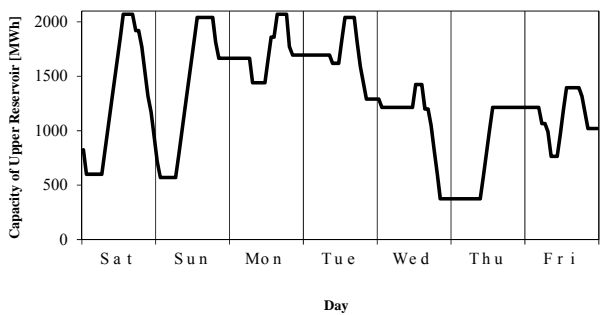
(a) 全発電機出力上下限



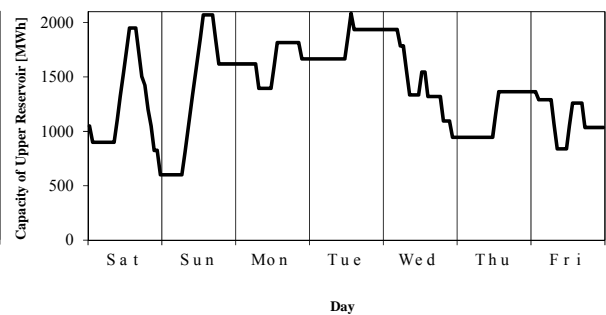
(b) 週間運用計画



(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



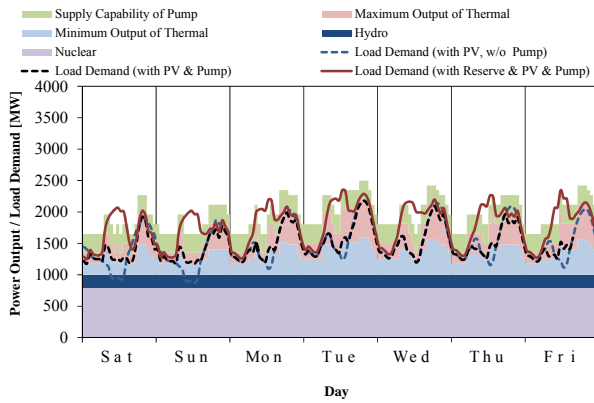
(c) 揚水発電所運用計画

図 5.22 計算結果 Case 21

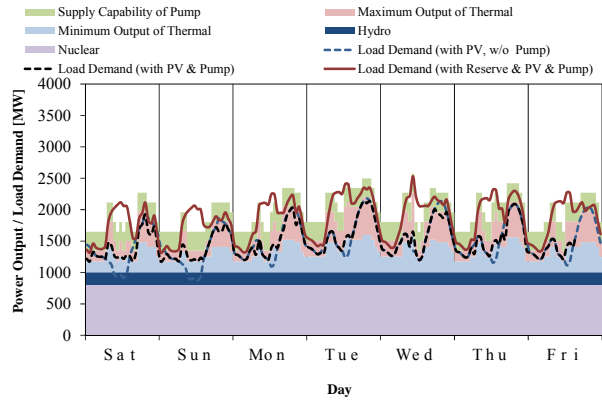
図 5.23 計算結果 Case 22

【春期 PV 1000[MW]  $R_D=5[\%]$   $R_R=90[\%]$ 】

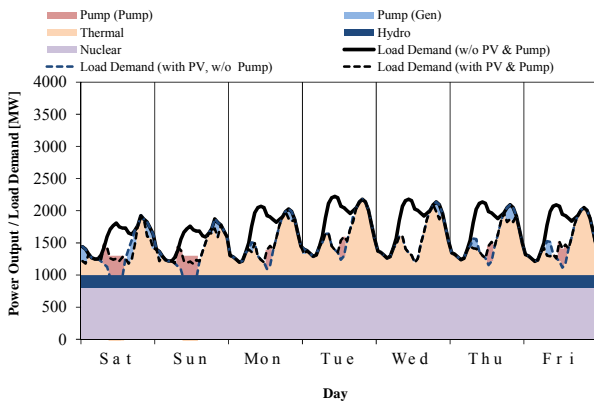
【春期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=0[\%]$ 】



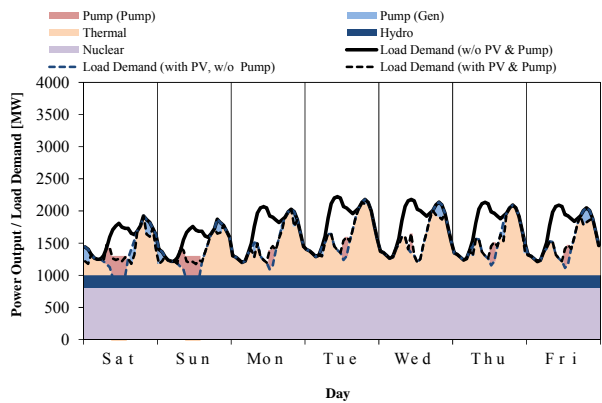
(a) 全発電機出力上下限



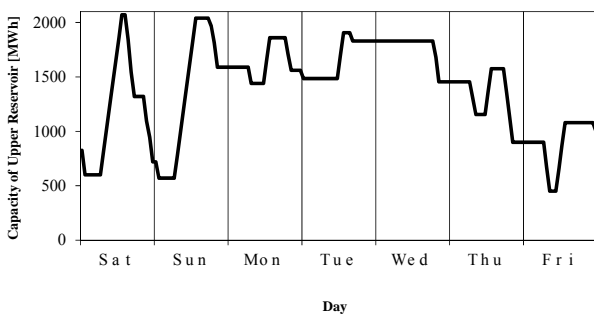
(a) 全発電機出力上下限



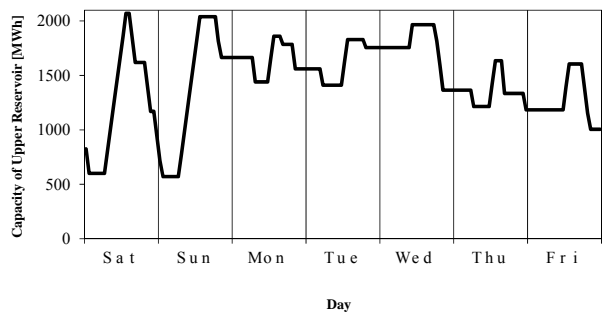
(b) 週間運用計画



(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



(c) 揚水発電所運用計画

図 5.24 計算結果 Case 23

図 5.25 計算結果 Case 24

【春期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=50[\%]$ 】

【春期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=90[\%]$ 】

### 5.3.2 週間需給シミュレーションの結果

本節では、予備力を考慮した運用計画作成手法を用いて、週間需給シミュレーションを実施した結果について考察を行う。

#### COST-LOLP 空間上の算出結果

各シミュレーション条件において、算出された結果が COST-LOLP 空間上のどの点に位置するかを図 5.26～5.29 に示す。

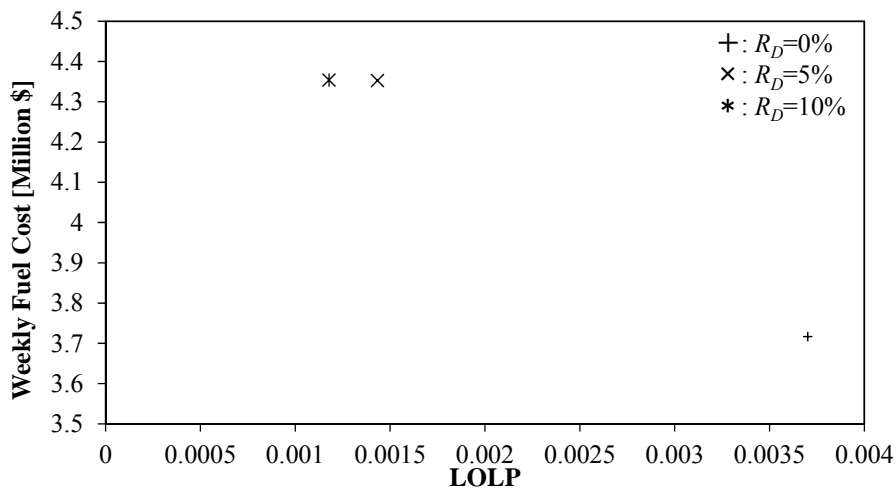


図 5.26 COST-LOLP 空間上における計算結果  
【夏期 PV 導入量 0 [MW]】

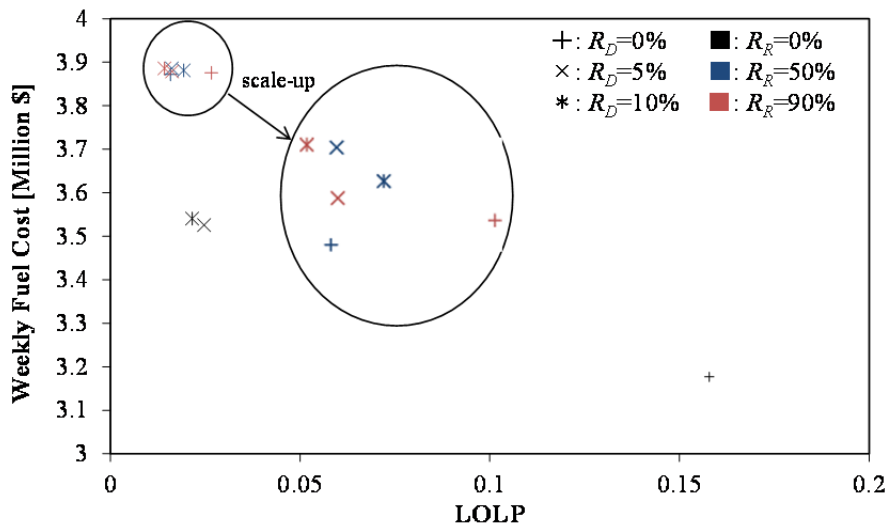


図 5.27 COST-LOLP 空間上における計算結果  
【夏期 PV 導入量 1000 [MW]】

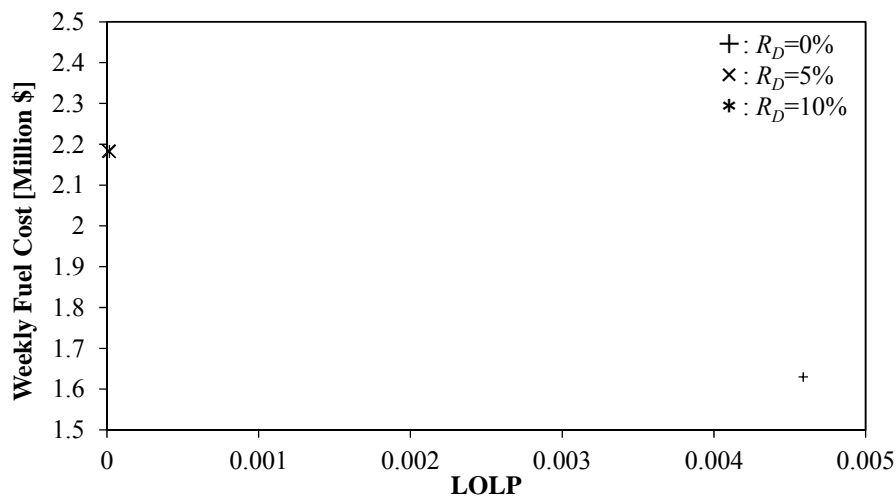


図 5.28 COST-LOLP 空間上における計算結果  
【春期 PV 導入量 0 [MW]】

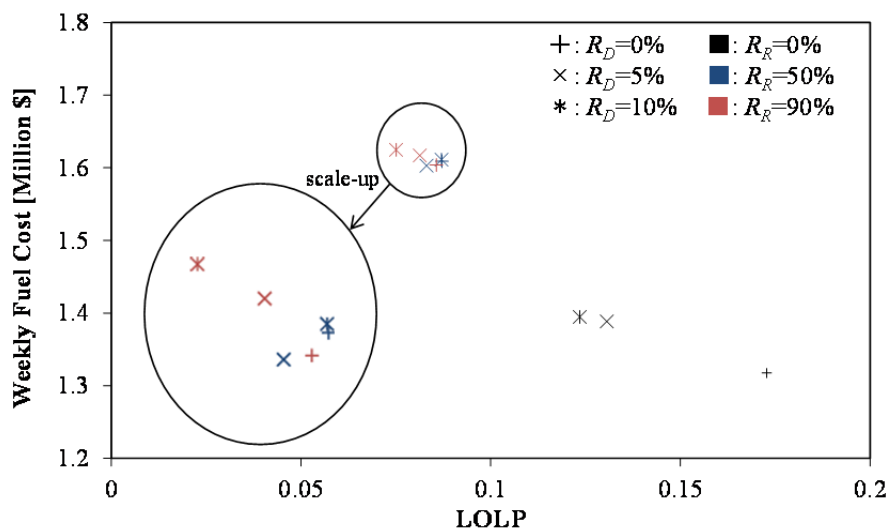


図 5.29 COST-LOLP 空間上における計算結果  
【春期 PV 導入量 1000 [MW]】

図 5.26 の夏期 PV 導入量 0MW の条件においては、電力需要に対する予備率  $R_D$  を増加させることによって、供給信頼度が向上していることが見て取れる。しかし、それに伴って火力機の起動台数が増加するため、週間燃料費は増大する。また  $R_D=5\%$  と  $R_D=10\%$  の双方において週間燃料費は、優位な差はない結果となっている。

図 5.27 の夏期 PV 導入量 1000MW の条件でも予備率  $R_D$  に関しては、PV 0MW の条件と同様に、 $R_D$  を増加させるにつれて LOLP が小さくなり代わりに燃料費が増大していくのが見て取れる。一方  $R_R=50\%$  および  $R_R=90\%$  の条件においては、 $R_D$  の増加量に対して LOLP および燃料費の変化量は、 $R_D=0\%$  の条件と比較して少なく、各条件における点は  $R_D=0\%$ 、

$R_R=50\%$ および $R_R=90\%$ の点と比較し、LOLPが向上し燃料費が増大する点の周囲に集合している。図 5.27 ではこの集合の中を拡大して示しているが、当然ながら $R_D=10\%$ 、 $R_R=90\%$ の条件が最も LOLP が小さく燃料費が大きい結果となっている。しかし、この集団の他の点と比較しても優位な差はない。夏期 PV 導入量 1000MW における結果を総合的に見れば、予備率を増加させることによって、信頼度を向上させることが出来ている事が見て取れる。

図 5.28 の春期 PV 導入量 0MW の条件においても、夏期と同様に予備率 $R_D$ を増加させることによって、供給信頼度が向上し週間燃料費は増大している。また $R_D=5\%$ と $R_D=10\%$ の双方において週間燃料費は、優位な差はない結果となっている。ただし、春期は電力需要が小さいので $R_D$ の増加に対する燃料費の増大幅は夏期と比較しても小さい。また $R_D=5\%$ と $R_D=10\%$ における LOLP の値は、0 に近く、春期においては運転予備力の確保によって高い供給信頼度を確保出来ていることが見とれる。

図 5.29 の春期 PV 導入量 1000MW の条件においては予備率 $R_D$ を増加させた時の LOLP ならびに燃料費に変化量は、夏期と比較すると少ない。これは前節における週間運用計画作成結果からも明らかな様に、春期においては電力需要が小さいため、 $R_D$ を増加させた時における予備力の変化量は小さくなるためである。同様に $R_R=50\%$ および $R_R=90\%$ の条件においては、 $R_D$ の増加量に対して LOLP および燃料費の変化量は、夏期と同様に少ない。 $R_D=10\%$ 、 $R_R=90\%$ の条件が最も LOLP が小さく燃料費が大きい結果となるのも夏期と同様である。しかしながら LOLP の絶対値に関して夏期と比較をすると、春期においては予備率を増加させても供給信頼度の確保が出来ていない。これに関しても前節の週間運用計画の作成結果を参照すれば明らかな様に、電力需要が小さく予備力の確保量が小さいためである。また、 $R_R$ の増加に対して、発電所の最低出力制約があるため昼間時における予備力を確保出来ていないことも要因であるといえる。

## 余剰電力の発生量

余剰電力の発生量について考察するために、各シミュレーション条件における SPP を表 5.3 に示す。表 5.3(a)の夏期の PV 導入量 0MW の条件においては、 $R_D$ を増加させていくと余剰電力の発生が顕著となっている。図 5.26 の LOLP の値と比較すると $R_D=5\%$ と $R_D=10\%$ の双方の条件において SPP の値の方が LOLP の値よりも大きく、供給不足よりも余剰電力の発生の方が多くなっている。表 5.3(c)の春期 PV 導入量 0MW の条件においても、夏期と同様に $R_D$ を増加させていくと SPP の値が増加していく。ただし、SPP の絶対値に関しては夏期よりも少ない。これに関しては、春期は電力需要が小さいため、 $R_D$ の増加に対する予備力の増加量も少なく、この点において余剰電力の発生量の差異が生じていると思われる。

PV 導入量 1000MW の条件においては、表 5.3(b)と表 5.3(d)の夏期と春期の条件を比較すると、双方とも予備率 $R_D$ と $R_R$ をそれぞれ増加させていくと SPP が増加しているが、夏期の方がその増加量は大きい。図 5.27 の夏期 PV 導入量 1000MW における LOLP と、表 5.3(b)を比較すると、 $R_D=5\%$ および $R_D=10\%$ の各条件においては、LOLP と SPP の値がほぼ等しく供給不足の発生率と余剰電力の発生率に差異はない。一方、春期においては同条件においても LOLP の値の方が SPP に対して大きく、供給不足の発生率の方が高い。



表 5.3 シミュレーション条件毎の算出結果

(a) 【夏期 PV 導入量 0 [MW]】				(b) 【夏期 PV 導入量 1000 [MW]】			
Case	$R_D$	$R_R$	SPP	Case	$R_D$	$R_R$	SPP
1	0	0	$1.19 \times 10^{-6}$	4	0	0	$1.79 \times 10^{-5}$
2	5	0	$5.67 \times 10^{-2}$	5	0	50	$4.08 \times 10^{-3}$
3	10	0	$6.09 \times 10^{-2}$	6	0	90	$5.59 \times 10^{-3}$
				7	5	0	$2.96 \times 10^{-2}$
				8	5	50	$2.95 \times 10^{-2}$
				9	5	90	$3.15 \times 10^{-2}$
				10	10	0	$2.10 \times 10^{-2}$
				11	10	50	$2.91 \times 10^{-2}$
				12	10	90	$3.21 \times 10^{-2}$
(c) 【春期 PV 導入量 0 [MW]】				(d) 【春期 PV 導入量 1000 [MW]】			
Case	$R_D$	$R_R$	SPP	Case	$R_D$	$R_R$	SPP
13	0	0	$6.55 \times 10^{-5}$	16	0	0	$5.63 \times 10^{-5}$
14	5	0	$1.03 \times 10^{-2}$	17	0	50	$1.00 \times 10^{-2}$
15	10	0	$1.25 \times 10^{-2}$	18	0	90	$1.01 \times 10^{-2}$
				19	5	0	$1.01 \times 10^{-2}$
				20	5	50	$1.01 \times 10^{-2}$
				21	5	90	$1.03 \times 10^{-2}$
				22	10	0	$1.06 \times 10^{-2}$
				23	10	50	$1.05 \times 10^{-2}$
				24	10	90	$1.16 \times 10^{-2}$

時間断面毎の供給不足発生量と余剰電力発生量

各季節と PV 導入量毎に LOLP が最小となるケース (PV0MW の条件においては  $R_D=10\%$ , PV1000MW の条件においては  $R_D=10\%$ ,  $R_R=90\%$ ) における時間断面毎の供給不足発生率を図 5.30 に、余剰電力発生率を図 5.31 に示す。また、時間断面毎の供給不足電力量の平均値を図 5.32 に、余剰電力発生量の平均値を図 5.33 に示す。

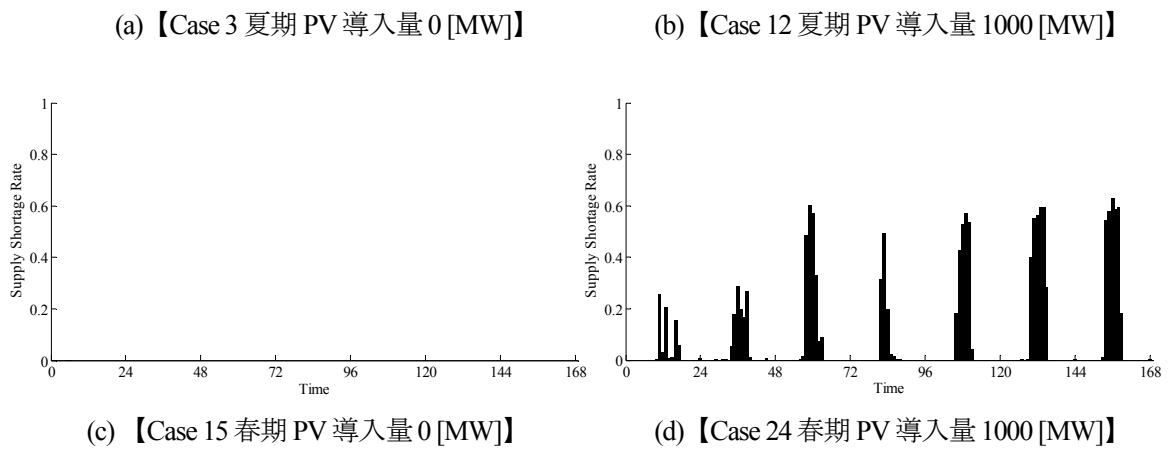
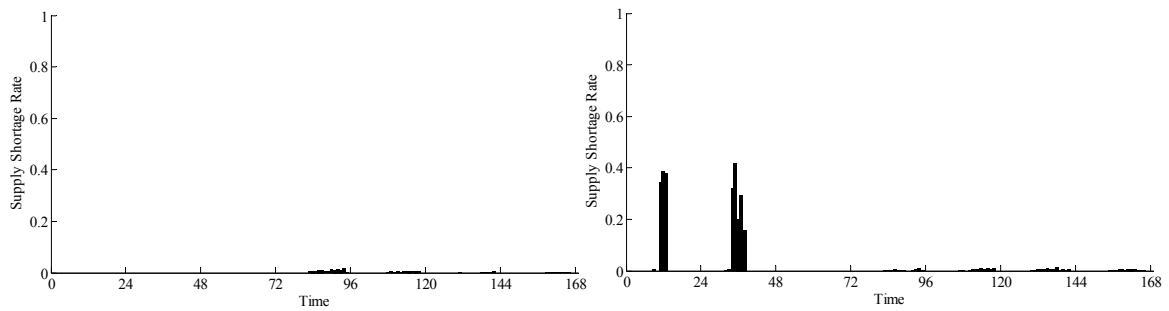


図 5.30 時間断面毎の供給不足発生率

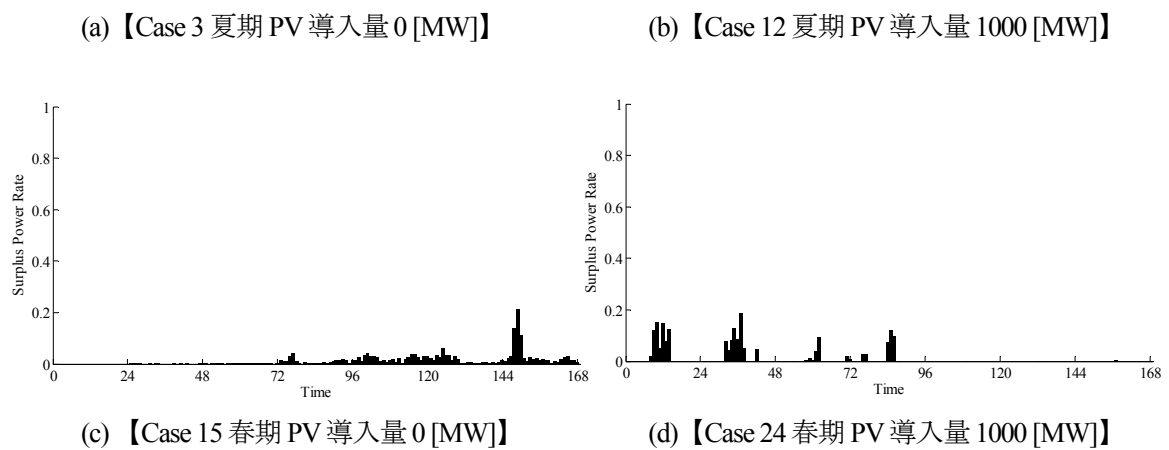
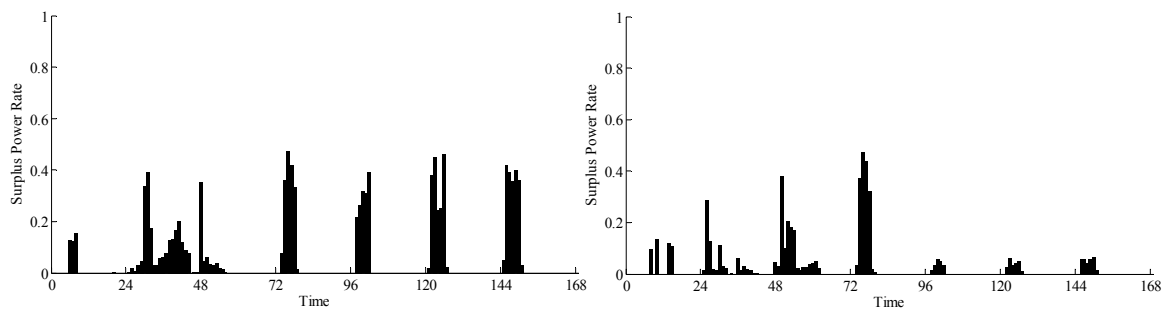
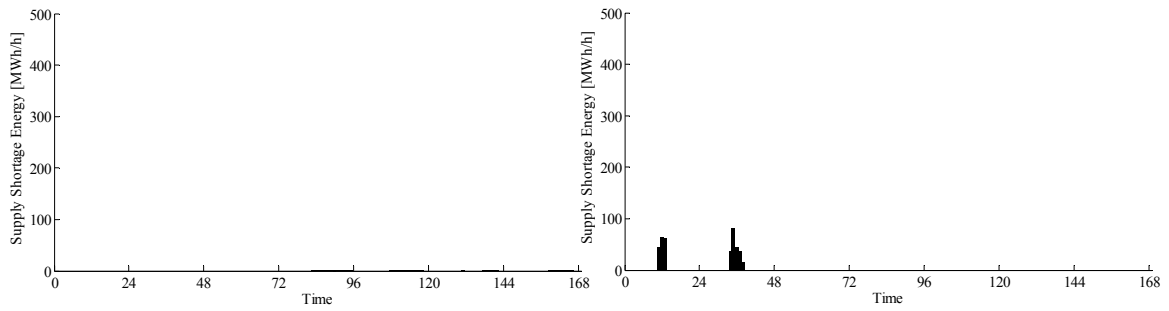
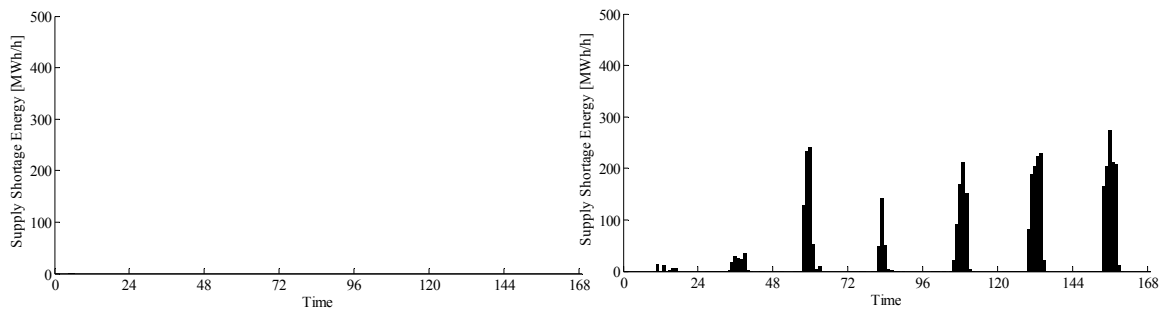


図 5.31 時間断面毎の余剰電力発生率



(a) 【Case 3 夏期 PV 導入量 0 [MW]】

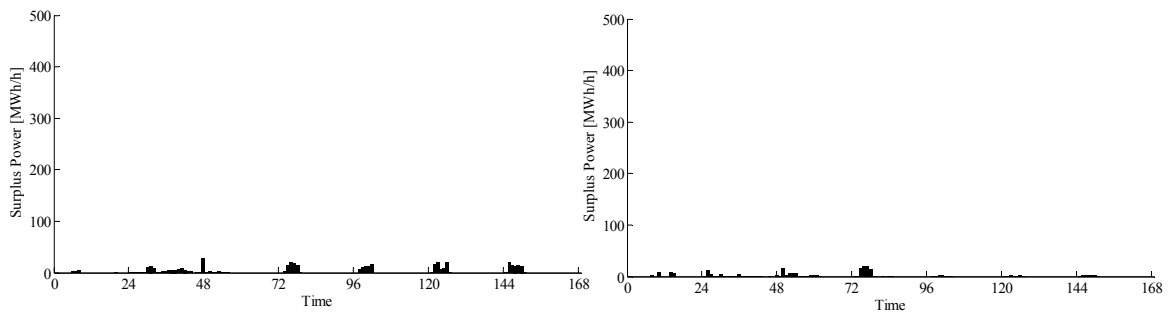
(b) 【Case 12 夏期 PV 導入量 1000 [MW]】



(c) 【Case 15 春期 PV 導入量 0 [MW]】

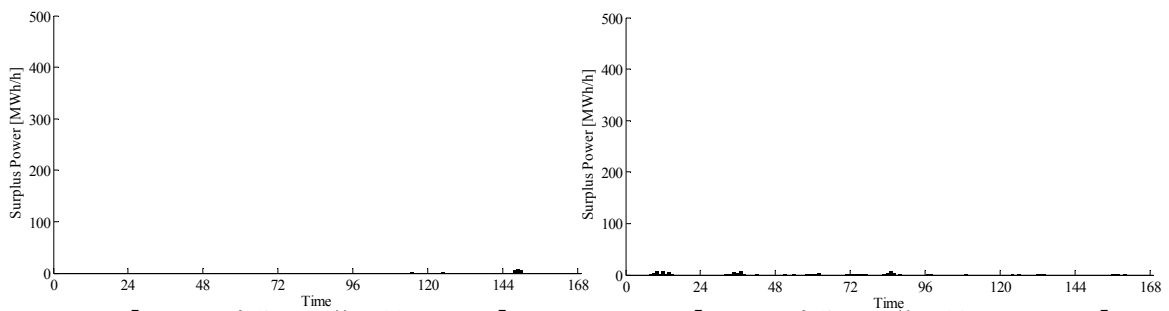
(d) 【Case 24 春期 PV 導入量 1000 [MW]】

図 5.32 時間断面毎の平均供給不足電力量



(a) 【Case 3 夏期 PV 導入量 0 [MW]】

(b) 【Case 12 夏期 PV 導入量 1000 [MW]】



(c) 【Case 15 春期 PV 導入量 0 [MW]】

(d) 【Case 24 春期 PV 導入量 1000 [MW]】

図 5.33 時間断面毎の平均余剰電力量

夏期の PV 導入量 0MW の Case 3 においては、図 5.30(a)の供給不足発生率並びに図 5.33(a)の平均供給不足電力量の双方ともに非常に小さい。しかしながら、図 5.31(a)の余剰電力発生率は比較的高い、図 5.33(a)の平均余剰電力発生量を見ると、余剰電力の発生量は小さいため、予備力を確保したことによって、火力機の下げ代が減少し需要の変動の不確実性を考慮した結果、余剰電力が生じている。春期の PV 導入量 0MW の Case 15 においても、同様の傾向が見られるが、需要が小さい春期においては供給不足と余剰電力の双方とも発生率は低い。

PV1000MW が導入された夏期の Case 12 および春期の Case 24 においては、供給不足発生率は昼間の PV の出力変動が発生する時間帯において非常に高い。夏期においては週末の土曜日と日曜日のみ発生率が高く、平日においては発生率が低い。これは夏期の昼間の電力需要は大きいため、火力機の下げ代の制約が緩和され、その分予備力を確保できているためである。しかし、春期においては週末と平日共に電力需要が小さいため、下げ代制約によって十分な予備力が確保できていないため、昼間時における供給不足発生率が高い。余剰電力の発生率を見ると、夏期と春期ともに週末における余剰電力の発生が顕著である。しかしながら図 5.33(b)および図 5.33(d)を見るとその発生量は比較的少ない。

#### 全試行における揚水発電所運用実績

全試行における揚水発電所運用実績を図 5.34 に示す。

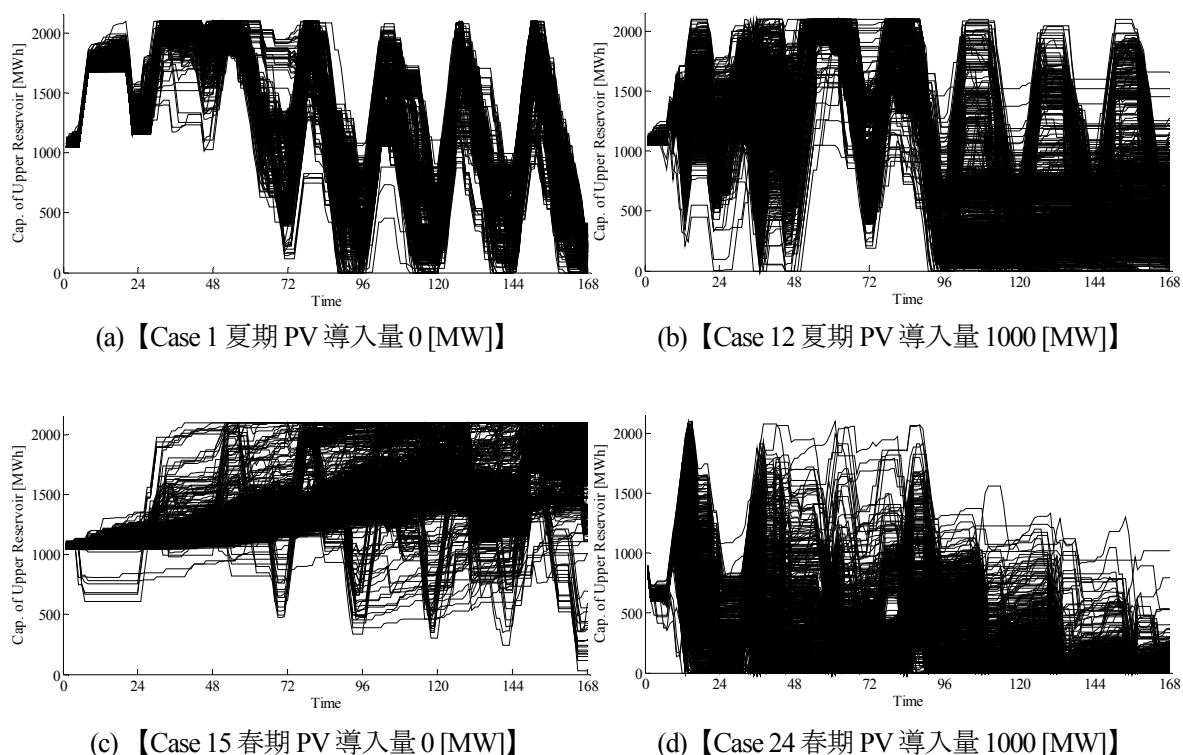


図 5.34 全試行における揚水発電所運用実績

図 5.34(a)の夏期 PV 導入量 0MW では揚水発電所がほぼ計画通り運用されていることが見て取れる。一方図 5.34(c)の春期 PV 導入量 0MW においては貯水量の分布は、シミュレーション期間の終わりに近づくと幅広分布となっている。週間発電計画の作成結果からも明らかな様に、計画上の揚水発電所の運用が殆どされないためである。図 4.18(c)の予備率  $R_D=0\%$ の条件と比較すると、全体的に貯水量は満水に近い状態となっている。これは電力需要に対する予備力  $R_D$ を確保したことによって、下げ代が減少し電力需要変動の不確実性によって生じた余剰電力を吸収したためである。

図 5.34(b)の夏期 PV 導入量 1000MW の条件においては、週末の土曜日、日曜日の両日において貯水量の分布が広がる傾向が見て取れる。これは時間断面毎の供給不足発生率と余剰電力発生率を見ても明らかな通り、週末の土曜日ならびに日曜日においては供給不足と余剰電力の双方の発生の可能性が高いためである。図 4.18 (b)の予備率 0%の条件と比較すると、揚水発電所の運用計画が計画通りに運用されている確立が高くなっている。また、月曜日と火曜日においては、揚水発電所の貯水量が満水状態となっている確率が高く、それに伴って図 5.31(b)の余剰電力の発生確率の高さに繋がっている。

図 5.34(d)の春期 PV 導入量 1000MW の条件においては、図 4.18 (d)の予備率 0%の条件と比較しても揚水発電所の貯水量の変遷としては大きく変わらず、揚水発電所が計画どおり運用できている確率も低いといえる。これは前述のとおり昼間時における予備力の確保が、下げ代制約によって十分に確保できないことに起因するものであり、この結果からも春期の PV 大量導入時における需給運用の厳しさが伺える。

本節では、運転予備力の確保を考慮した最適揚水発電所運用計画の作成手法を提案し、週間需給シミュレーションによって検討を行った。電力需要に対する予備率  $R_D$ と PV 出力に対する予備率  $R_R$ の双方を考慮することで、供給信頼度の向上することができた。しかしながら、PV 大量導入時においては、夏期においては週末における供給不足と余剰電力の双方の発生リスクは依然として高く、また春期においては、予備力の確保が下げ代制約によって条件通りに出来ず、昼間時の供給不足発生率は高い状態となっている。本節の検討では、時間断面毎に一定の予備率  $R_D$ ならびに  $R_R$ を用いていた。しかし、これを時間断面毎に最適化することによって、より低い燃料費で供給信頼度の向上、ならびに余剰電力の抑制が図れる可能性がある。これを踏まえて次節では、時間断面毎の最適な予備率確保量を探索的手法を用いて策定することを検討する。

## 5.4 時間断面毎の運転予備力最適化手法

前節では電力需要に対する予備率  $R_D$  と PV 出力に対する予備率  $R_R$  の双方を考慮した運用計画作成手法ならびに週間需給シミュレーションの結果について提案・検討を行った。PV が導入されていない場合においては、電力需要に対する予備率  $R_D$  を増加すれば供給信頼度は大きく向上する一方、余剰電力の発生率が増加する結果となった。PV 大量導入時には、需要に対する予備率と PV 出力に対する予備率を全時間断面で一定に増加させただけでは、必ずしも供給信頼度の向上に対して効果的であるとは言えない。また電力需要の小さい春期においては、下げ代の制約によって運用計画作成の時点で予備率の確保が出来ない可能性も高い。そこで、本節では探索的手法を用いて時間断面ごとの最適な予備率を求めることを考える。

### 5.4.1 探索手法の概要

週間需給シミュレーションにおいては、各日における週間運用計画の作成には予備率等の制約条件の下で目的関数を週間燃料費最小化とした最適化問題を解いている。図 5.35 の様に運転予備率を制御変数とした探索を入れ子構造にして最適化を行うことで、週間燃料費と供給信頼度のパレート最適解の集合が求められる。

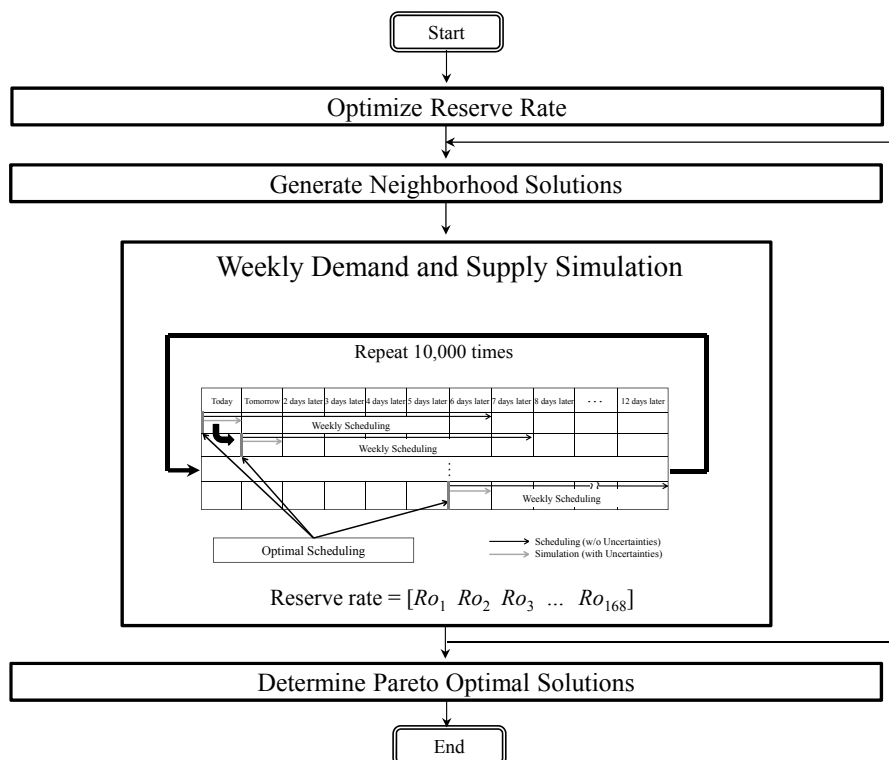


図 5.35 最適化計算の入れ子構造

## 5.4.2 定式化

時間断面毎の予備率の最適化を以下の様に定式化する。ここで目的関数は週間需給シミュレーションによって算出された LOLP の最小化としている。制御変数は時間断面毎の電力需要に対する予備率  $Ro_t$  としている。前節にて考慮していた PV 出力に対する予備率  $R_R$  も電力需要に対する予備率  $Ro_t$  に含めて最適化を行うこととした。制約条件として、予備率  $Ro_t$  の下限は 0% とした。前節の PV 出力に対する予備率  $R_R$  が 90% の条件の時、需要に対する予備率に換算すると、それが最大となる春期の PV1000MW 導入の条件において、100% 程度であることに鑑み、予備率  $Ro_t$  の上限は 100% とした。

目的関数

Minimize:

$$\Phi = \text{LOLP} = \frac{\sum_{c=1}^{10000} \sum_{t=1}^{168} Ll_{t,c}}{168 \times 10000} \quad (5.10)$$

制御関数

Subject to:

$$\mathbf{Ro} = [Ro_1 \quad Ro_2 \quad Ro_3 \quad \dots \quad Ro_{168}] \quad (5.11)$$

制約条件

・予備率上下限制約

$$0 \leq Ro_t \leq 100 \quad (5.12)$$

時間断面毎の最適な予備力の探索にはタブーサーチとパレート最適の概念を組み合わせた手法を採用した。探索の流れを図 5.36 に示す。

1. 初期条件として、予備率  $\mathbf{Ro}$  を全時間断面で 0% として、週間需給シミュレーションを行う。このシミュレーションは、パレート最適解の集合内では燃料費最小の結果となるので、算出された LOLP と週間燃料費よりコスト最小の解が求まる。このコスト最小の解を現在の解として、次の探索に進む。
2. 現在の解から時間断面をランダムに選択し、予備率を増加させ近傍解を生成する。近傍解を生成したら、そのそれぞれの予備率の条件の下で、週間需給シミュレーションを行う。

3. 全近傍解に対して週間需給シミュレーションが終了したら、それらの解に対してランク付けを行い、パレート最適解を保存する。この時点におけるパレート最適解の中から、LOLPが最小の解を現在の解として、次の探索に進む。
4. 2と3を繰り返して徐々にLOLP最小の方向へと探索を進めていく。パレート最適解の更新が10回連続して行われなかった場合、計算を終了する。
5. 最終的にパレート最適解を得ることができる。

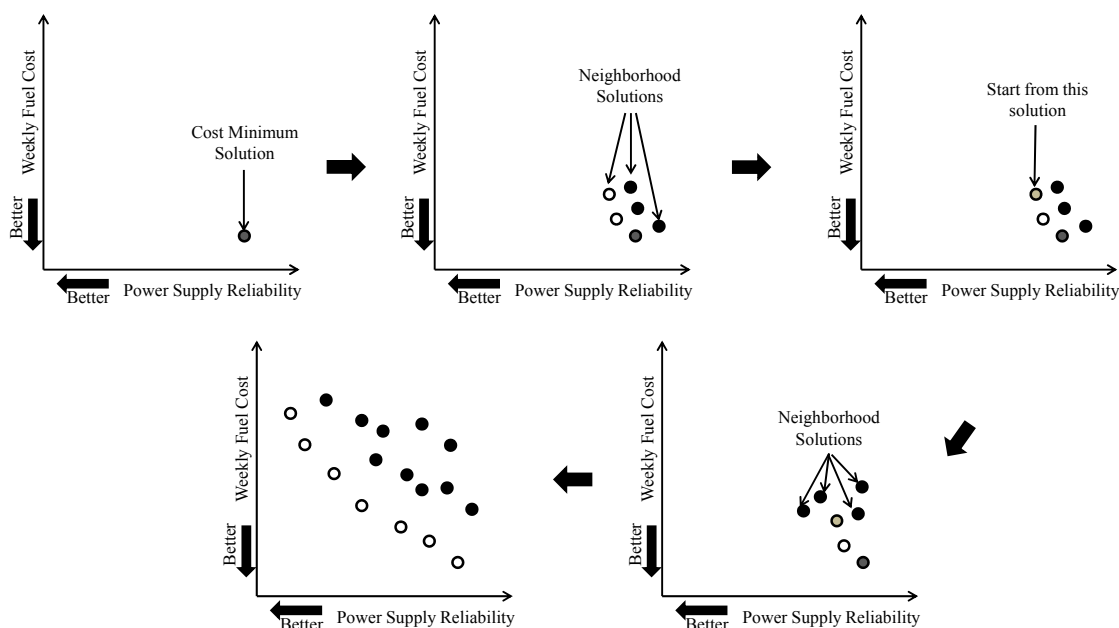


図 5.36 最適予備力探索アルゴリズム

本手法においては、週間需給シミュレーションを全ての解候補に対して行うので、非常に計算負荷が高くなるものと予測される。そのため、複数台の計算機を並列にして計算を行った。本研究に用いた計算機のスペックを表 5.4 に示す。ここでは同一仕様の計算機を 8 台接続した。計算環境は MathWorks 社の MATLAB2010a を用いた。これらのワーカーと呼ばれる計算機を LAN で接続し、1 台のジョブマネージャによって管理を行っている。ジョブマネージャは計算タスクを LAN を通じてワーカーに送信し、ワーカーは計算結果をジョブマネージャに送信する。本研究においては、近傍解の集合のそれぞれの解に対して、ワーカーが独立並行的に週間需給シミュレーションを行っている。

表 5.4 計算機のスペック

CPU	Intel Core i7 920 2.66GHz
Memory	DDR3-1066 4GB×6



### 5.4.3 シミュレーション結果

夏期および春期におけるシミュレーション結果について本節では考察を行う。

#### 計算時間

本シミュレーションにおける計算時間を表 5.5 に示す。

表 5.5 シミュレーション条件毎の計算時間

Condition	Computation Time
Summer PV 1000 MW	35 Days
Spring PV 1000 MW	32 Days

本研究においては、第 4 章にて述べた様々な計算時間短縮方法を用いている。またシミュレーションに用いた計算機は、8 台を並列に用いる計算機クラスタを使用しているが、それでも約 1 ヶ月の計算時間を要している。

#### COST-LOLP 空間上の算出結果

夏期と春期の各シミュレーション条件において、算出された結果が COST-LOLP 空間上のどの点に位置するかを図 5.37～5.38 に示す。

予備率一定の条件と比較すると、探索的手法によって予備率の最適化探索を行ったことによって、パレート解のフロントに多様な解が得られていることが見て取れる。またパレート最適解の概念によれば、原点に近い点の方が良好な解であると言えるため、特に図 5.38 の春期においては、LOLP 最小の点が予備率一定の計算結果よりも LOLP と燃料費共に小さくなっており、最適化の成果が出ていると言える。しかし図 5.38 のパレート最適解集合には、予備率一定の従来手法の方が良い解が得られている点もあり、必ずしもパレート最適解が効率的に探索されているわけではないと言える。予備率を制御変数としたタブーサーチにおける、最適化のパラメータを変更すればより効率的な探索が可能になるものと思われるが、表 5.5 に示した計算時間に鑑みると、更に試行錯誤的に変更するのは困難である。

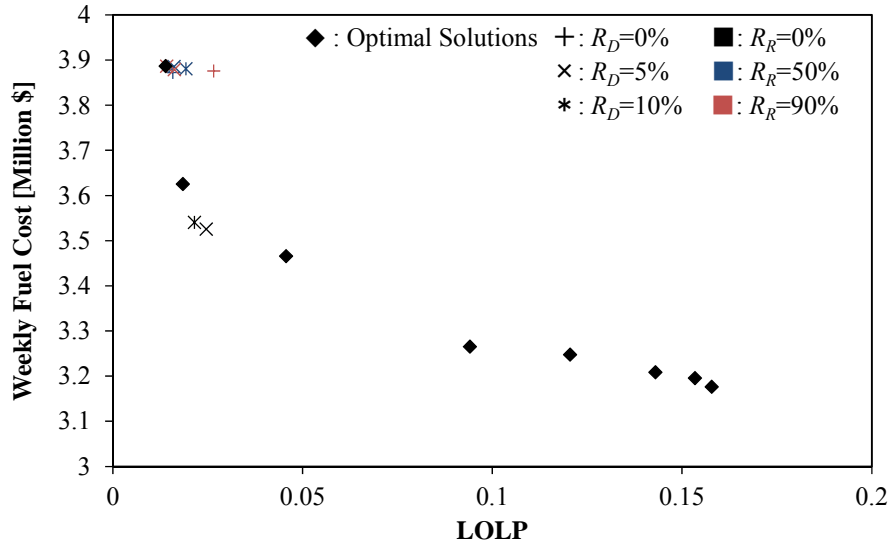


図 5.37 COST-LOLP 空間上の得られた結果

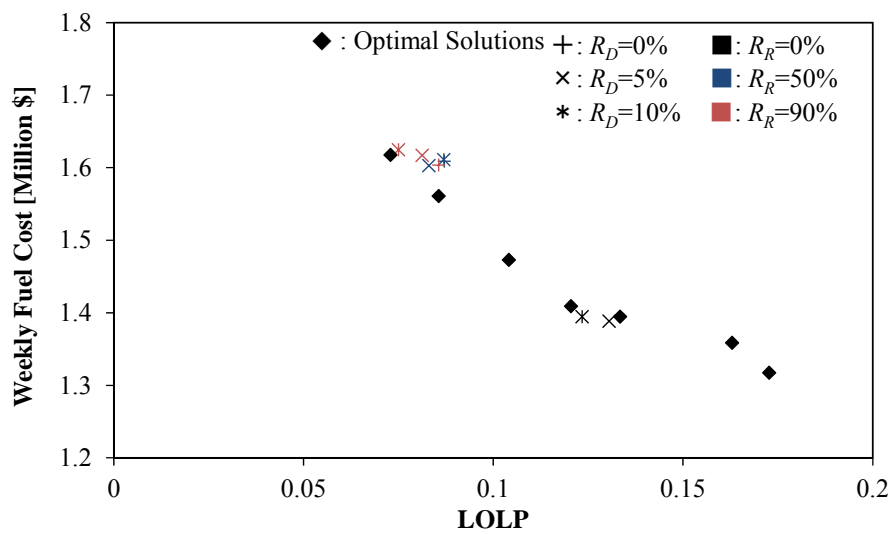


図 5.38 COST-LOLP 空間上の得られた結果

## 余剰電力発生確率の算出結果

表 5.6 に季節毎のパレート最適解における SPP を示す。

表 5.6 季節毎の最適化の SPP

(a) 【夏期 PV 導入量 1000 [MW]】

(b) 【春期 PV 導入量 1000 [MW]】

No.	SPP
1	$1.79 \times 10^{-5}$
2	$5.45 \times 10^{-3}$
3	$4.68 \times 10^{-3}$
4	$8.96 \times 10^{-3}$
5	$1.91 \times 10^{-2}$
6	$1.96 \times 10^{-2}$
7	$2.08 \times 10^{-2}$
8	$2.39 \times 10^{-2}$

No.	SPP
1	$5.63 \times 10^{-5}$
2	$5.54 \times 10^{-3}$
3	$6.01 \times 10^{-3}$
4	$6.84 \times 10^{-3}$
5	$7.65 \times 10^{-3}$
6	$8.68 \times 10^{-3}$
7	$9.62 \times 10^{-3}$

夏期においては、表 5.6(a)の LOLP が最小となった No.8 の解の SPP と、表 5.3(b)の予備率一定で  $R_D=10\%$ 、 $R_R=90\%$ の条件と比較すると、最適化を行った方が SPP の値が小さく、余剰電力発生率の削減に寄与しているのが見て取れる。また春期においても表 5.6(b)と表 5.3(d)の予備率一定で  $R_D=10\%$ 、 $R_R=90\%$ の条件と比較すると、最適化を行った方が余剰電力の削減を実現しているのが見て取れる。

## 時間断面毎の供給不足発生量と余剰電力発生量

夏期と春期のそれぞれの条件において、LOLP が最小となるケースにおける時間断面毎の供給不足発生率を図 5.39 に、余剰電力発生率を図 5.40 に示す。また、時間断面毎の供給不足電力量の平均値を図 5.41 に、余剰電力発生量の平均値を図 5.42 に示す。

夏期において、パレート最適解の結果である図 5.39(a)と予備率一定の結果である図 5.30(b)を比較すると、供給不足発生率に関してはパレート最適解の方が若干大きい。また図 5.40(a)の余剰電力発生率を見ると、図 5.31(b)と比較してパレート最適解の結果の方が余剰電力発生率は小さくなっているのが見て取れる。

同様に春期においては、パレート最適解の結果である図 5.39(b)と予備率一定の結果である図 5.30(d)を比較すると、パレート最適解の結果の方が供給不足発生率は小さい。余剰電力発生率に関しても、パレート最適解の結果の方が予備率一定の図 5.31(d)と比較して良好な数値となっているのが見て取れる。

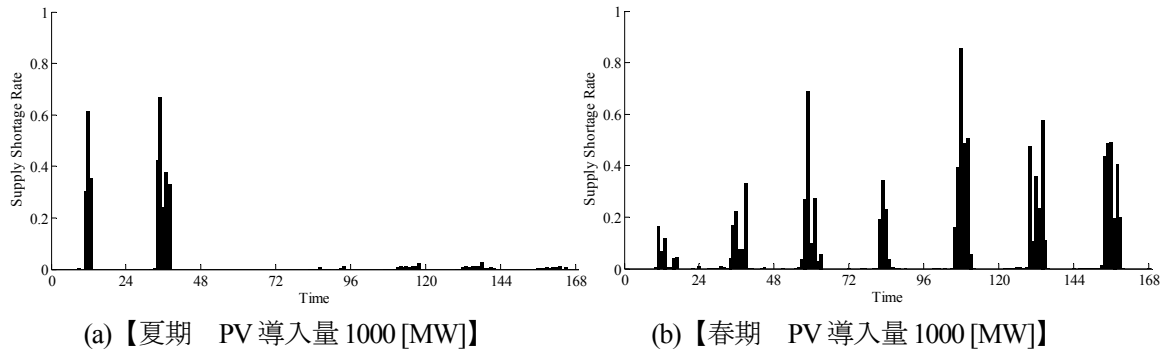


図 5.39 時間断面毎の供給不足発生率

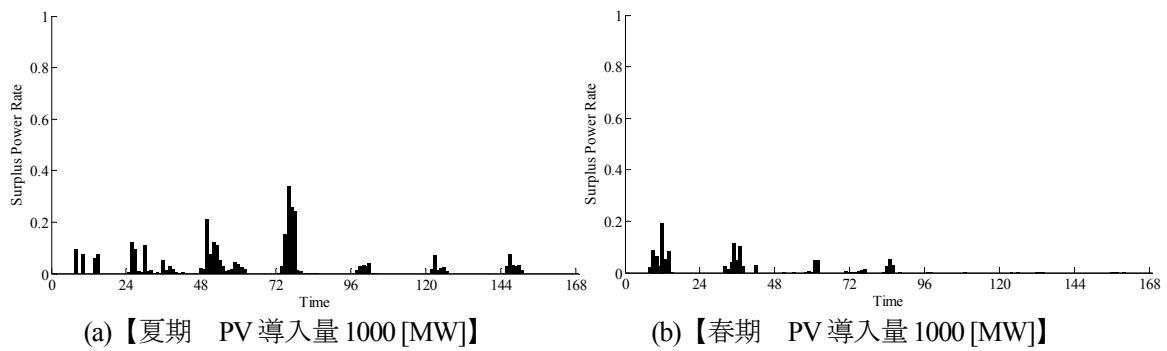


図 5.40 時間断面毎の余剰電力発生率

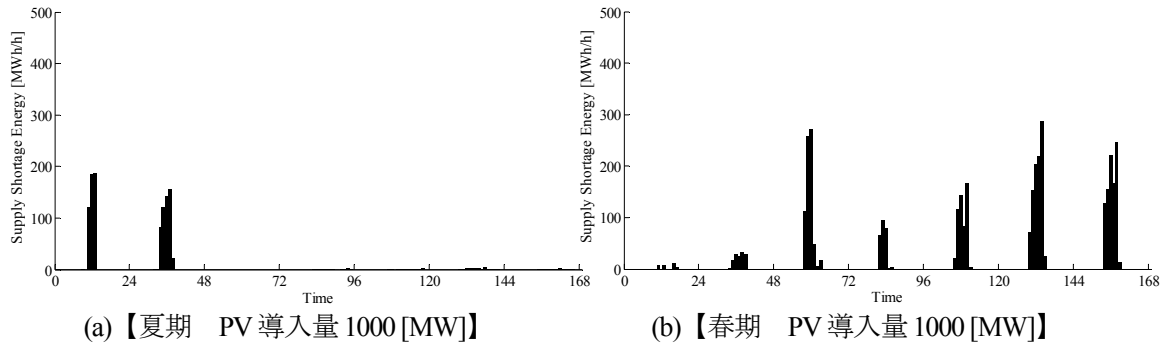


図 5.41 時間断面毎の平均供給不足電力量

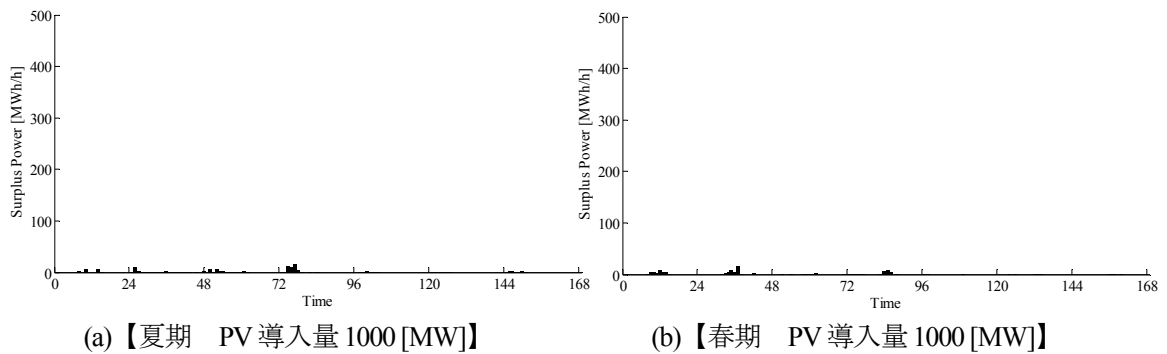


図 5.42 時間断面毎の平均余剰電力量

### 時間断面毎の予備率確保量

パレート最適解および予備率一定の双方における，予備率の確保量を電力需要に対する予備率に換算し，図 5.43～5.46 に示す。

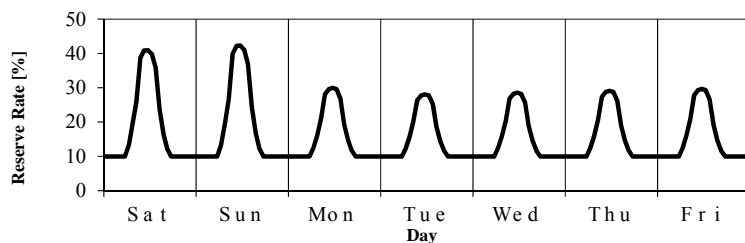


図 5.43 予備率確保量（予備率一定条件 Case 12【夏期 PV 導入量 1000 [MW]】）

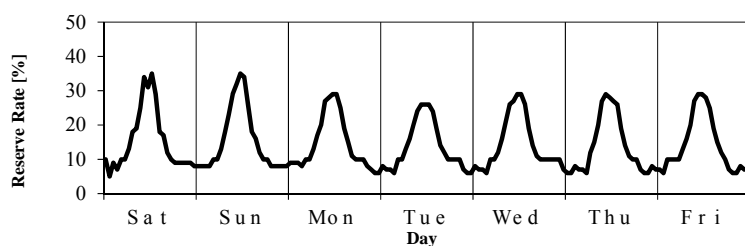


図 5.44 予備率確保量（パレート最適解 No.8【夏期 PV 導入量 1000 [MW]】）

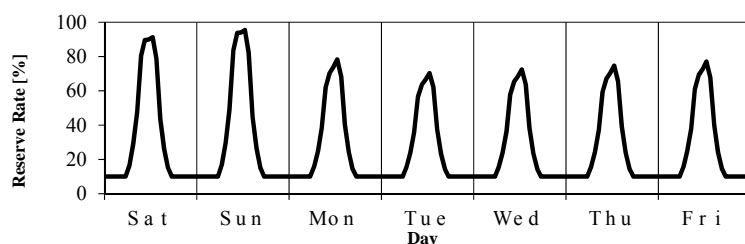


図 5.45 予備率確保量（予備率一定条件 Case 24【春期 PV 導入量 1000 [MW]】）

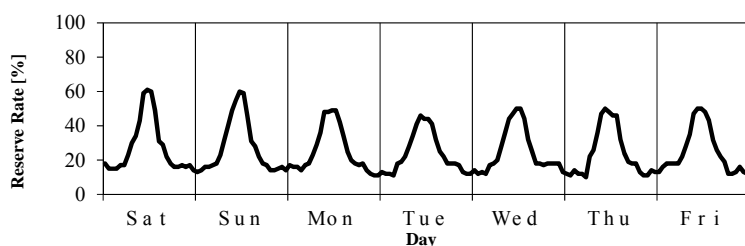


図 5.46 予備率確保量（パレート最適解 No.7【春期 PV 導入量 1000 [MW]】）

夏期において、図 5.43 の予備率一定の条件における確保予備率と、図 5.44 のパレート最適解における確保予備率を比較すると、特に週末の土曜日および日曜日においてパレート最適解の方が、予備率確保量が少なくなっている。そのため特に週末においては、図 5.31(b)の予備率一定の場合における余剰電力発生率よりも、図 5.40(a)のパレート最適解における余剰電力発生率の方が小さくなっている。ただし、平日の余剰電力発生率に注目すると、主に月曜日と火曜日の深夜時間帯に発生している余剰電力に対しては、双方の条件において発生率に大きな差異は無い。また、図 5.30(b)と図 5.39(a)の供給不足発生率を比較すると、パレート最適解の方が週末の予備率確保量が減少しているため、供給不足発生率は高くなってしまっている。

春期においては、図 5.45 の予備率一定の条件と図 5.46 のパレート最適解の双方を比較すると、パレート最適解の方が週末、平日共に昼間の予備力の確保量は小さくなっている。一方、深夜時間帯の予備力の確保量は、予備率一定の条件よりもパレート最適解の方が大きくなっているのが見て取れる。図 5.31(d)と図 5.40(b)の余剰電力発生率を比較すると、パレート最適解の方が余剰電力発生率は低い。図 5.30(d)と図 5.39(b)の供給不足発生率を比較すると、パレート最適解の方が供給不足発生率が低くなっている。これは、パレート最適解においては深夜時間帯の予備率を多く確保しているため、夜間から深夜帯の出力変動に対して、揚水発電所の貯水量が各日に確保できるためであると推測される。

これらの結果より、時間断面毎に確保予備率を最適化することによって、LOLP と燃料費の相反する関係においてパレート最適解を探索することが出来た。夏期と春期の PV1000MW 導入時においては、LOLP 最良の点は固定予備率と大きく差異はない結果となった。夏期においては、電力需要に換算した予備率を週末において削減することで、予備率一定の条件に対して余剰電力の発生を抑制することが出来た。一方、春期においては平日、週末ともに昼間の予備力確保量は、予備率一定の条件よりも削減し、代わりに深夜時間帯の予備力を増加されることによって、揚水発電所の貯水量を確保し PV 出力の不確実性に対応している。しかしながら、結果として PV の大量導入という問題に対して、PV を導入していない条件と同等の供給信頼度を、揚水発電所運用の最適化と運転予備力の確保のみで賄うことは出来ず、新規設備導入による対策が必要となってくるであろう。

## 5.5 まとめ

本章では、PV 大量導入時における運転予備力を考慮した週間運用計画の作成手法を提案し、週間需給シミュレーションによって検討を行った。電力需要に対する予備率  $R_D$  と PV 出力に対する予備率  $R_R$  の双方を考慮して週間運用計画を作成し、週間需給シミュレーションによって供給信頼度と週間燃料費の評価を行った。その結果、PV が導入されていないシミュレーション条件においては、電力需要に対する予備率  $R_D$  を確保することによって、電力系統の供給信頼度の向上が図れた。一方 PV 導入量 1000MW の条件においては、PV 出力に対する予備率  $R_R$  を増加させることによって、供給信頼度の向上に一定の寄与をすることが出来たが、 $R_R$  を 90% まで増加させると、余剰電力の発生リスクが高まる事が判明した。更に  $R_R$  を増加させることが LOLP の向上に必ずしも有効的とは言えない事も判明し、時間断面毎に一定の予備率の条件では最適な運用とは言えない事が判明した。

次に、時間断面毎に最適な予備力を確保することを考え、予備率を探索的に求める手法について提案・検討を行った。週間需給シミュレーションにおける電力需要に対する予備率を制御変数  $R_o$  とし、タブーサーチによって探索を行い、その評価値をパレート最適解の概念によって評価する手法を用いた。このタブーサーチにおける解の評価には、それぞれの解に対して週間需給シミュレーションを行い、LOLP と燃料費を算出した。計算負荷としては非常に大きなものであるが、本手法によって PV 大量導入時における、揚水発電所を含めた既存の発電設備による運用対策の限界を求める事が出来た。シミュレーション結果として、パレート最適解の集合は、固定予備率でシミュレーションを行った場合と大差はなかった。しかし、週間を通じて軽負荷となる土曜日や日曜日の週末において予備力の確保量を抑制することで、固定予備率のシミュレーションに対して、余剰電力の発生率を削減した上で LOLP の値は維持できる結果となった。しかしながら、PV を導入しない条件と同程度にまで供給信頼度を確保しようとする、余剰電力の発生リスクが高まり、揚水発電所のみによる運用対策の限界であるといえよう。

また、予備率の探索の完了には計算負荷が非常に大きく、計算機クラスタを用いても計算完了までに1ヶ月程度要し、計算負荷に鑑みると効率的な探索とは言えないであろう。

いずれにしても PV 大量導入時においては、電力系統に新規導入設備として蓄電池の導入は避けられない事態であると言える。次章では新規導入設備として、蓄電池の最適運用計画作成手法ならびに、週間需給シミュレーションにおける蓄電池の運用手法について提案・検討を行う。

# 第 6 章 蓄電池導入を考慮した最適運用計画

## 6.1 概要

前章までで、揚水発電所を最大限に活用した運用計画の作成手法、ならびに週間需給運用シミュレーション手法が確立した。PV の大量導入時における出力変動対策、及び余剰電力対策において揚水発電所運用最適化と火力機の予備力の最適化が一定の効果を表す事が示せたが、PV 大量導入時においても PV 非導入時と同等の供給信頼度を維持するためには更なる追加の設備対策が必要であるといえる。設備対策には様々な手法が考えられるが、本研究では第 1 章で述べたとおり、系統用蓄電池の導入を考える。系統用の大容量蓄電池は、現状において電力系統に導入されている量は、系統全体からみると僅かであるが、PV 等の再生可能エネルギー電源の導入容量の増大と共に、その導入量は増えていくことが予想され、これらを考慮した運用計画の作成、および供給信頼度の評価が必要になってくるであろう。そのため本章では蓄電池と揚水発電所の双方の最適運用計画作成手法について提案を行い、週間需給シミュレーションによって蓄電池導入の効果を定量的に算出し、検討を行う。

## 6.2 蓄電池運用計画の最適化手法

### 6.2.1 蓄電池運用計画量子化の変更

揚水発電所の運用計画の量子化は、図 6.1 に示すように、発電運転の出力は 4 段階としていたが、揚水運転の出力は 1 段階としていた。しかしながら、蓄電池に関してはその放電出力と充電入力ともに無段階で自由に変更できる。そのため蓄電池の運用計画の量子化に関しては、揚水運転発電所の出力よりも多段階化する必要があるであろう。本研究においては図 6.2 に示した様に、放電時の出力と充電時の入力電力をそれぞれ 4 段階の合計 9 段階に拡張した。

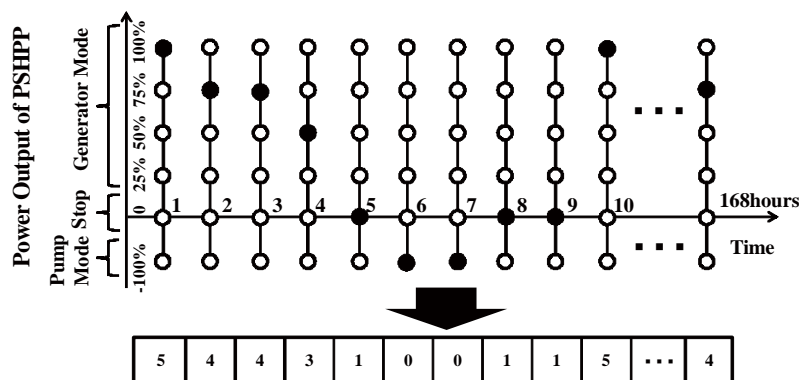


図 6.1 揚水発電所運用計画の量子化



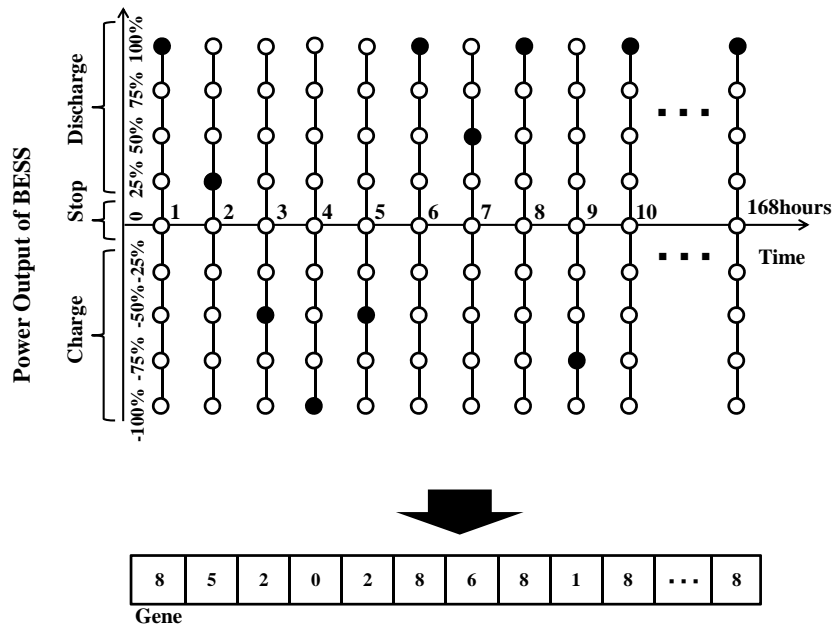


図 6.2 蓄電池運用計画の量子化

## 6.2.2 定式化

蓄電池と揚水発電所の双方の運用計画の最適化を図るために、第 3.2 節に示した最適化計算の制御変数を式(6.1)に示すように多変数化した。

$$S = \begin{bmatrix} PS_1 & PS_2 & PS_3 & \dots & PS_{168} \\ BS_1 & BS_2 & BS_3 & \dots & BS_{168} \end{bmatrix} \quad (6.1)$$

ただし

$PS_t$  時刻  $t$  における揚水発電所出力

$BS_t$  時刻  $t$  における蓄電池出力

ここで、揚水発電所運用計画と蓄電池運用計画の双方を同時に最適化を行う場合、揚水発電所の運用計画の組み合わせが、時間断面毎に 6 段階なので  $6^{168} \approx 5.3 \times 10^{130}$  通りとなる。それに加えて蓄電池の運用計画は、時間断面毎に 9 段階なので  $9^{168} \approx 2.1 \times 10^{160}$  通りであり、同時に最適化を行うと  $1.1 \times 10^{291}$  通りとなり、組み合わせ数の増大により最適性が大きく損なわれる事が懸念される。

そのため、本問題に対しては予め何らかの仮定を置く必要があると考え、揚水と蓄電池の運用計画作成には以下の仮定をおいた。

## 1. 揚水発電所の最適運用計画を作成

まず先に揚水発電所の運用計画を第 3 章に示したアルゴリズムにより作成する。この時に式(6.1)の  $P_{S1} \dots P_{S168}$  を制御変数とし、 $B_{S1} \dots B_{S168}$  は固定（蓄電池出力は全時間断面で 0）とする。

## 2. 蓄電池の最適運用計画を作成

揚水発電所の運用計画が決定したら、次に蓄電池の運用計画を作成する。この時(6.1)式の  $B_{S1} \dots B_{S168}$  を制御変数とし、 $P_{S1} \dots P_{S168}$  は固定（1.において決定した運用）とする。

この様に、揚水発電所の運用計画を先に決定しておき、その上で蓄電池の運用計画を決定することとした。実際の電力システムの運用においても、蓄電池の運用は大規模発電設備である揚水発電所を含む他の発電所の運用に対する補助的運用が主であると考えられるため、この様な仮定をおいた。なお、蓄電池運用を先に決定し、次に揚水発電所の運用計画を決定した場合における結果については付録に示してある。

### 6.2.3 蓄電池の導入条件

本研究は 1 時間断面の需給シミュレーションを扱っているので、揚水発電所と蓄電池の違いは総合効率の違いのみである。蓄電池は充放電における総合効率 90%とし、揚水発電所は総合効率 70%とした。また蓄電池の MW 容量に対する MWh 容量は 8 倍とした。また、揚水発電所と同様に、放電時の定格出力と充電時の定格入力は等しいものとする。簡略化のために蓄電池の総合効率を放電時において 1 と規格化する。すなわち放電時に使用する単位時間あたりの SOC、 $B_{\text{discharge}}$  は式(6.2)の様に放電出力  $P_{\text{discharge}}$  と等しいものとし、充電時には式(6.3)の様に充電電力  $P_{\text{charge}}$  に総合効率  $\eta_B$  を乗じる事で、単位時間あたりの充電エネルギー  $B_{\text{charge}}$  を計算することとする。蓄電池の導入量は 100MW, 200MW, 300MW, 400MW, 500MW の 5 通りとした。

放電時

$$B_{\text{discharge}} = P_{\text{discharge}} \quad (6.2)$$

充電時

$$B_{\text{charge}} = P_{\text{charge}} \times \eta_B \quad (6.3)$$

## 6.2.4 データベースの拡張

本章では揚水発電所の運用計画と蓄電池の運用計画の双方を制御変数としている。そのため、最適運用解を記録したデータベースに蓄電池の運用も追加することを検討する。週間運用計画の作成においては、前述の通り揚水発電所の運用計画を作成した後に、蓄電池の運用計画を決定する。また、蓄電池の運用計画を作成する際には、パラメータとして蓄電池の導入量と運用計画作成時点における蓄電池の SOC がある。そこで図 6.3 の様に第 5.2.3 節で述べたデータベースの構造に対して、更に蓄電池の導入容量と、初期 SOC の 2 つのパラメータを付加する。揚水発電所運用計画のデータベースの総容量は第 5.2.3 節に示した通り、 $4 \times 7 \times 10 \times 31 \times 3 \times 3 = 75,600$  通りとなるが、蓄電池の運用計画のデータベースは揚水発電所の運用計画の 78,120 通りから更に蓄電池のパラメータの組み合わせが、 $5 \times 10$  の 50 通りとなる。すなわち総組み合わせは  $78,120 \times 50 = 3,906,000$  となり、それぞれの揚水発電所最適運用計画とその運用コストが記録されている。

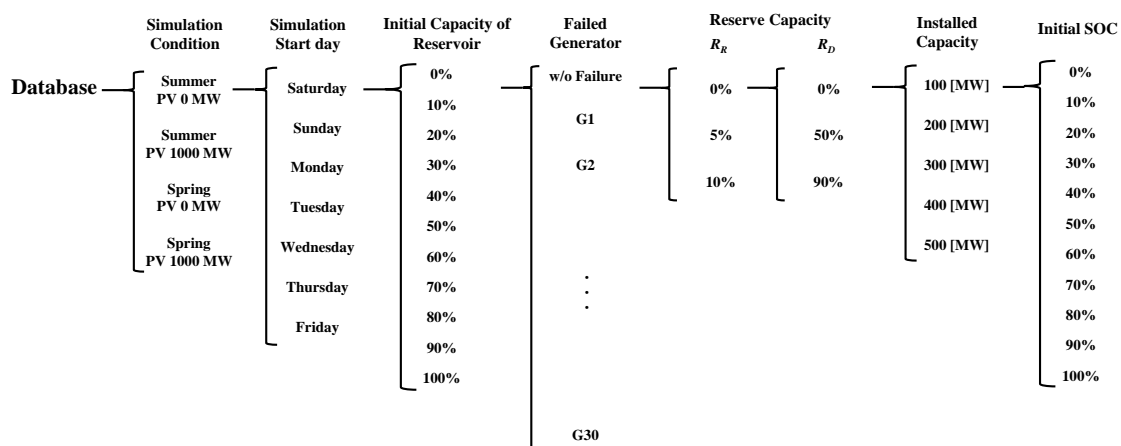


図 6.3 蓄電池の運用計画を考慮したデータベースの拡張

### 6.3 週間需給シミュレーション手法

本手法における週間需給シミュレーションのフローチャートを図 6.4 に示す。週間需給シミュレーション中においては以下の処理を随時行う。

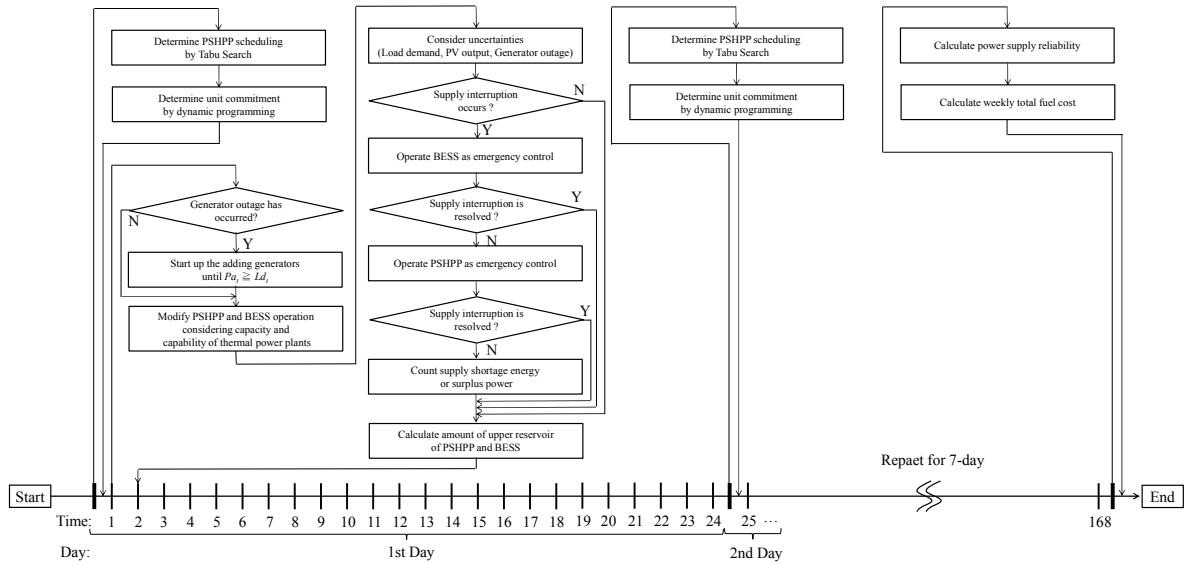


図 6.4 週間需給シミュレーション 1 回の試行のフローチャート

#### 6.3.1 初期条件の入力

シミュレーション条件を入力し、シミュレーションに必要なデータの計算を行う。シミュレーションに必要なデータは、季節ごとの電力需要曲線の算出、PV 導入量毎の PV の出力曲線、蓄電池導入量より蓄電池のエネルギー容量の算出、予備率から必要予備力の算出等がある。算出が完了したら、シミュレーション日  $d=1$  時刻  $t=1$  とし、シミュレーションを開始する。

#### 6.3.2 データベースからの読み出し

データベースより、1. シミュレーション条件、2. 運用計画作成日、3. 揚水発電所初期貯水量、4. 故障発電機、5. 需要に対する予備率  $R_D$ 、6. PV 出力に対する予備率  $R_R$ 、7. 蓄電池導入量、8. 蓄電池の初期 SOC の 8 つのパラメータを用いて、シミュレーション中の条件から、最も近いものを選択する。データベースにおける揚水発電所初期貯水量のパラメータ  $C_P$  と蓄電池の充電量  $C_B$  に関しては、それぞれの総容量  $P_{C_{\max}}$ 、 $P_{b_{\max}}$  と、時刻  $t-1$  における  $P_{C_{t-1}}$ 、 $P_{b_{t-1}}$  (ただし、 $t=1$  のときは揚水発電所、蓄電池ともに容量の 50%) から、それぞれ式(6.4)および(6.5)によって 10 段階に分類され、そこから正の無限大方向に丸め込み自然数とする。

$$C_p = 10 \times \frac{Pc_{t-1}}{Pc_{\max}} \quad (6.4)$$

$$C_B = 10 \times \frac{Pb_{t-1}}{Pb_{\max}} \quad (6.5)$$

### 6.3.3 週間運用計画の作成

$d \sim d+6$  日までの晴天時の PV 出力を考慮した 1 週間分の電力需要に対して、週間火力機燃料費最小となる揚水発電所運用計画と蓄電池運用計画を含む、電力系統運用計画を、第 3 章にて述べたタブーサーチを用いた最適化計算によって作成する。火力機起動停止計画は揚水発電所の運用計画に対して DP 法を用いて従属的に作成される。

### 6.3.4 揚水発電所貯水量制約と蓄電池 SOC 制約の考慮

揚水発電所の貯水量および蓄電池の SOC から、式(6.6)および(6.7)によって時刻  $t$  における揚水発電所発電可能量  $P_{\text{gen}}$  と揚水可能量  $P_{\text{pump}}$  を、式(6.8)および(6.9)によって蓄電池の放電可能量  $B_{\text{discharge}}$  と充電可能量  $B_{\text{charge}}$  を算出する。

$$P_{\text{gen}} = \min[P_{\max}, Pc_{t-1}] \quad (6.6)$$

$$P_{\text{pump}} = \min\left[P_{\max}, \frac{Pc_{\max} - Pc_{t-1}}{\eta_p}\right] \quad (6.7)$$

$$B_{\text{discharge}} = \min[B_{\max}, Pb_{t-1}] \quad (6.8)$$

$$B_{\text{charge}} = \min\left[B_{\max}, \frac{Pb_{\max} - Pb_{t-1}}{\eta_b}\right] \quad (6.9)$$

ここで、揚水発電所および蓄電池の運用計画が、上記の貯水量制約および SOC 制約を超えていた場合は、その制約内に運用計画を訂正する。

### 6.3.5 発電機故障発生時の他の発電機の追加起動

時刻  $t-1$  以前において発電機故障が生じていた場合には、式(6.10)の様に全発電機の最大出力の和と揚水発電所の発電可能量  $P_{\text{gen}}$ 、および蓄電池の発電可能量  $B_{\text{discharge}}$  が時刻  $t$  における不確実性を考慮する前の電力需要  $Ld_t$  を満たすまで火力機を追加起動する。この追加起動の処理は時刻  $t-1$  において発電機故障が生じていて、次の時刻で供給力不足が生じる事が明らかであるため、事前に時刻  $t$  で起動する様に中央給電指令所などで指令が出ている事を想定している。

$$Pa_t = \sum_{i=1}^N u_i P_{i,\max} + P_{\text{gen}} + B_{\text{discharge}} \geq Ld_t \quad (6.10)$$

### 6.3.6 揚水発電所と蓄電池の運用計画の修正

揚水発電所および蓄電池が計画通りに運用が行えるかをチェックする。時刻  $t$  における揚水発電所運用計画  $Ps_{t0}$  および蓄電池運用計画  $Bs_{t0}$  を貯水量制約と系統の全発電機の需給予備力制約の範囲内に修正する。

まず、時刻  $t$  において起動している全発電機の最大出力の和から、火力機の上げ代  $R_h$  を算出する。また同様に時刻  $t$  において起動している全発電機の最小出力の和から下げ代  $R_l$  を算出する。

$$R_h = \sum_{i=1}^N u_i P_{i,\max} - Ld_t \quad (6.11)$$

$$R_l = Ld_t - \sum_{i=1}^N u_i P_{i,\min} \quad (6.12)$$

#### ■ $Ps_{t0} + Bs_{t0} > 0$ かつ $Ps_{t0} + Bs_{t0} > R_l$ のとき

揚水発電所と蓄電池の合計出力が正であり、かつその合計出力が火力機の下げ代よりも上回っている時には、そのまま運用を行うと供給過剰となるため、以下に示す式によって出力を制限する。ここで出力制限を行うのは、揚水発電所よりも蓄電池の方を優先して行う。これは、大規模発電所である揚水発電所よりも、蓄電池の方が指令に対する応答性が良いためである。

$Ps_{t0} \geq 0$  かつ  $Bs_{t0} \geq 0$  のとき

$$\begin{cases} Ps_t = Ps_{t0} & (Ps_{t0} \leq R_l) \\ Ps_t = R_l & (Ps_{t0} > R_l) \end{cases} \quad (6.13)$$

$$\begin{cases} Bs_t = R_l - Ps_{t0} & (Ps_{t0} \leq R_l) \\ Bs_t = 0 & (Ps_{t0} > R_l) \end{cases} \quad (6.14)$$

$Ps_{t0} < 0$  かつ  $Bs_{t0} \geq 0$  のとき

$$Ps_t = Ps_{t0} \quad (6.15)$$

$$Bs_t = R_l - Ps_{t0} \quad (6.16)$$

$Ps_{t0} \geq 0$  かつ  $Bs_{t0} < 0$  のとき

$$Ps_t = R_l - Bs_{t0} \quad (6.17)$$

$$Bs_t = Bs_{t0} \quad (6.18)$$

■  $Ps_{t0} + Bs_{t0} < 0$  かつ  $-(Ps_{t0} + Bs_{t0}) > R_h$  のとき

揚水発電所と蓄電池の合計出力が負であり、かつその合計出力の負をとったもの（すなわち系統から見ると、揚水発電所と蓄電池の合計揚水／充電動力となる）が火力機の上げ代よりも上回っている時には、そのまま運用を行うと供給不足となるため、以下に示す式によって出力を制限する。ここでも供給過剰時と同様に出力制限を行うのは、揚水発電所よりも蓄電池の方を優先して行う。

$Ps_{t0} < 0$  かつ  $Bs_{t0} < 0$  のとき

$$\begin{cases} Ps_t = Ps_{t0} & (-Ps_{t0} \leq R_h) \\ Ps_t = -R_h & (Ps_{t0} > R_l) \end{cases} \quad (6.19)$$

$$\begin{cases} Bs_t = -R_h - Ps_{t0} & (-Ps_{t0} \leq R_h) \\ Bs_t = 0 & (Ps_{t0} > R_l) \end{cases} \quad (6.20)$$

$Ps_{t0} < 0$  かつ  $Bs_{t0} \geq 0$  のとき

$$Ps_t = -R_h - Bs_{t0} \quad (6.21)$$

$$Bs_t = Bs_{t0} \quad (6.22)$$

$Ps_{t0} \geq 0$  かつ  $Bs_{t0} < 0$  のとき

$$Ps_t = Ps_{t0} \quad (6.23)$$

$$Bs_t = -R_h - Ps_{t0} \quad (6.24)$$

### 6.3.7 不確実性の考慮

乱数を用いて、電力需要・PV出力・発電機故障の3種類の不確実性を発生させる。ここで発電機の故障台数は最大で1台までとし、時刻  $t$  において同時に複数の発電機故障が生じた場合には起動順位が低いものを故障させるとした。乱数などの設定は第4.2節と同様である。

### 6.3.8 供給支障発生時の緊急運用

前節で述べた不確実性を考慮した結果，需要と供給のミスマッチが生じている場合には，それを解消する様に揚水発電所および蓄電池の運用を緊急運用として行う。この際，蓄電池の方を優先的に緊急運用に利用する。これは，前項の出力制限と同じ理由で蓄電池の緊急運用を優先している。

### 6.3.9 運用後の処理

ここでは時刻  $t$  の運用を行った後の処理を行う。

まず，供給不足量および余剰電力量の算出を行う。前節にて述べた供給支障発生後の緊急運用を行っても，供給不足または余剰電力が発生している場合には，その発生量を算出する。

$$lf_t - \left( \sum_{i=1}^N uf_{i,t} P_{i,\max} + Ps_t + PV_{dt} \right) > 0 \text{ のとき (供給不足発生時)}$$

$$Sl_{t,c} = lf_t - \left( \sum_{i=1}^N uf_{i,t} P_{i,\max} + Ps_t + PV_{dt} \right) \quad (6.25)$$

$$Ss_{t,c} = 0 \quad (6.26)$$

$$Ll_{t,c} = 1 \quad (6.27)$$

$$Ls_{t,c} = 0 \quad (6.28)$$

$$\left( \sum_{i=1}^N uf_{i,t} P_{i,\min} + Ps_t + PV_{dt} \right) - lf_t > 0 \text{ のとき (余剰電力発生時)}$$

$$Sl_{t,c} = 0 \quad (6.29)$$

$$Ss_{t,c} = \left( \sum_{i=1}^N uf_{i,t} P_{i,\min} + Ps_t + PV_{dt} \right) - lf_t \quad (6.30)$$

$$Ll_{t,c} = 0 \quad (6.31)$$

$$Ls_{t,c} = 1 \quad (6.32)$$



次に、供給支障量を算出した後に、揚水発電所の時刻  $t$  の運用を行った後の貯水量を算出する。

$$\begin{cases} P_{c_t} = P_{c_{t-1}} - P_{s_t} (P_{s_t} > 0) \\ P_{c_t} = P_{c_{t-1}} - \frac{P_{s_t}}{\eta_T} (P_{s_t} < 0) \\ P_{c_t} = P_{c_{t-1}} (P_{s_t} = 0) \end{cases} \quad (6.33)$$

次に、時刻  $t$  における火力機燃料費  $F_{t,c}$  を算出する。また時刻  $t-1$  から時刻  $t$  において火力機の起動が生じている場合はその起動費  $S_{t,c}$  も算出する。

時刻  $t=t+1$  とし 5 へ戻る、ただし、 $24 \equiv t \pmod{24}$  となった時は、 $d=d+1$  とし、3 へ戻る。 $t=168$  で 1 回分の試行を終了する。また  $t=168$  で 1 回の試行を終了し、次の試行へと移行する。

### 6.3.10 シミュレーション終了後の処理

6.3.2 節～6.3.8 節の試行を 10000 回繰り返したらシミュレーションを終了する。シミュレーション終了後に供給信頼度と燃料費を算出する。算出する評価指標は前章までと同様に、

前述の通り本研究では供給信頼度の指標として LOLP(Loss of Load Probability)を用いる。LOLP は供給不足の確率のみを表すこととする。LOLP の算出式を式(4.17)に示す。また余剰電力が生じている場合には式(4.18)に示した SPP(SPP: Surplus Power Probability) を用いて評価を行う。平均週間燃料費は式(4.19)で算出される。

$$\text{LOLP} = \frac{\sum_{c=1}^{10000} \sum_{t=1}^{168} Ll_{t,c}}{168 \times 10000} \quad (6.34)$$

$$\text{SPP} = \frac{\sum_{c=1}^{10000} \sum_{t=1}^{168} Ls_{t,c}}{168 \times 10000} \quad (6.35)$$

$$\text{COST} = \frac{\sum_{c=1}^{10000} \sum_{t=1}^{168} (f_{t,c} + s_{t,c})}{10000} \quad (6.36)$$

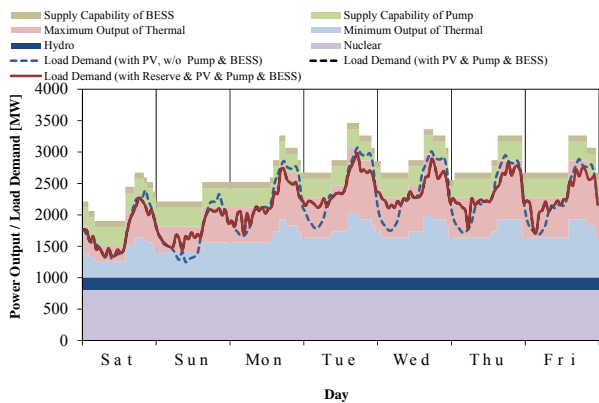
## 6.4 シミュレーションによる検証

### 6.4.1 週間運用計画

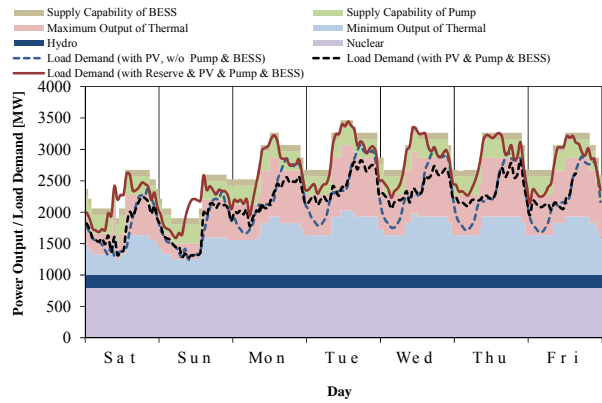
揚水発電所と蓄電池の双方の最適化を行った週間運用計画の作成結果をケース毎に図 6.5～6.24 に示す。それぞれのケース毎に、(a) 計画上の電力系統の全発電機の出力の上下限、(b) 全発電機の週間発電計画、(c) 揚水発電所運用計画（上池貯水量の変遷）、(d) 蓄電池のSOCの変遷を示した。また、各ケースにおけるシミュレーション条件を表 6.1 に示した。(a)の計画上の電力系統の全発電機の出力上下限における需要曲線に関しては、揚水発電所出力に加え蓄電池の出力も差し引いた需要曲線となっている。

表 6.1 本節におけるシミュレーション条件

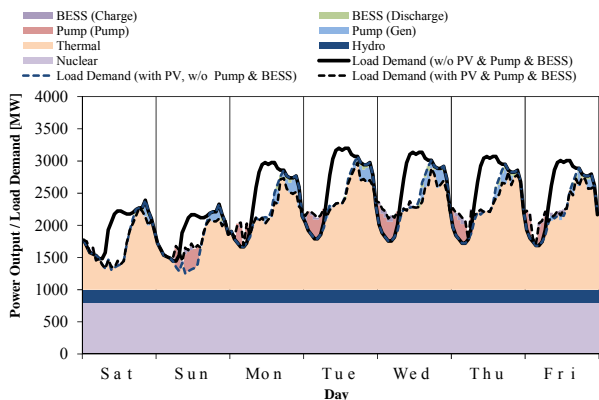
	季節	PV 導入量	蓄電池導入量	予備率 $R_D$ [%]	予備率 $R_R$ [%]
Case 1	夏期	1000 [MW]	100 [MW]	0	0
Case 2	夏期	1000 [MW]	100 [MW]	10	90
Case 3	夏期	1000 [MW]	200 [MW]	0	0
Case 4	夏期	1000 [MW]	200 [MW]	10	90
Case 5	夏期	1000 [MW]	300 [MW]	0	0
Case 6	夏期	1000 [MW]	300 [MW]	10	90
Case 7	夏期	1000 [MW]	400 [MW]	0	0
Case 8	夏期	1000 [MW]	400 [MW]	10	90
Case 9	夏期	1000 [MW]	500 [MW]	0	0
Case 10	夏期	1000 [MW]	500 [MW]	10	90
Case 11	春期	1000 [MW]	100 [MW]	0	0
Case 12	春期	1000 [MW]	100 [MW]	10	90
Case 13	春期	1000 [MW]	200 [MW]	0	0
Case 14	春期	1000 [MW]	200 [MW]	10	90
Case 15	春期	1000 [MW]	300 [MW]	0	0
Case 16	春期	1000 [MW]	300 [MW]	10	90
Case 17	春期	1000 [MW]	400 [MW]	0	0
Case 18	春期	1000 [MW]	400 [MW]	10	90
Case 19	春期	1000 [MW]	500 [MW]	0	0
Case 20	春期	1000 [MW]	500 [MW]	10	90



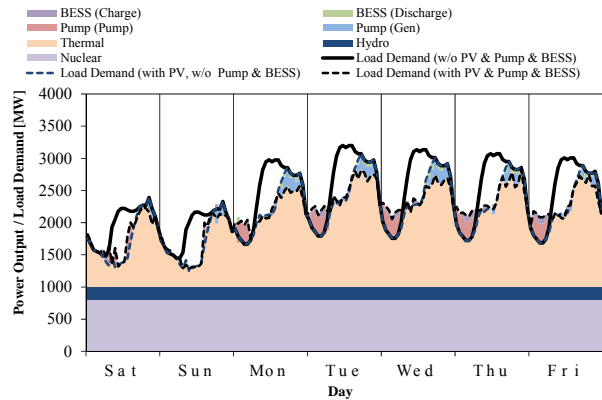
(a) 全発電機出力上下限



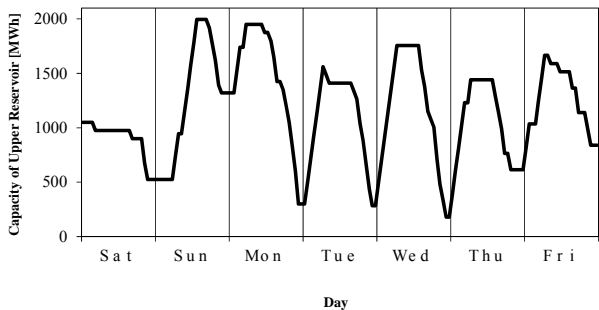
(a) 全発電機出力上下限



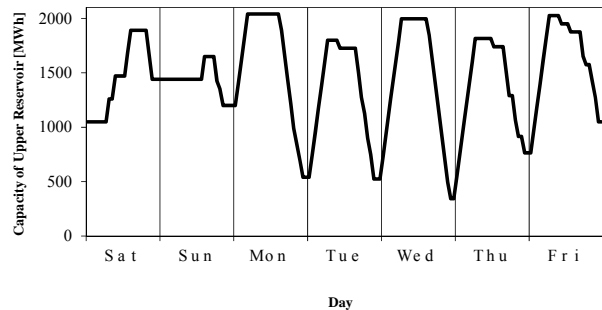
(b) 週間運用計画



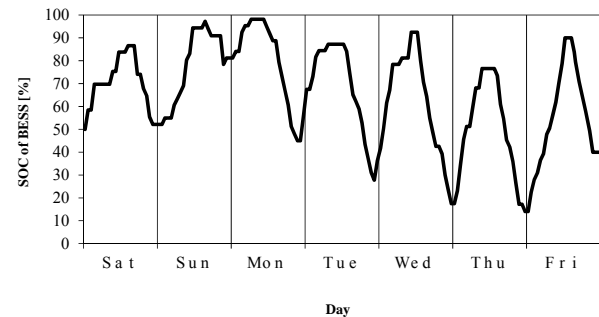
(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



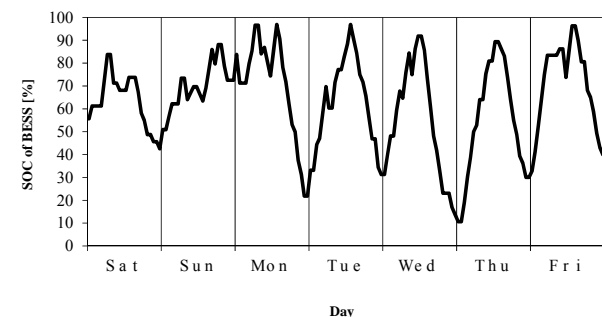
(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画

図 6.5 計算結果 Case 1

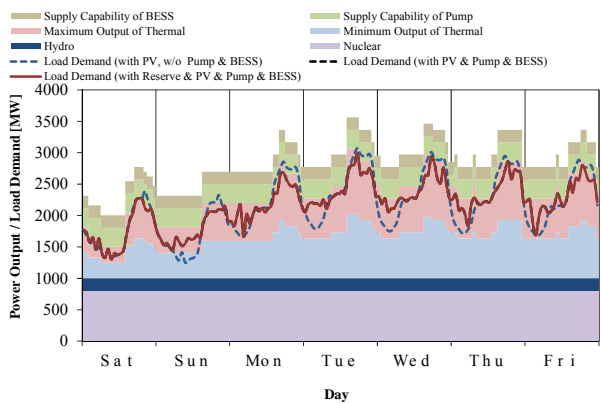
【夏期 PV 1000[MW]  $R_D=0[\%]$   $R_R=0[\%]$ 】  
【BESS 100[MW]】



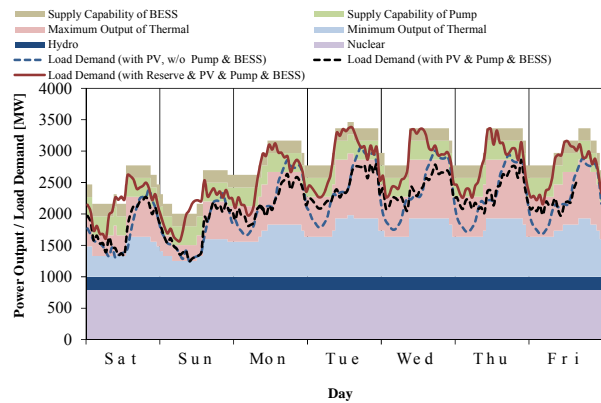
(d) 蓄電池運用計画

図 6.6 計算結果 Case 2

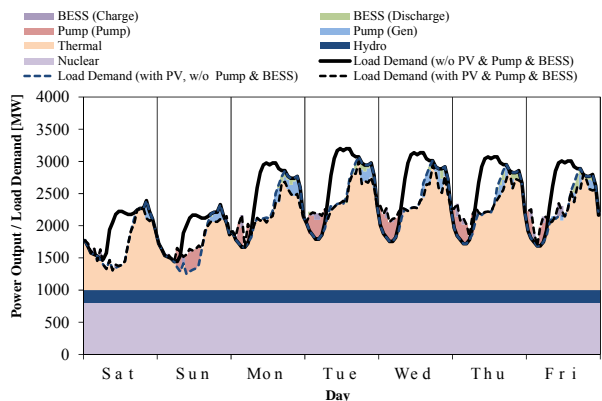
【夏期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=90[\%]$ 】  
【BESS 100[MW]】



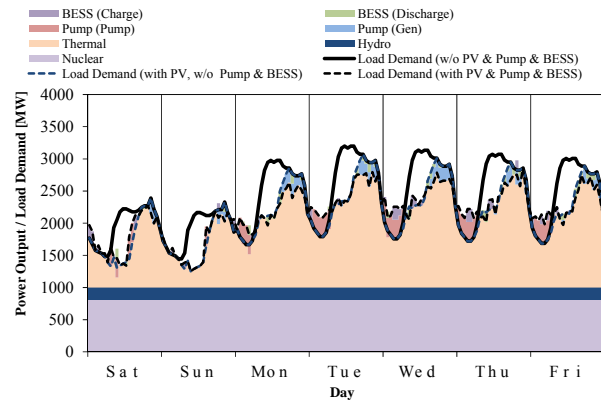
(a) 全発電機出力上下限



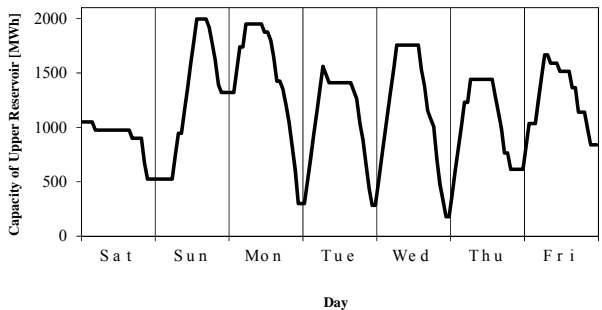
(a) 全発電機出力上下限



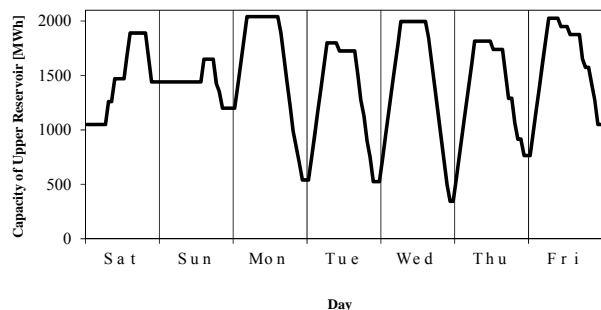
(b) 週間運用計画



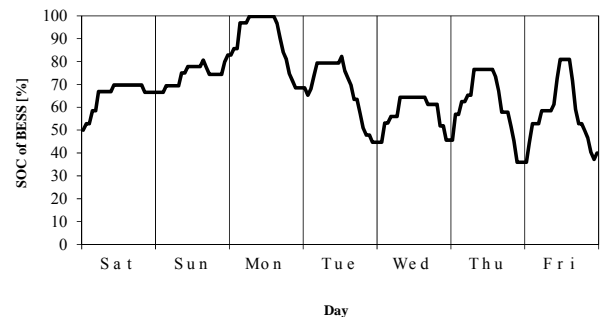
(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



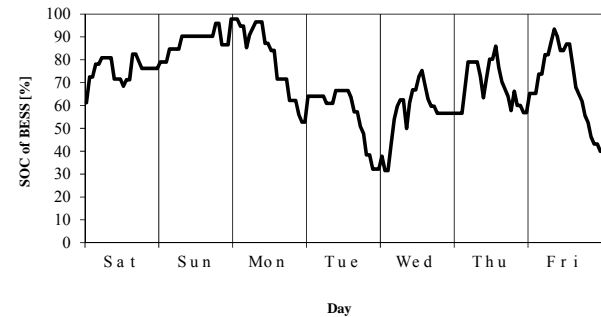
(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画

図 6.7 計算結果 Case 3

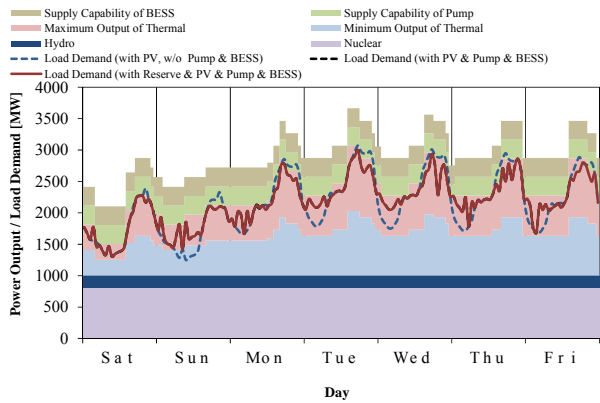
【夏期 PV 1000[MW]  $R_D=0[\%]$   $R_R=0[\%]$ 】  
【BESS 200[MW]】



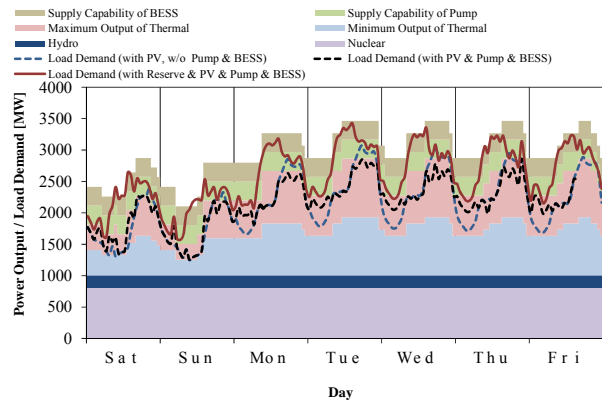
(d) 蓄電池運用計画

図 6.8 計算結果 Case 4

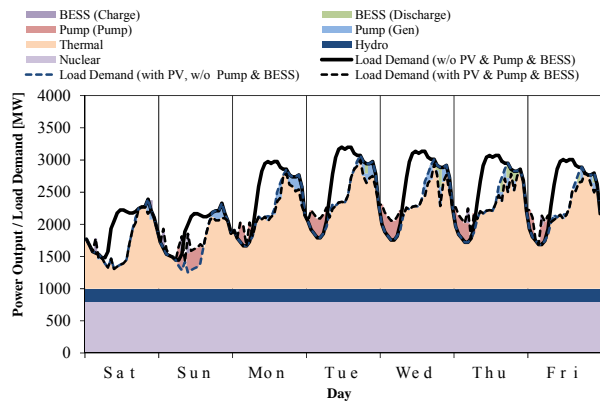
【夏期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=90[\%]$ 】  
【BESS 200[MW]】



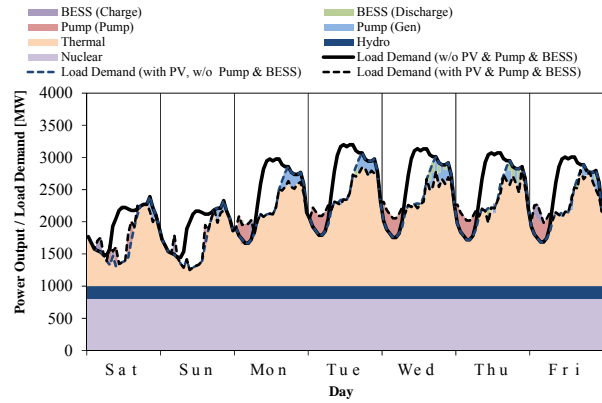
(a) 全発電機出力上下限



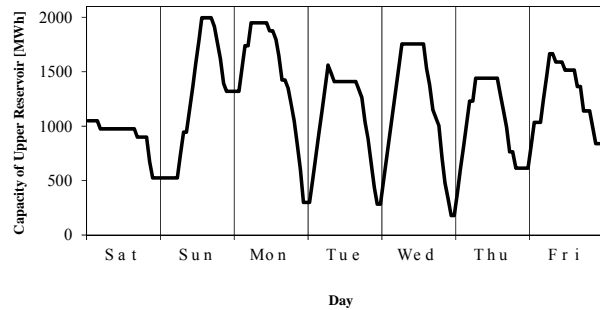
(a) 全発電機出力上下限



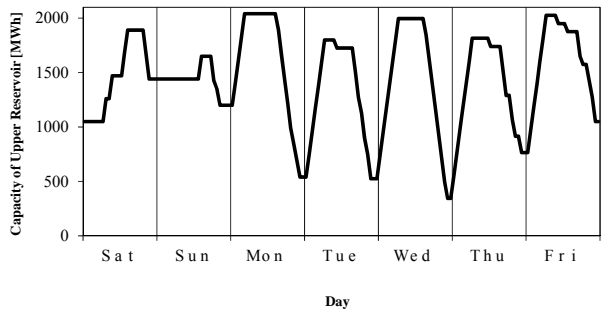
(b) 週間運用計画



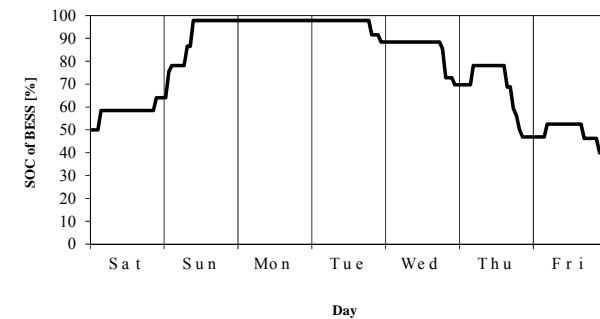
(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



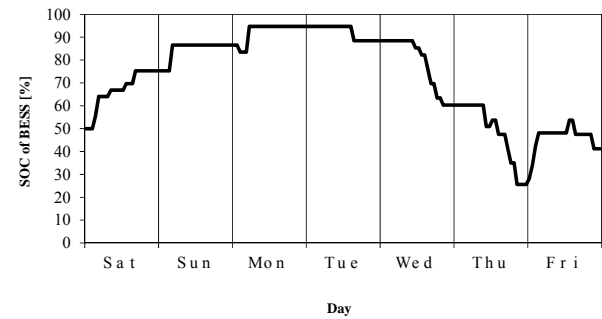
(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画

図 6.9 計算結果 Case 5

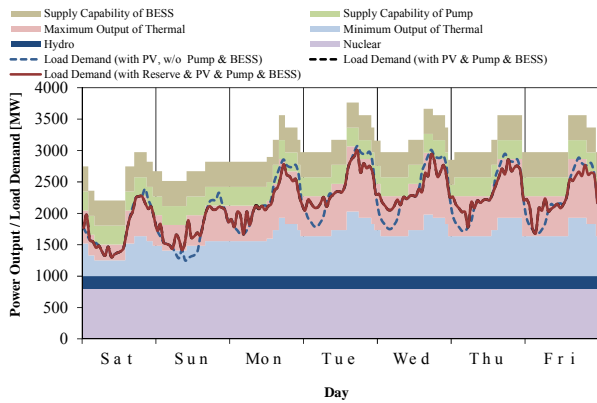
【夏期 PV 0[MW]  $R_D=0[\%]$   $R_R=0[\%]$ 】  
【BESS 300[MW]】



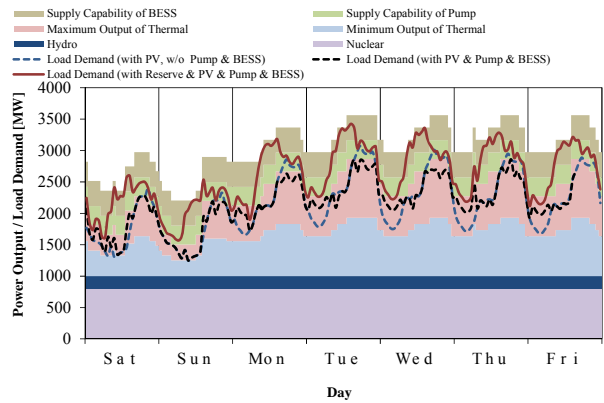
(d) 蓄電池運用計画

図 6.10 計算結果 Case 6

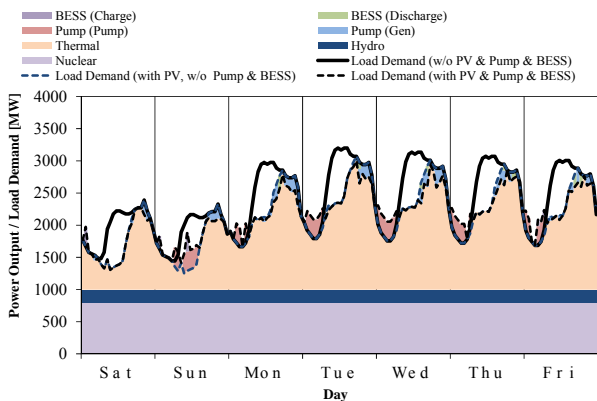
【夏期 PV 0[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=90[\%]$ 】  
【BESS 300[MW]】



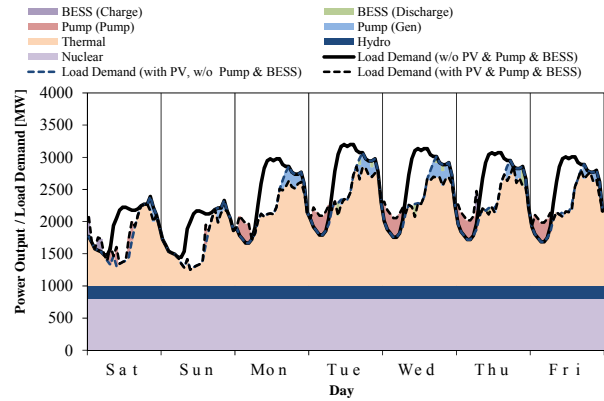
(a) 全発電機出力上下限



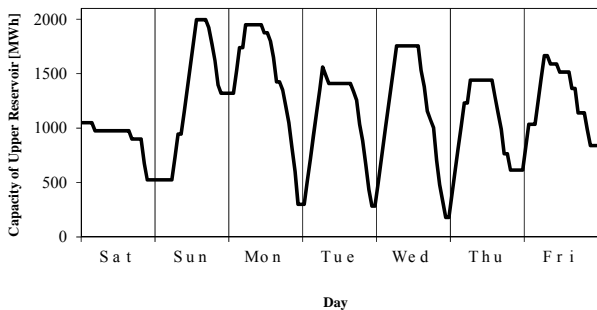
(a) 全発電機出力上下限



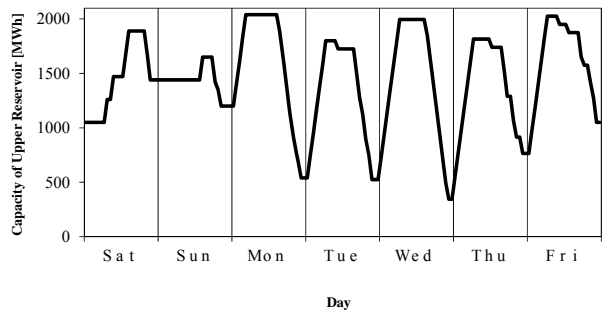
(b) 週間運用計画



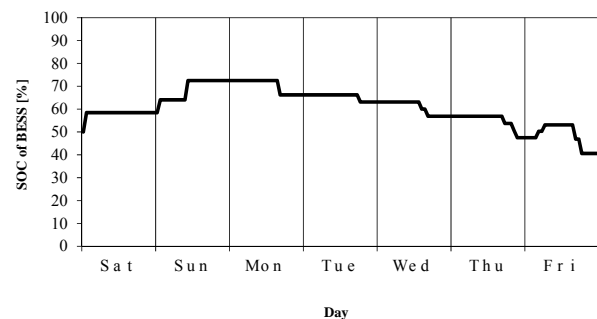
(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



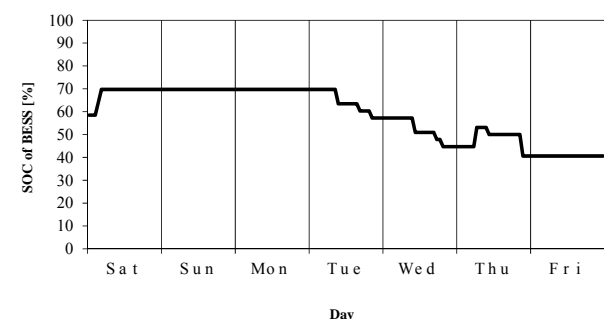
(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画

図 6.11 計算結果 Case 7

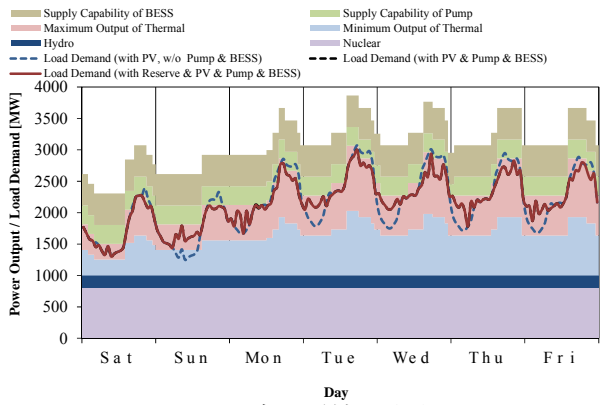
【夏期 PV 0[MW]  $R_D=0\%$   $R_R=0\%$ 】  
【BESS 400[MW]】



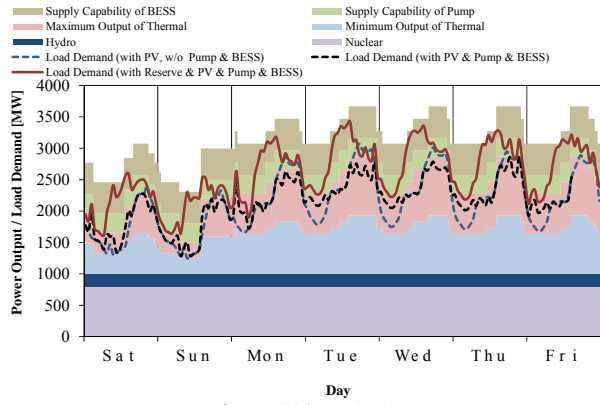
(d) 蓄電池運用計画

図 6.12 計算結果 Case 8

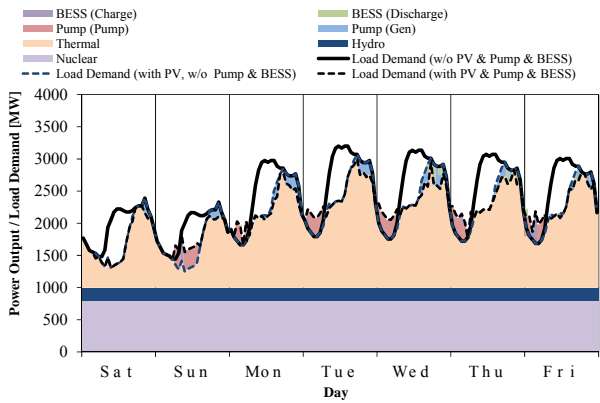
【夏期 PV 0[MW]  $R_D=10\%$   $R_R=90\%$ 】  
【BESS 400[MW]】



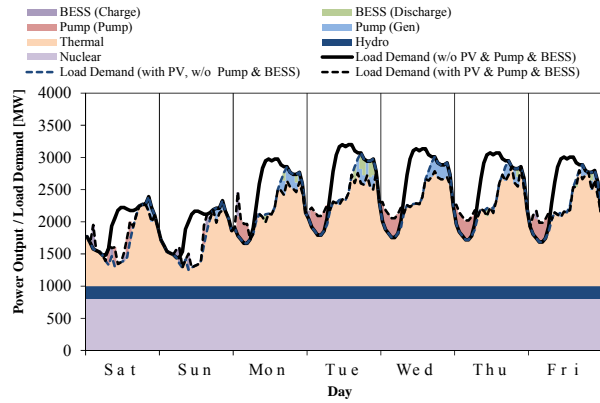
(a) 全発電機出力上下限



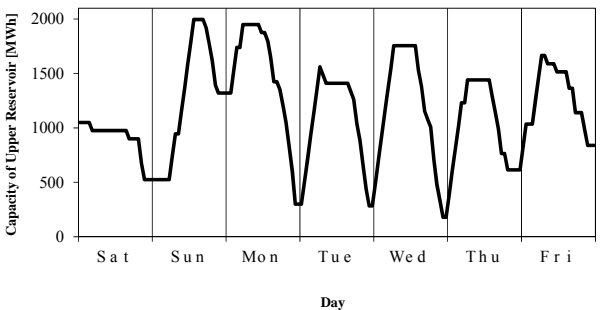
(a) 全発電機出力上下限



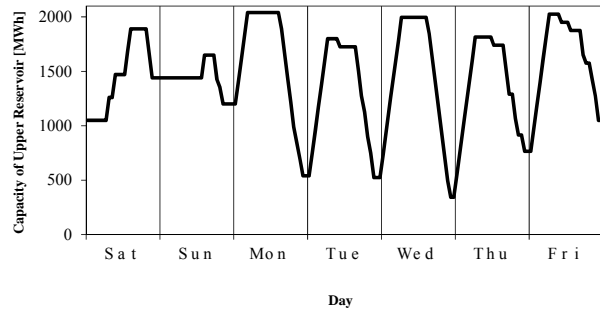
(b) 週間運用計画



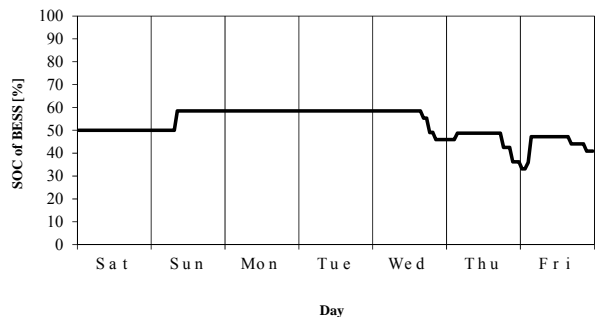
(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



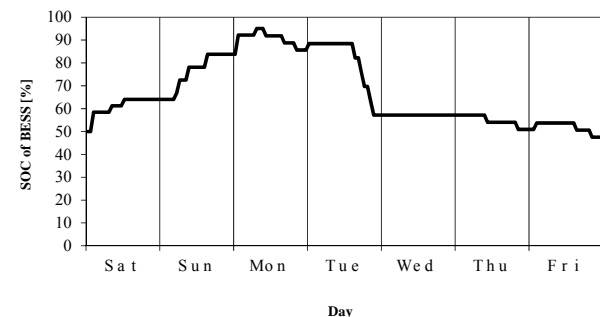
(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画

図 6.13 計算結果 Case 9

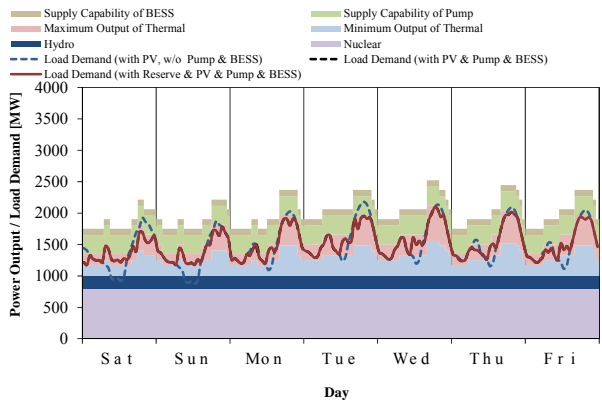
【夏期 PV 0[MW]  $R_D=0\%$   $R_R=0\%$ 】  
【BESS 500[MW]】



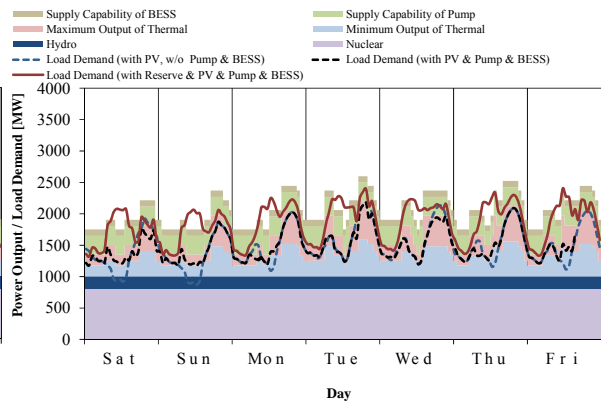
(d) 蓄電池運用計画

図 6.14 計算結果 Case 10

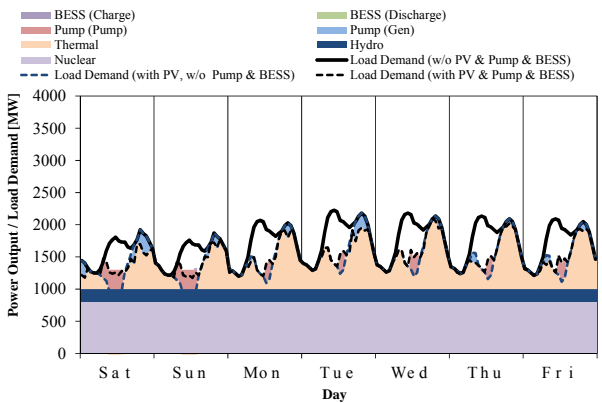
【夏期 PV 0[MW]  $R_D=10\%$   $R_R=90\%$ 】  
【BESS 500[MW]】



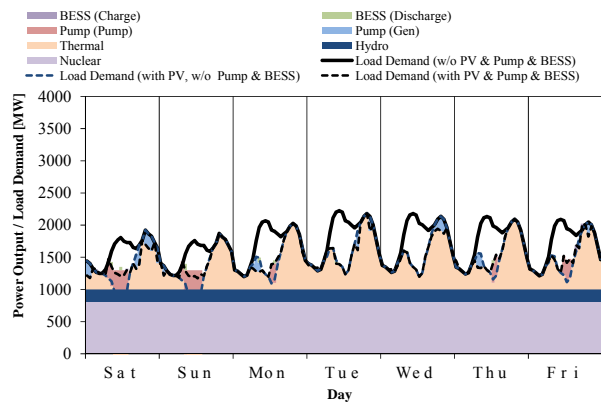
(a) 全発電機出力上下限



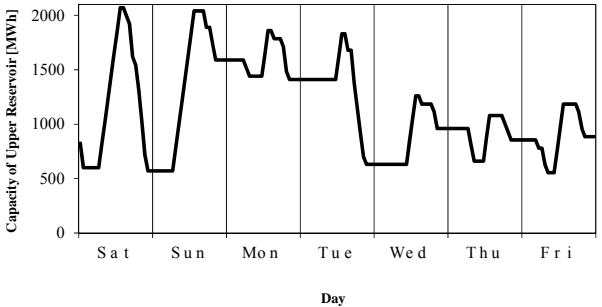
(a) 全発電機出力上下限



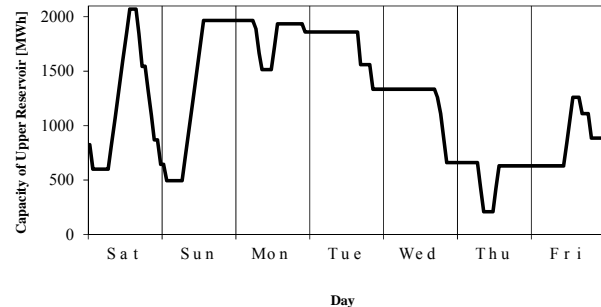
(b) 週間運用計画



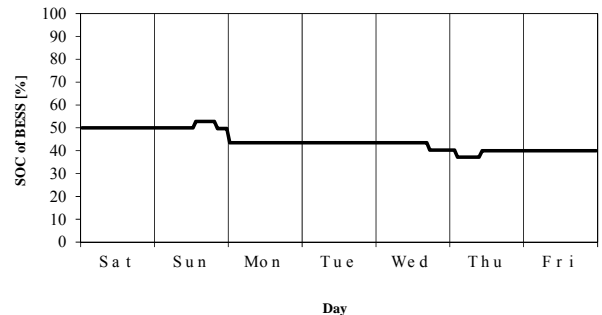
(b) 週間運用計画



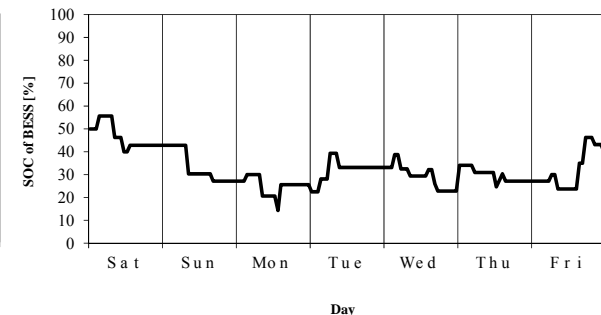
(c) 揚水発電所運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画



(d) 蓄電池運用計画

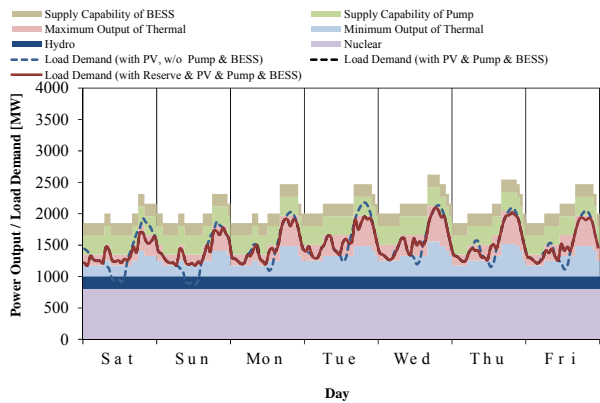
図 6.15 計算結果 Case 11

【春期 PV 1000[MW]  $R_D=0[\%]$   $R_R=0[\%]$ 】  
【BESS 100[MW]】

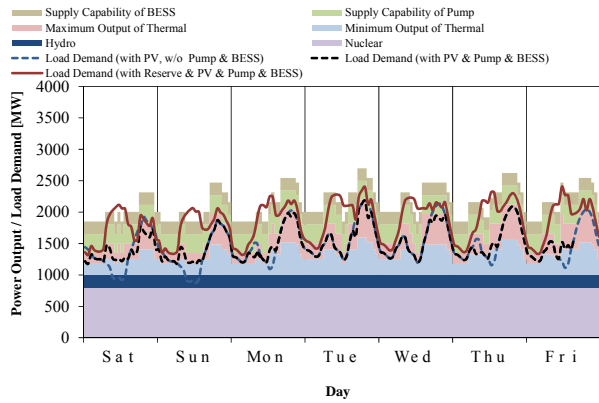
図 6.16 計算結果 Case 12

【春期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=90[\%]$ 】  
【BESS 100[MW]】

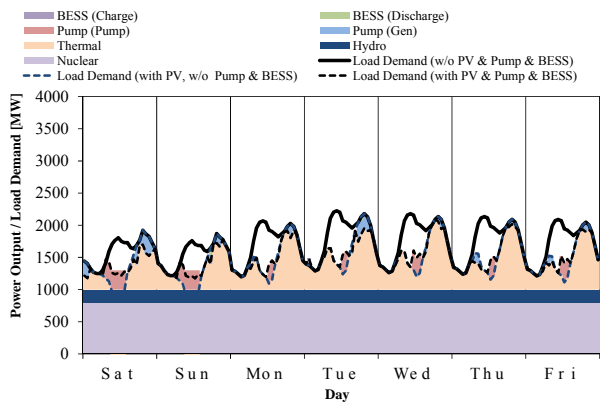




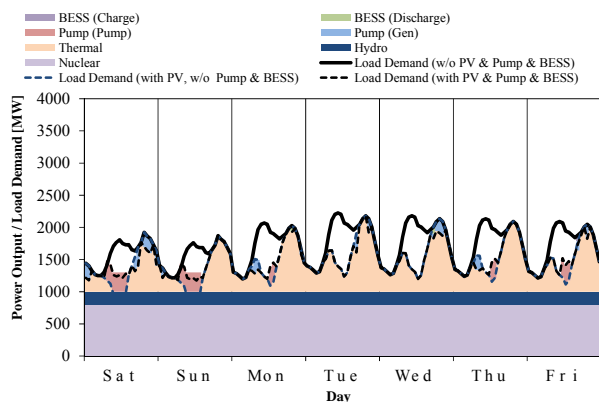
(a) 全発電機出力上下限



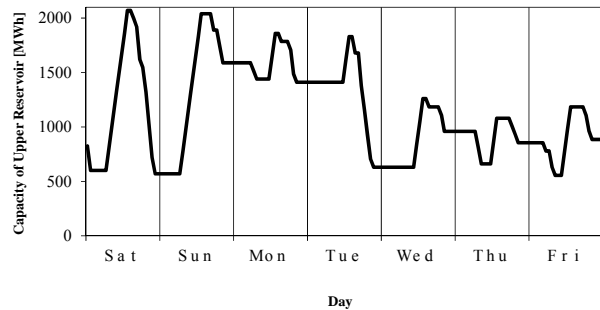
(a) 全発電機出力上下限



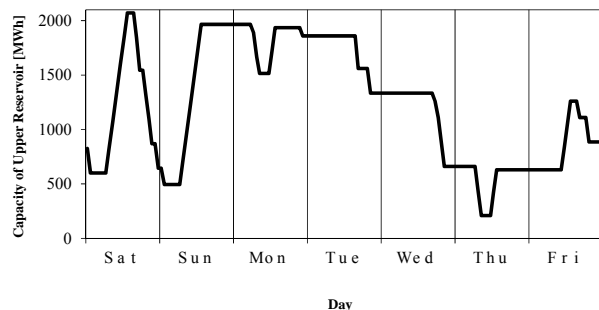
(b) 週間運用計画



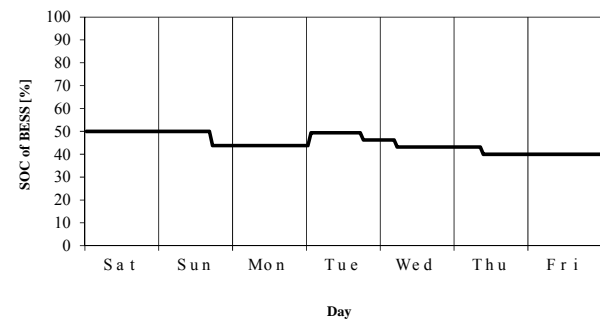
(b) 週間運用計画



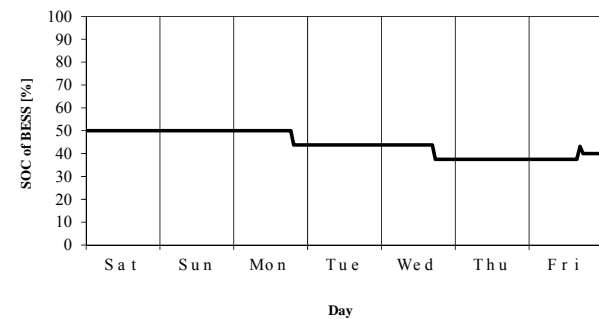
(c) 揚水発電所運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画



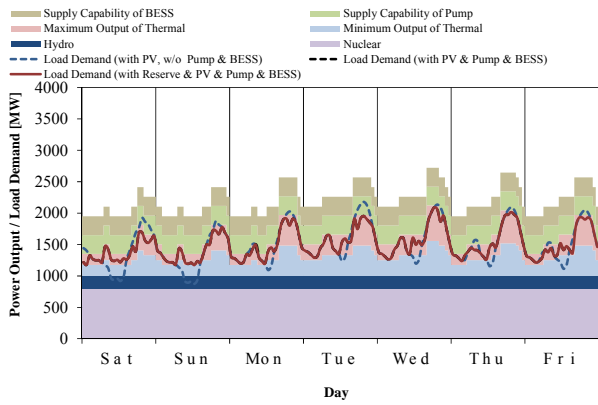
(d) 蓄電池運用計画

図 6.17 計算結果 Case 13

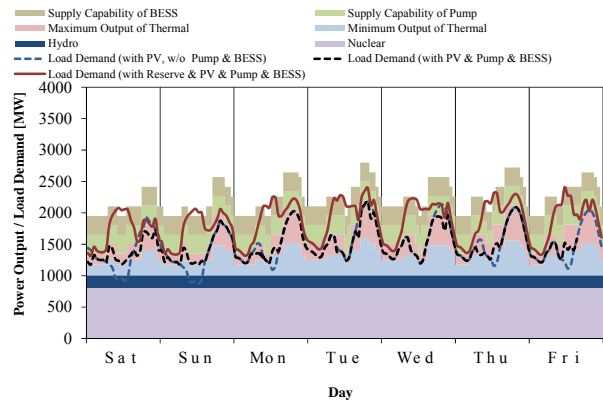
【春期 PV 1000[MW]  $R_D=0[\%]$   $R_R=0[\%]$ 】  
【BESS 200[MW]】

図 6.18 計算結果 Case 14

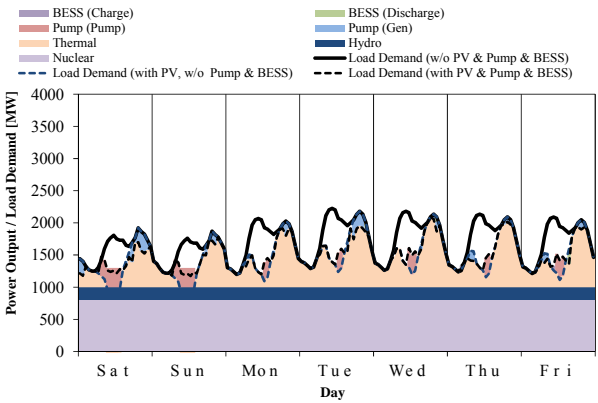
【春期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=90[\%]$ 】  
【BESS 200[MW]】



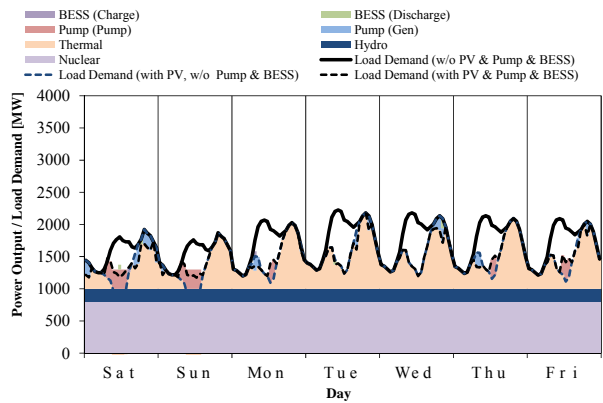
(a) 全発電機出力上下限



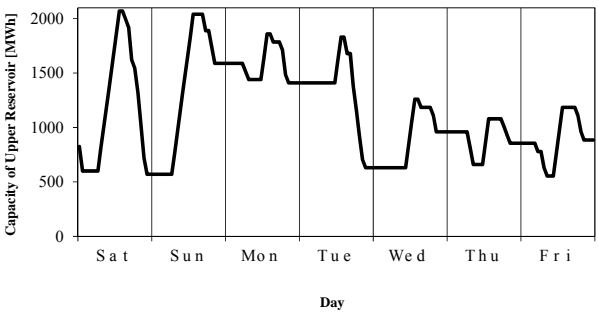
(a) 全発電機出力上下限



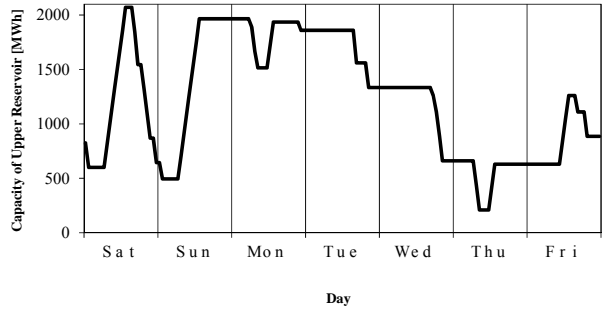
(b) 週間運用計画



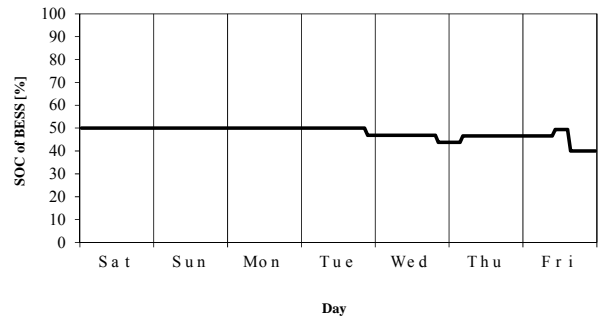
(b) 週間運用計画



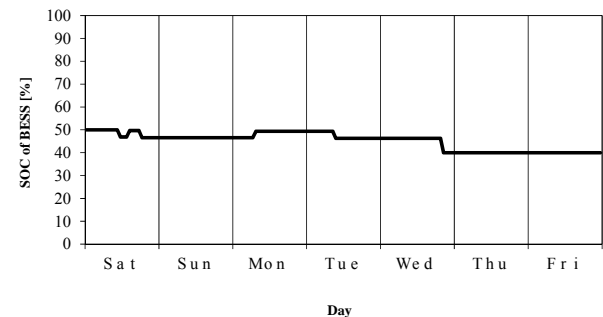
(c) 揚水発電所運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画



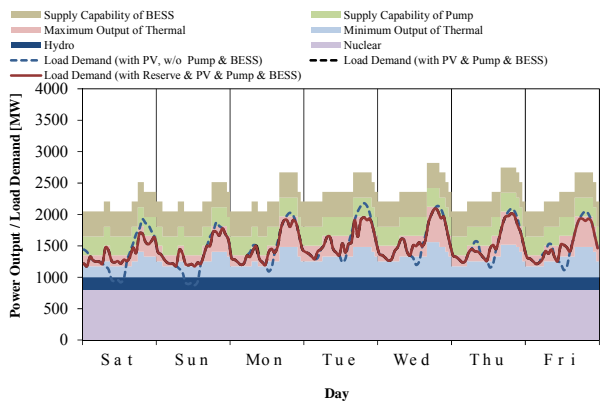
(d) 蓄電池運用計画

図 6.19 計算結果 Case 15

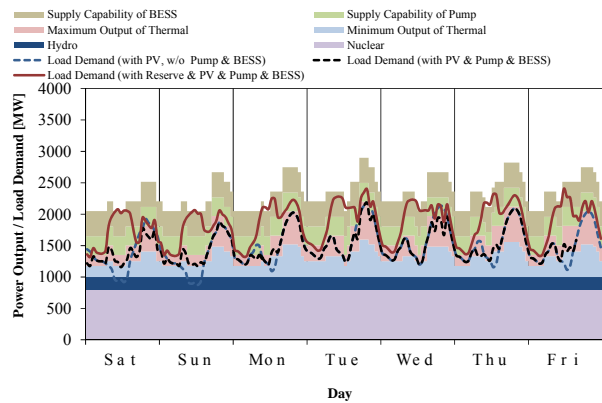
【春期 PV 1000[MW]  $R_D=0[\%]$   $R_R=0[\%]$ 】  
【BESS 300[MW]】

図 6.20 計算結果 Case 16

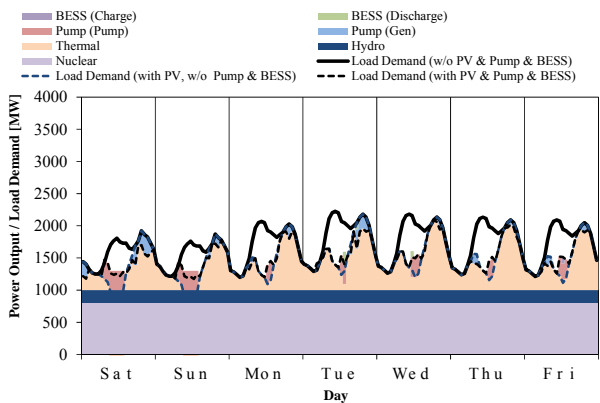
【春期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=90[\%]$ 】  
【BESS 300[MW]】



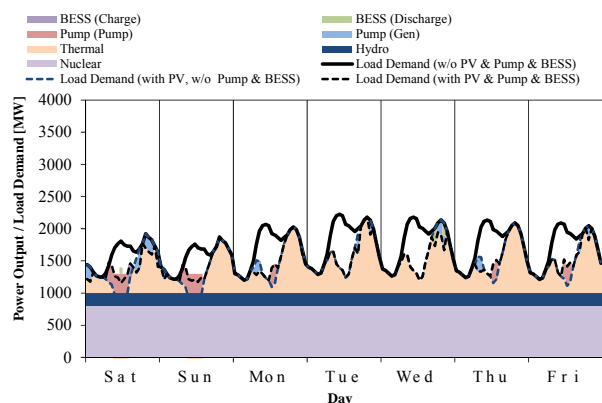
(a) 全発電機出力上下限



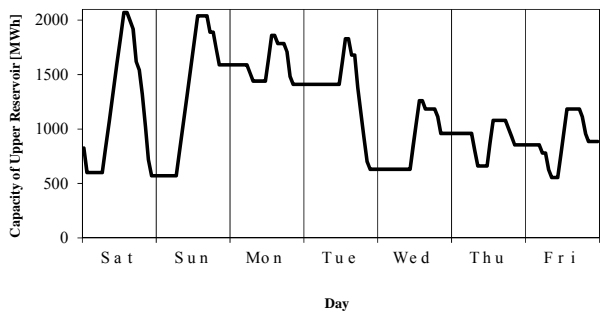
(a) 全発電機出力上下限



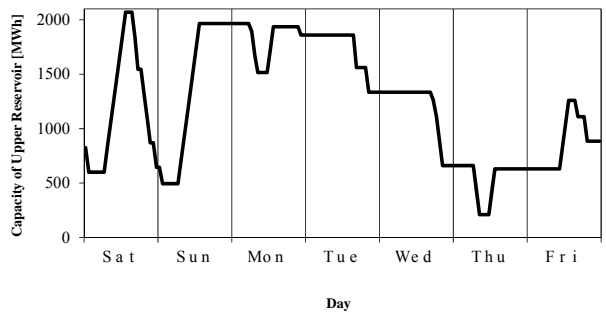
(b) 週間運用計画



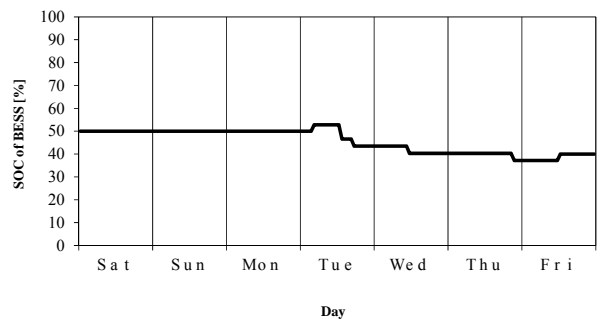
(b) 週間運用計画



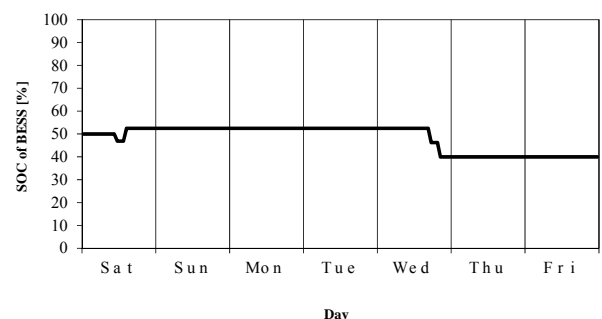
(c) 揚水発電所運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画



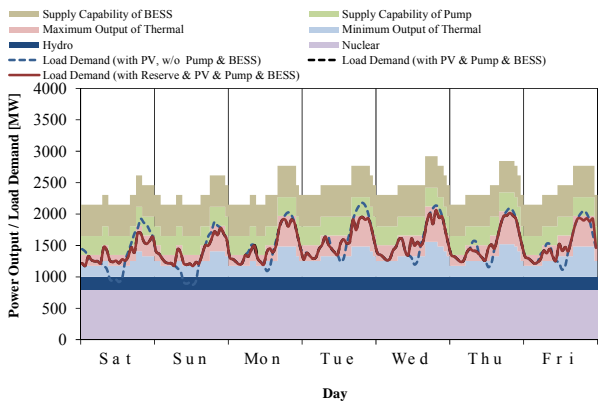
(d) 蓄電池運用計画

図 6.21 計算結果 Case 17

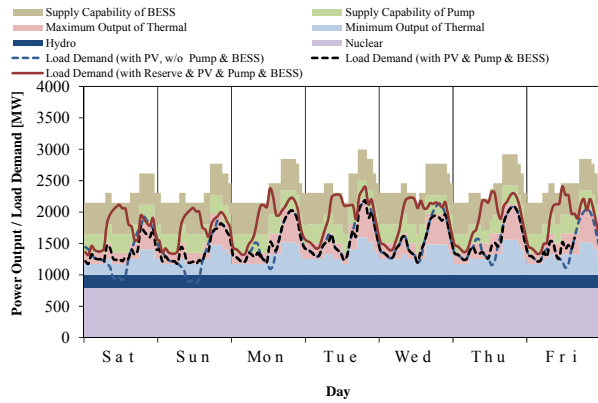
【春期 PV 1000[MW]  $R_D=0[\%]$   $R_R=0[\%]$ 】  
【BESS 400[MW]】

図 6.22 計算結果 Case 18

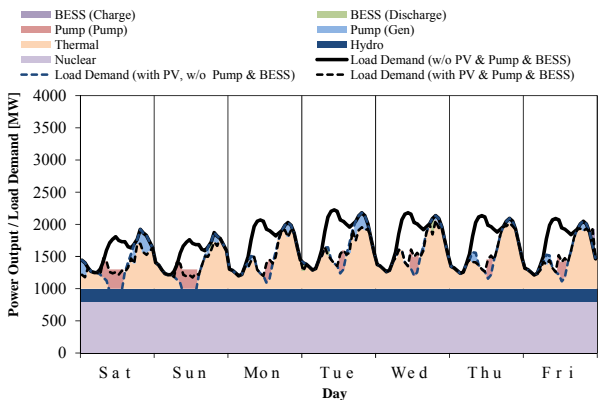
【春期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=90[\%]$ 】  
【BESS 400[MW]】



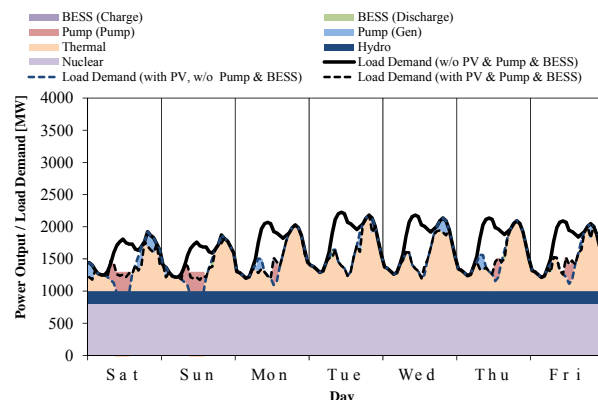
(a) 全発電機出力上下限



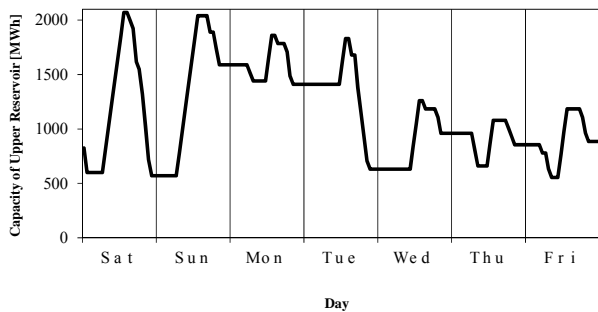
(a) 全発電機出力上下限



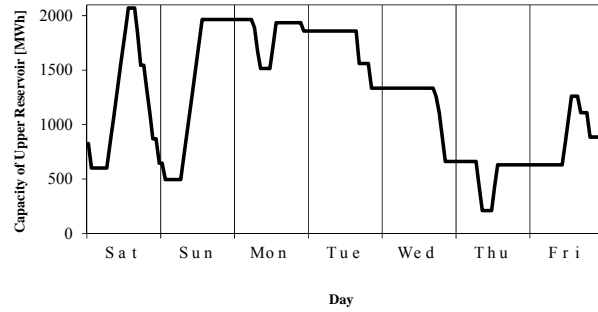
(b) 週間運用計画



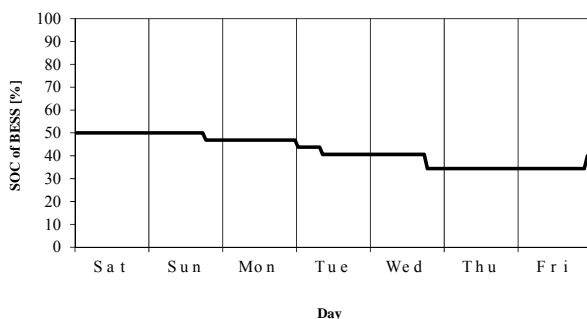
(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



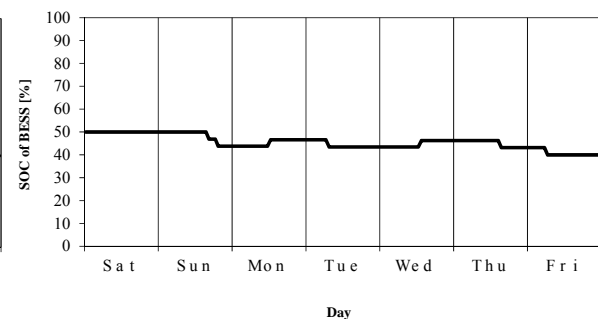
(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画

図 6.23 計算結果 Case 19

【春期 PV 1000[MW]  $R_D=0[\%]$   $R_R=0[\%]$ 】  
【BESS 500[MW]】



(d) 蓄電池運用計画

図 6.24 計算結果 Case 20

【春期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=90[\%]$ 】  
【BESS 500[MW]】

電力需要が大きい夏期 PV1000MW 導入の条件においては、揚水発電所の運用計画は、 $R_D=0\%$ 、 $R_R=0\%$ の条件と  $R_D=10\%$ と  $R_R=90\%$ の条件の双方において、平日は深夜時間帯に揚水運転を行い、PV 出力を差し引いた電力需要が大きくなる、夕方以降の夜間帯で発電を行っている。図 6.5 および図 6.6 の蓄電池導入量 100[MW]の条件においては、蓄電池の運用計画も揚水運転所と同様に深夜時間帯に充電を行い、夜間帯で放電を行っている。図 6.5(d)の予備力を確保した場合と図 6.6(d)の確保しない場合の双方を比較すると、予備力を確保した場合の方が蓄電池の充放電の運転切り替え回数が多くなっていることが見て取れる。揚水発電所の運用計画においてはこの傾向は殆ど見られない。図 6.6(a)と(d)を見比べると、需要の変化が大きくなる時間帯において、充放電の切り替え回数が多くなっている。需要の変化が大きくなる時間帯においては、火力機の起動台数が大きく変更されるため、例えば充電を行う際には、火力機の上げ代を有効に活用し充電運転を行い、運転点を定格出力付近にすることで効率的な充電を行っている。また放電をする際には、蓄電池を放電することで火力機の起動台数を削減することができ、その分燃料費を削減できる。揚水運転所においては、このようなきめ細やかな運用を行うと、揚水運転発電所の総合効率は蓄電池よりも低いいため、損失によって週間の燃料費の削減は出来ないが、蓄電池においては総合効率が 90%と良好であるため、このような運用が出来ていると考えられる。図 6.7 および図 6.8 の蓄電池導入量が 200MW の条件においては、蓄電池の運用計画は SOC が比較的高い状態を保つ運用となっている。蓄電池のエネルギー容量も 100MW の条件と比較すると 2 倍となったため、SOC 変遷の図を比較すると、SOC の取りうる範囲は 200MW 導入時においては 100MW 導入時に対して半分となっているが、実エネルギーに換算すると双方で同程度であると言える。更に導入量を 300MW~500MW と増加させていくと、これらに関しても SOC の変遷においては蓄電池の運用は SOC が 50%以上の領域で主に運用されていることが見て取れる。

次に、電力需要が小さい春期の PV1000MW 導入の条件について考察する。この条件においては、揚水発電所の運用計画は、電力需要が小さく余剰電力の発生が見込まれる週末の土曜日、ならびに日曜日の昼間において揚水運転を行い、平日の夜間帯において放電を行う運用計画となっている。この傾向に関しても予備率  $R_D=0\%$ 、 $R_R=0\%$ の条件と  $R_D=10\%$ と  $R_R=90\%$ の条件の双方において大きな差異はない。図 6.15~図 6.24 の蓄電池の運用計画の作成結果を見ると、蓄電池の運用計画は蓄電池導入量によらず、殆ど行われない運用計画作成結果となった。春期においては電力需要が小さく、PV の出力を差し引いたとしても週間を通じて電力需要の差は大きくない。そのため、燃料費最小化を目的関数とした運用計画の作成手法においては、蓄電池の運用計画は殆ど行われない結果となっている。

## 6.4.2 週間需給シミュレーションの結果

週間需給シミュレーションにおいて、算出された結果が COST-LOLP 空間上のどの点に位置するかを季節と PV 導入量毎に図 6.25 および図 6.26 に示す。なお、週間需給シミュレーションにおいては、夏期 PV 導入量 1000MW と春期 PV 導入量 1000MW の 2つのシミュレーション条件においてシミュレーションを行った。電力需要に対する予備率  $R_D$  と PV 出力に対する予備率  $R_R$  は第 5 章と同様に設定している。また蓄電池の導入量は前述の通り 0MW, 100MW, 200MW, 300MW, 400MW, 500MW の 6通りとしている。

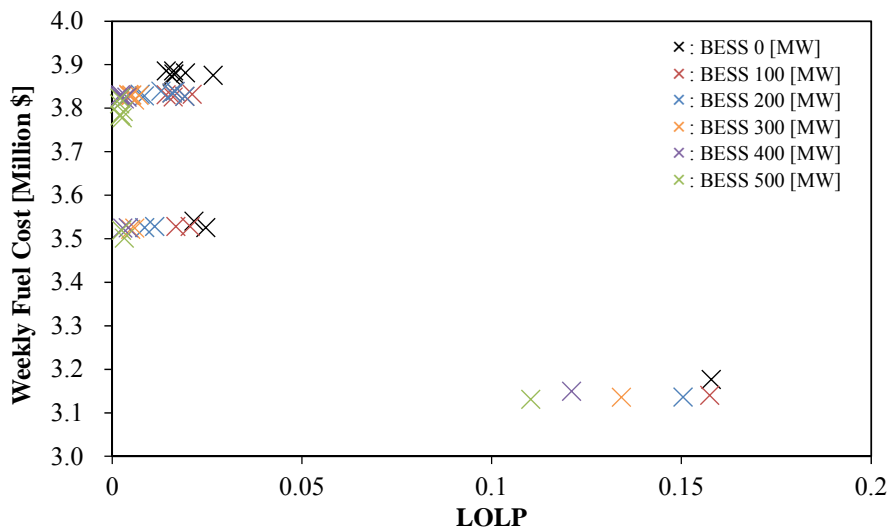


図 6.25 COST-LOLP 空間上における計算結果【夏期 PV 導入量 1000MW】

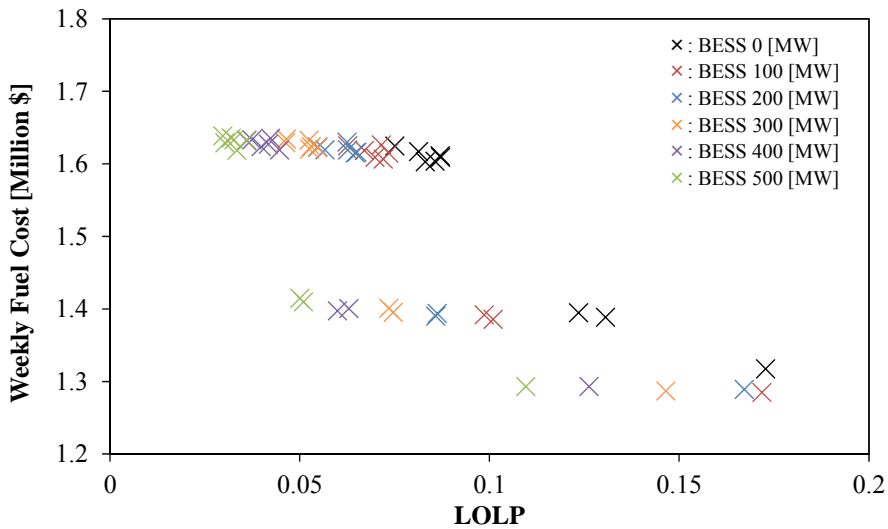


図 6.26 COST-LOLP 空間上における計算結果【春期 PV 導入量 1000MW】

図 6.25 の夏期 PV 導入量 1000MW の条件においては、蓄電池の導入量が増加するにしたがって、解のプロットが原点に近い方向へと移動しているのが見て取れる。すなわち、蓄電池を導入することによって同じ予備率の条件でも供給信頼度の向上と、燃料費の削減の双方において効果的であるということが見て取れる。蓄電池導入量 300MW 以上のケースにおいては LOLP の評価値は図 5.26 に示した夏期の PV 導入量 0MW の時と同じ水準にまで向上している事が見て取れる。

図 6.26 の春期においても、夏期と同様に蓄電池導入量を増加させることで供給信頼度は向上していく。しかしながら、夏期と異なるのは蓄電池の導入量を増加させていくと LOLP の評価値は小さくなるが、週間燃料費は僅かながら増加していく。春期においては、電力需要が小さいため、蓄電池の導入による経済性の向上効果は期待できないためである。また蓄電池を導入した際においても供給信頼度は図 5.28 に示した PV 導入量 0MW の条件と比較すると、LOLP の評価値は相対的にかなり大きい。

#### 余剰電力発生確率の算出結果

図 6.27 に季節毎の各シミュレーション条件における SPP を示す。

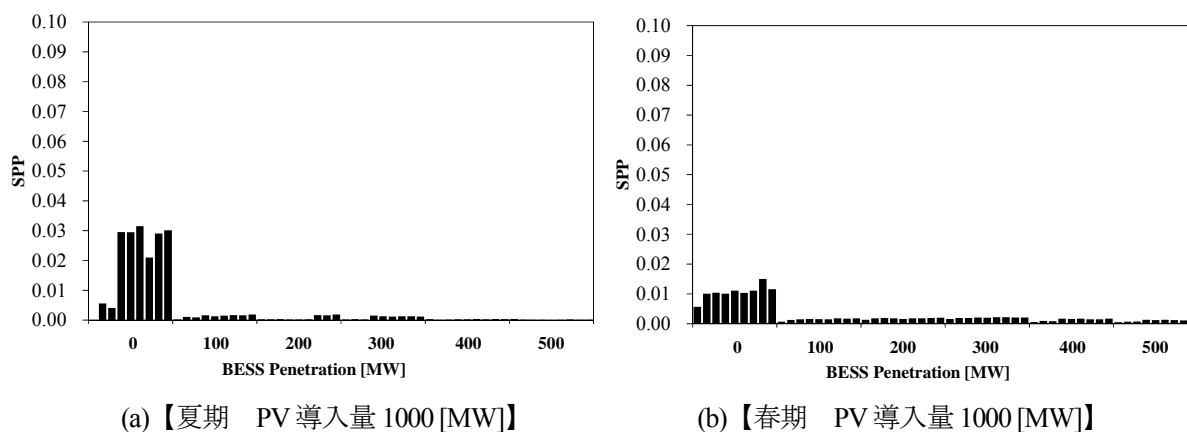


図 6.27 各シミュレーション条件における SPP

これらより夏期と春期共に、蓄電池を導入することで余剰電力は大きく削減出来ていると言える。

#### 時間断面毎の供給不足発生量と余剰電力発生量

夏期と春期のそれぞれの条件において、LOLP が最小となるケースにおける時間断面毎の供給不足発生率を図 6.28 に、余剰電力発生率を図 6.29 に示す。また、時間断面毎の供給不足電力量の平均値を図 6.30 に、余剰電力発生量の平均値を図 6.31 に示す。

夏期においては、供給不足発生率と余剰電力共に低い水準に抑えられている。しかしながら、依然として週末の土曜日ならびに日曜日の昼間において供給不足が発生している。余剰電力に関しては、蓄電池が導入されていない図 5.31(a)において予備力の確保量が多いことに起因する余剰電力が発生していたが、蓄電池を導入した図 6.29(a)においてはまったく発生していない。

同様に春期においては、供給不足の発生率に関しては、平日の昼間において発生が顕著である。平日の水曜日からシミュレーション期間の終わりに近づくにつれて供給不足の発生率が高くなっているため、揚水発電所の貯水量ならびに蓄電池の SOC の不足によって生じている可能性が高い。余剰電力に関しては、夏期と同様に全く発生しておらず、蓄電池によって余剰電力は完全に吸収できていることがこれらの結果より見て取れる。

### 全試行における揚水発電所および蓄電池の運用実績

全試行における揚水発電所運用実績を図 6.32 に、蓄電池の運用実績を図 6.33 に示す。

夏期においては図 6.32(a)の揚水発電所運用実績を見ると、揚水発電所の貯水量の分布が 2 日目以降で広く分布している。図 6.14 の揚水発電所および蓄電池の運用計画と比較すると、揚水発電所の運用実績は、運用計画に近い状態で推移している施行と、運用計画に対して貯水量が一定の状態となっている試行の双方が混在している。蓄電池の方は運用計画自体が揚水発電所と比較して SOC が一定の状態の試行が多いため、殆どの試行において SOC の変化量は少ない。

春期においては、揚水発電所の運用実績は、図 6.24 の計画に対して、それに近い運用実績となっている試行が多い。蓄電池の SOC の変遷は、シミュレーション期間の終わりに近づくにつれて減少していく。

これらの結果より、揚水発電所と蓄電池の双方によって、系統全体の運転予備力を確保出来ているが、供給不足ならびに余剰電力の発生時における、緊急運用を含めた運用実績から考察するに、必ずしも揚水発電所と蓄電池を最大限に活用出来てはいないということが言える。



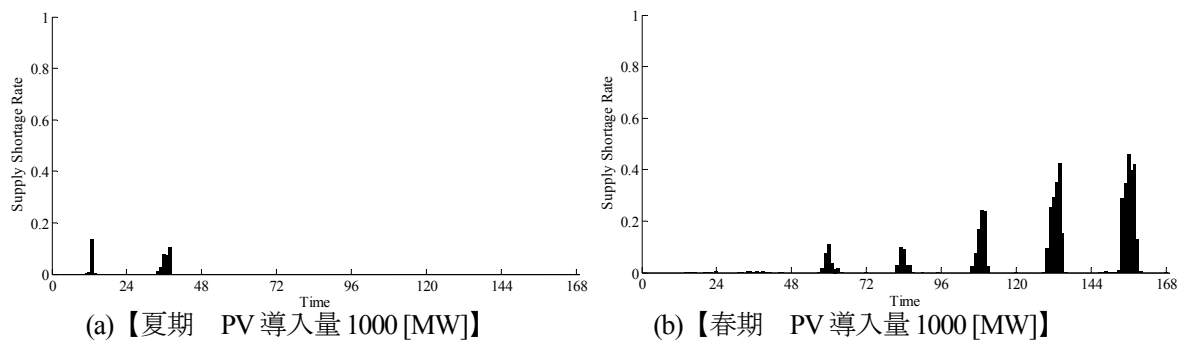


図 6.28 時間断面毎の供給不足発生率

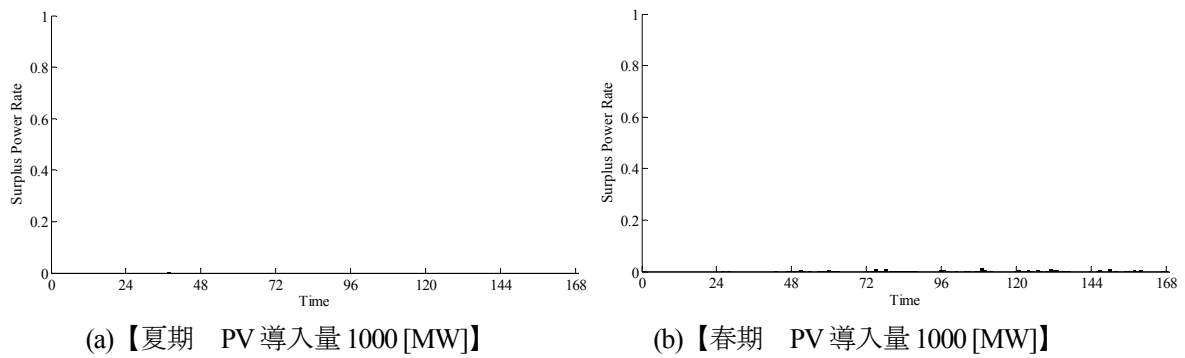


図 6.29 時間断面毎の余剰電力発生率

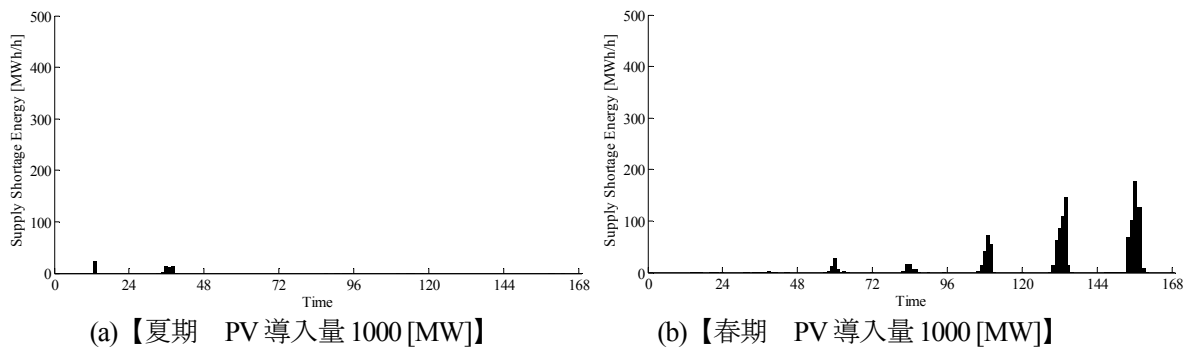


図 6.30 時間断面毎の平均供給不足電力量

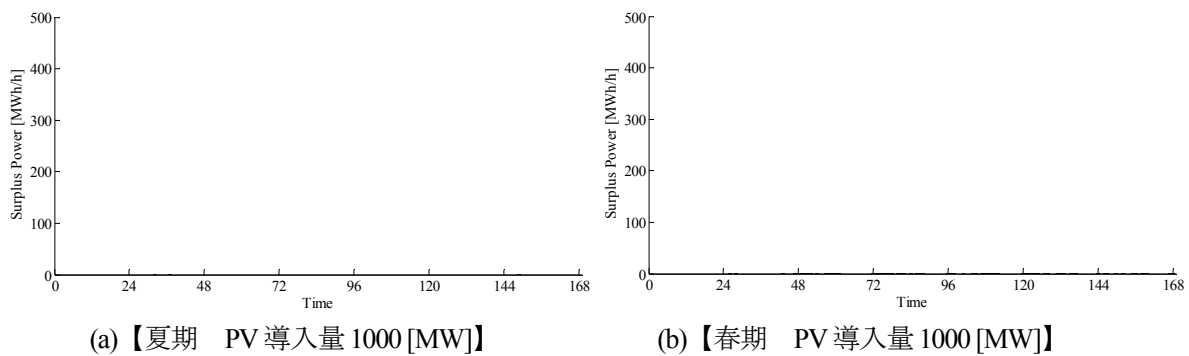


図 6.31 時間断面毎の平均余剰電力量

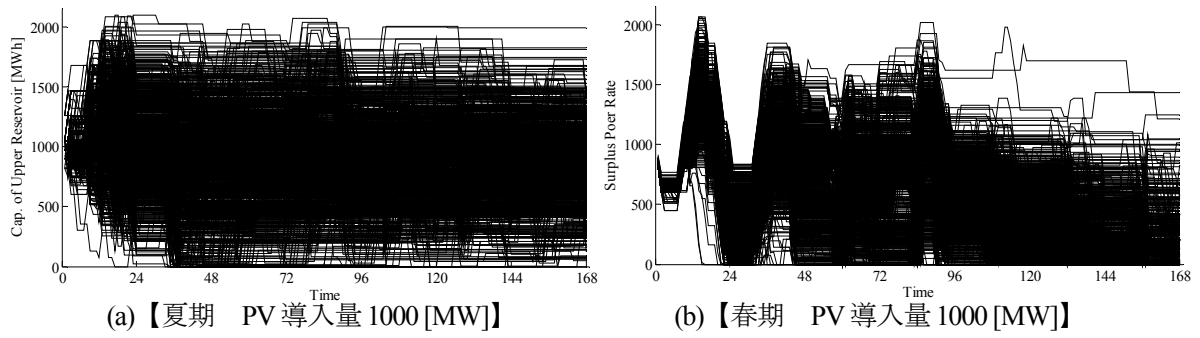


図 6.32 全試行における揚水発電所運用実績

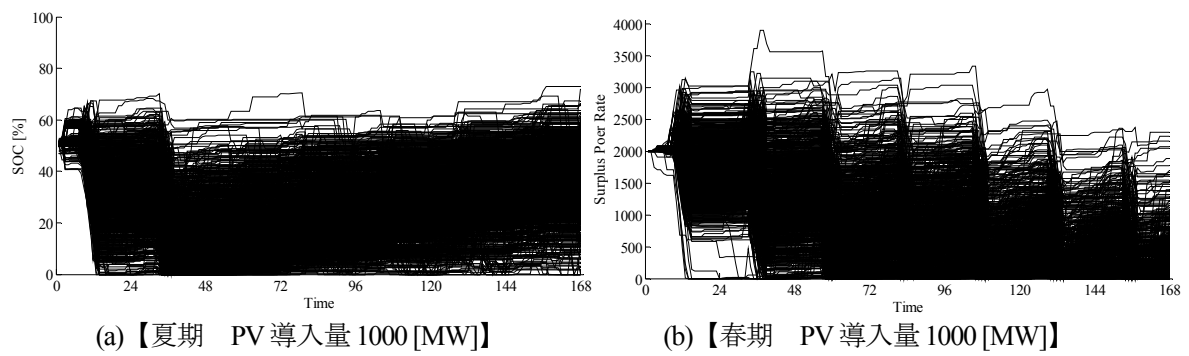


図 6.33 全試行における蓄電池運用実績

## 6.5 シミュレーション中における蓄電池 SOC 補正手法の導入

### 6.5.1 蓄電池運用の効率化

前節の結果より、揚水発電所と蓄電池の双方を導入した場合においても、週間需給シミュレーション中においては、揚水発電所の貯水量と蓄電池の SOC 共にシミュレーション期間の終わりに近づくにつれて減少していき、PV の出力低下による供給不足が多発していた。蓄電池の導入量を 500MW まで増加させた場合においても根本的な供給不足の解消には至っておらず、設備導入に対する効果は低い結果となった。すなわち蓄電池の能力を活かした運用とは言い難い。電力系統の需給運用の視点から見た場合、蓄電池は機械的な制約が無く、揚水発電所のように運転切り替えの時間も必要ない。これを踏まえ、本節では週間需給シミュレーション中における蓄電池の SOC の補正手法を導入することを考える。6.3.8 節に示した供給支障発生時における蓄電池の緊急運用は、供給支障解消の為に最優先すべき運用であるが、それ以外の時間断面においては週間運用計画で作成した通りの運用となる。6.4.1 節に示した週間運用計画の作成結果を見ると、蓄電池導入量を増加させていくにつれて計画上の SOC の取りうる範囲は狭くなっていく。すなわち蓄電池の総エネルギー容量に対して、計画時点における燃料費削減に有効なエネルギー容量は少ないということが言える。一方で週間需給シミュレーションの結果より、蓄電池の導入量を増加させることによって、供給支障の発生率を低減することができている。これは単純に蓄電池の導入量を増加させた事によって予備力が増加したことに起因するものである。また、図 5.41 に示した蓄電池を導入しない条件における、週間需給シミュレーションの平均供給不足電力量を見ると、週間を通じてその最大発生量は 300MW 程度である。そのため、週間需給シミュレーション中において、蓄電池の SOC が 10%以上を保っていれば、供給不足の解消に効果的である可能性が高い。蓄電池の SOC がシミュレーション中に減少傾向にあることは図 6.33 に示した全試行における SOC の変遷を見ても明らかである。

## 6.5.2 蓄電池 SOC 補正手法

週間需給シミュレーション中において、以下に示す様に蓄電池の SOC を補正する。運用計画上の蓄電池に充電されたエネルギー容量である  $Pb_{t0}$  とシミュレーション中におけるエネルギー容量  $Pb_t$  を比較し、その偏差が蓄電池の全エネルギー容量比で 10% を超えていた場合には以下に示す様に SOC 補正の運用を行う。ただし、6.3.8 節に示した緊急運用を行った場合においてはその運用を優先することとし、SOC 補正は行わない。また、蓄電池の SOC 補正は式(6.11)に示した火力機の上げ代および式(6.12)に示した下げ代の範囲内で行うものとし、蓄電池 SOC の補正のために発電機の追加起動や停止は行わないものとする。

$$\frac{Pb_{t0} - Pb_t}{B_c} > 10 \text{ のとき}$$

$$Bs_t = \max[-B_{\max}, -\left(\frac{Pb_{\max} - Pb_t}{\eta_b}\right), -(Pb_{t0} - Pb_t)] \quad (6.37)$$

$$\frac{Pb_t - Pb_{t0}}{B_c} > 10 \text{ のとき}$$

$$Bs_t = \min[B_{\max}, Pb_t, Pb_{t0} - Pb_t] \quad (6.38)$$

### 6.5.3 シミュレーション結果

週間需給シミュレーションにおいて、算出された結果が COST-LOLP 空間上のどの点に位置するかを季節と PV 導入量毎に図 6.34 および図 6.35 に示す。なお、シミュレーション条件は表 6.1 と同一とした。

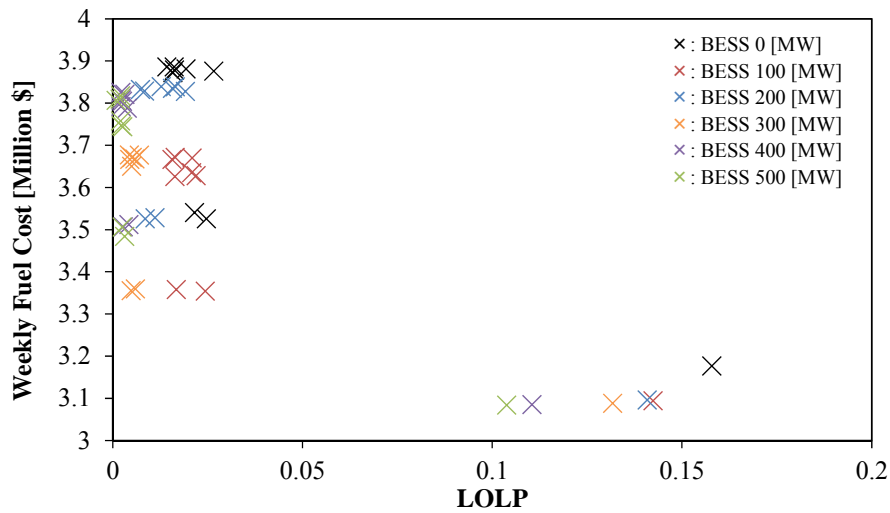


図 6.34 COST-LOLP 空間上における計算結果【夏期 PV 導入量 1000MW】

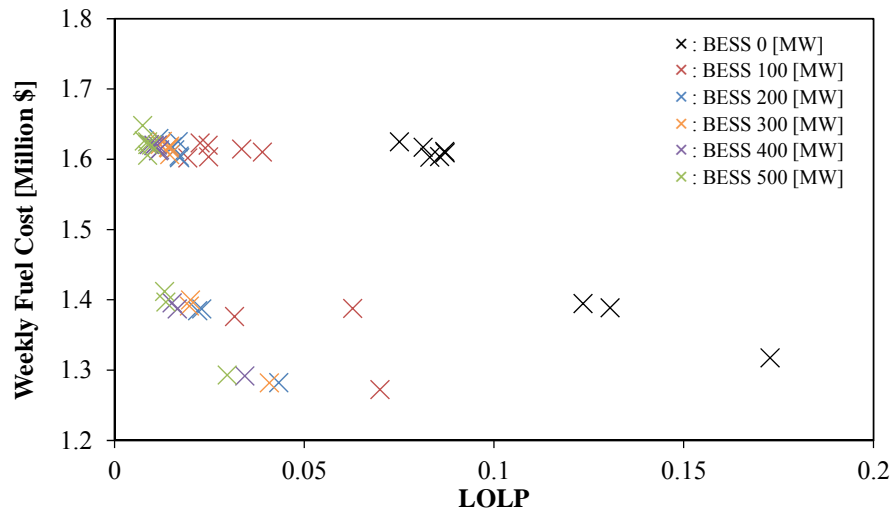


図 6.35 COST-LOLP 空間上における計算結果【春期 PV 導入量 1000MW】

図 6.34 の夏期 PV 導入量 1000MW の条件においては、図 6.25 の SOC 補正を行わない場合と比較すると蓄電池導入量 200MW および 300MW の条件において、解のプロットが SOC 補正を行わない場合よりも原点に近い方向へと移動しているのが見て取れる。すなわち、SOC 補正を導入することによって同じ予備率の条件でも供給信頼度の向上と、燃料費の削減の双方において効果的であると言える。電池導入量 400MW および 500MW のケースにおいても LOLP の評価値は SOC 補正を行わない場合よりも向上している事が見て取れる。

図 6.35 の春期においても、解のプロットが SOC 補正を行わない場合よりも原点に近い方向へと移動しているのが見て取れる。更に LOLP の評価値は図 5.28 に示した PV 導入量 0MW の条件に近づいている。これらより SOC 補正を行う事によって、供給信頼度の向上と燃料費の削減の双方において効果的であると言える。

### 余剰電力発生確率の算出結果

図 6.36 に季節毎の各シミュレーション条件における SPP を示す。

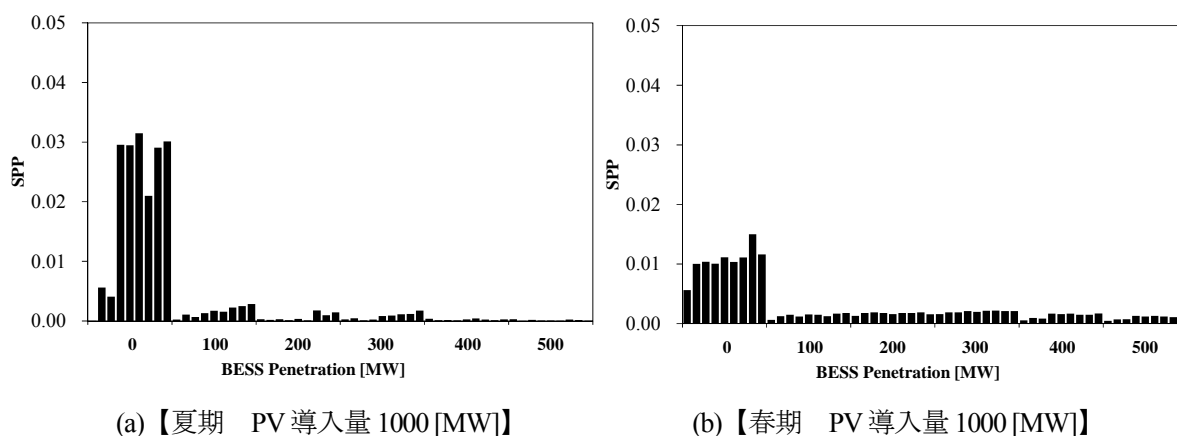


図 6.36 各シミュレーション条件における SPP

これらより夏期と春期共に、SOC 補正を導入した際の余剰電力の発生率は補正を行わない図 6.27 の結果と比較して遜色ないと言える。

### 時間断面毎の供給不足発生量と余剰電力発生量

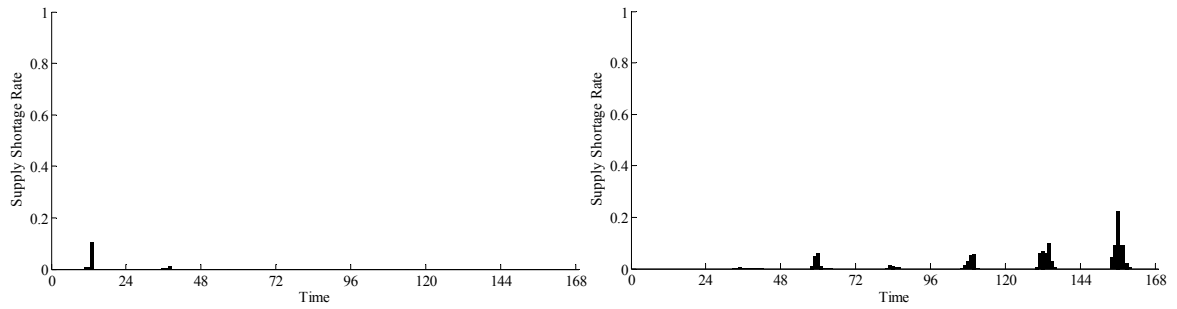
夏期と春期のそれぞれの条件において、LOLP が最小となるケースにおける時間断面毎の供給不足発生率を図 6.37 に、余剰電力発生率を図 6.38 に示す。また、時間断面毎の供給不足電力量の平均値を図 6.39 に、余剰電力発生量の平均値を図 6.40 に示す。

図 6.28 の SOC 補正を導入しない条件と比較すると、夏期においては、供給不足発生率と余剰電力共に殆ど発生していない。同様に春期においても、供給不足と余剰電力の発生率共に非常に低い水準に抑えられている。

#### 全試行における揚水発電所および蓄電池の運用実績

全試行における揚水発電所運用実績を図 6.41 に、蓄電池の運用実績を図 6.42 に示す。夏期においては蓄電池の運用実績は、週末において幅広い分布を見せている。これは、週末は軽負荷であるため、火力機の予備力が不足していることに起因するものである。日曜日～月曜日にかけて SOC の分布は 50%に近い状態に近づき、図 6.33(a)の SOC 補正を導入しない場合と比較すると週間を通じて SOC は 50%に近づいていると言える。そのため、系統全体としての予備力が確保され、前述の供給信頼度の向上につながっている。

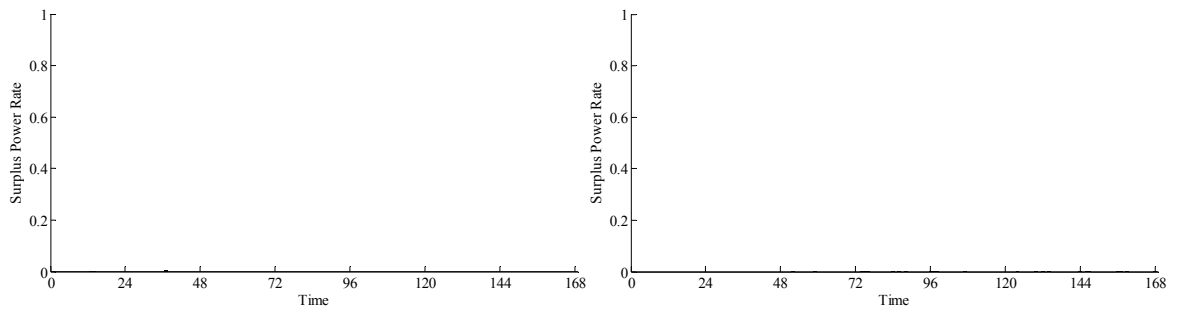
春期においても夏期と同様に、図 6.33(b)の SOC 補正を導入しない場合と比較して SOC の分布は中心に近づいている。ただし、春期においては平日昼間においても予備力が小さいため PV 出力時間帯における SOC の分布は週末と同様に広い分布となっている。



(a) 【夏期 PV 導入量 1000 [MW]】

(b) 【春期 PV 導入量 1000 [MW]】

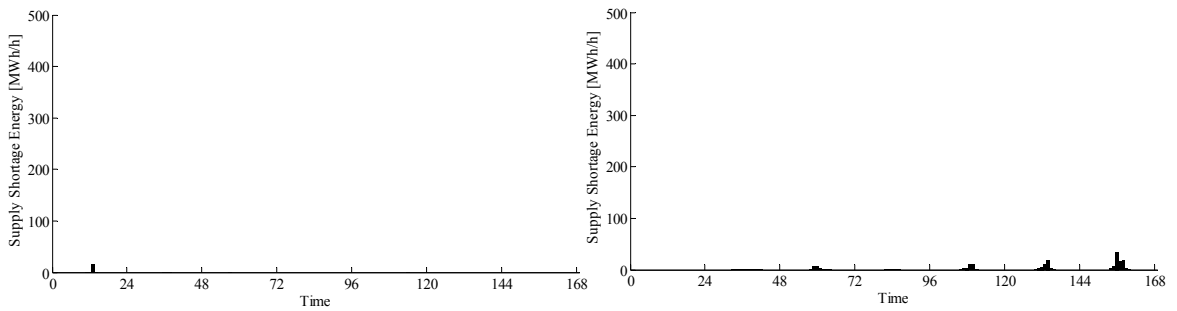
図 6.37 時間断面毎の供給不足発生率



(a) 【夏期 PV 導入量 1000 [MW]】

(b) 【春期 PV 導入量 1000 [MW]】

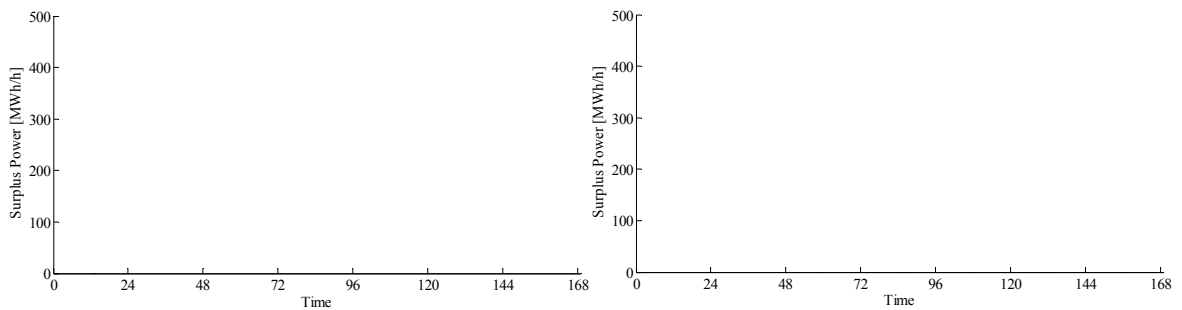
図 6.38 時間断面毎の余剰電力発生率



(a) 【夏期 PV 導入量 1000 [MW]】

(b) 【春期 PV 導入量 1000 [MW]】

図 6.39 時間断面毎の平均供給不足電力量



(a) 【夏期 PV 導入量 1000 [MW]】

(b) 【春期 PV 導入量 1000 [MW]】

図 6.40 時間断面毎の平均余剰電力量



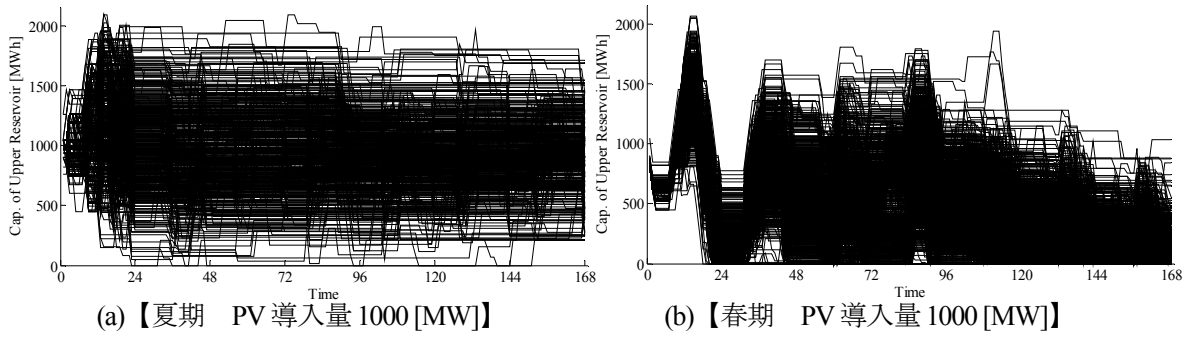


図 6.41 全試行における揚水発電所運用実績

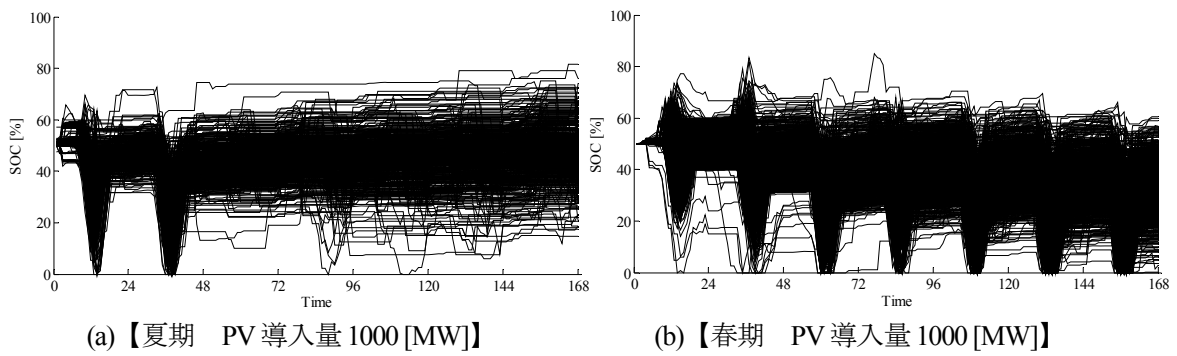


図 6.42 全試行における蓄電池運用実績

## 6.6 まとめ

本章では、揚水発電所と蓄電池の協調運用の為に、その双方の出力を制御変数とした最適週間運用計画作成手法について、提案・検討を行った。その結果、電力需要が大きい夏期においては、蓄電池を導入することによって経済性を向上することが出来るため、蓄電池と揚水発電所の双方とも経済性を考慮した運用計画が作成された。一方、需要の小さい春期においては蓄電池の運用による経済性向上は殆ど見込めないため、運用計画作成結果は、週間を通じてほとんど運用を行わない結果となった。

これを踏まえて、蓄電池の導入を考慮した週間需給シミュレーション手法の提案を行い、検証した。その結果、夏期においては蓄電池を導入することによって、同条件の蓄電池を導入しないシミュレーション条件と比較して、供給不足の発生率と余剰電力の発生率の双方を抑制することが出来た。更に蓄電池による経済性向上の効果として、週間燃料費を削減することも出来た。春期においても蓄電池の導入によって、供給不足と余剰電力の発生率を抑制することが出来たが、一方で週間燃料費の方は若干ながら増加する結果となった。前述のとおり春期においては、蓄電池の運用によって経済性の向上は見込めないため、週間需給シミュレーション中における緊急運用によって、供給信頼度を向上させる代わりに燃料費が増大する結果となったといえる。また、揚水発電所と蓄電池の運用実績について考察を行った結果、蓄電池の導入時においては揚水発電所と蓄電池のそれぞれが、必ずしも最適運用計画の通りに運用されていない結果となった。すなわち設備の能力を活かした運用がなされていない結果と言える。

次に、蓄電池の能力を活かした需給シミュレーション手法として、SOCの補正手法を提案した。蓄電池は揚水発電所と異なり機械的な制約が無いため充電および放電を即座に開始することが出来る。その特性を活かしシミュレーション中において供給支障解消のための緊急制御を行っていない場合に限り、計画上の蓄電池のSOCと実際の蓄電池のSOCを比較し、その偏差が10%以上になる場合においてはSOCを補正する運用手法を導入した。その結果蓄電池のSOCは補正を導入しない場合と比較して50%に近い状態で運用された。すなわち、シミュレーション期間を通じて予備力が増加したこととなり、供給信頼度の向上に有効であった。特に春期においては、SOC補正を導入することによって供給信頼度を大幅に向上することができ、SOC補正を導入しない場合と比較して、供給信頼度はPVを導入しない場合に近づけることが出来た。また、SOC補正を導入することによって、夏期と春期共に週間燃料費も削減できる傾向が見られており、蓄電池の効率的な運用方法とする事が出来ている。

## 第7章 結論

本研究においては、我が国の電力系統が直面している PV の大量導入という課題に対し、既存の電力貯蔵設備である揚水発電所の運用計画を最適化し、既存の電力系統の設備で最大限対応するための手法を提案、検討を行った。最適運用計画の評価手法として、不確実性を考慮したモンテカルロシミュレーションによる供給信頼度と燃料費を提案した。またその結果を踏まえ、今後電力系統に導入が進む事が予想される、電力系統用蓄電池の導入を考慮した最適週間運用計画作成手法を提案、検討を行った。本章では、本研究で行った検討と本研究を通じて明らかになったことについてまとめる。

はじめに、PV 大量導入時における揚水発電所最適運用計画の作成手法について検討を行った。我が国の電力需要が平日と週末で大きく異なる事に鑑み、週間運用計画作成手法ならびに週間需給シミュレーション手法に焦点を当てた。週間運用計画の作成には燃料費の最小化を目的関数としたタブーサーチ法を用い、制御変数をシミュレーション期間の各時間断面における揚水発電所の出力とした。本研究では年間を通じて電力需要が最も大きくなる夏期の1週間と、電力需要が最も小さくなる春期の1週間の2種類のシミュレーションを行った。また PV の導入量は 0MW と 1000MW の2通りを想定した。それぞれのシミュレーション条件において、週間運用計画の最適化を行った結果、夏期の PV 導入がない条件においては、揚水発電所の運用計画は現状と同じ様な結果となった。一方、PV が大量に導入された場合には、PV が発電を行う昼間において PV 出力を差し引いた電力需要が小さくなるためこの時間帯で揚水運転を行い、PV 出力が低下し差し引きの電力需要が日間で最大となる夜間において、発電運転を行う運用結果となり、現状の運用から大きく異なる結果となった。これらの運用計画に対して、PV 大量導入時における供給信頼度ならびに週間燃料費を解析するために、週間需給シミュレーションモデルを提案し検証を行った。それに伴い、週間運用計画作成における効率的な計算手法として、データベースを用いた火力機の経済負荷配分の算出手法、ならびにタブーサーチにおける効率的な初期解の選択手法を提案し、計算負荷の大幅な削減を図った。これらの手法によって、週間需給シミュレーションにおける計算時間を大幅に短縮できた。週間需給シミュレーションにおいては、PV 出力変動・電力需要変動・発電機故障の3種類の不確実性を考慮したシミュレーションを行うことによって、揚水発電所を含む電力系統の週間運用計画に対する供給信頼度と週間燃料費、余剰電力発生率の3種類の評価指標を算出した。週間需給シミュレーションの結果として、PV 大量導入時においては、夏期と春期ともに供給支障が多発するシミュレーション結果となった。

次に週間運用計画の作成手法において運転予備力の制約条件を考慮し、週間需給シミュレーションを行った。電力需要に対する予備率と PV 出力に対する予備率の双方を考慮し、運用計画の作成を行った。その結果、PV が導入されていないシミュレーション条件においては、電力需要に対する予備率を時間断面毎に一定量確保することによって、電力系統の供給信頼度の向上が図れた。また PV 大量導入時においては、電力需要に対する予備率と PV 出力に対する予備率の双方を確保することによって、特に夏期においては効果的に供給不足の発生確率を低下させることができた。しかしながら春期においては、元々の電力需要が小さいために、火力機の下げ代の制約によって十分な予備力が確保できずに、電力需給運用にとって最も厳しい季節であることが判明した。

次に、時間断面毎に最適な予備力を確保することを考え、予備率を探索的に求める手法について提案・検討を行った。週間需給シミュレーションにおける電力需要に対する予備率を制御変数とし、タブーサーチによって探索を行い、その評価値をパレート最適解の概念によって評価する手法を用いた。タブーサーチにおける解の評価には、それぞれの解に対して週間需給シミュレーションを行い、LOLP と燃料費を算出した。計算負荷としては非常に大きなものであるが、本手法によって PV 大量導入時における、揚水発電所を含めた既存の発電設備による運用対策の限界を求める事が出来た。週間を通じて軽負荷となる土曜日や日曜日の週末において予備力の確保量を抑制することで、固定予備率のシミュレーションに対して、余剰電力の発生率を削減した上で LOLP の値は維持できる結果となった。しかしながら、PV を導入しない条件と同程度にまで供給信頼度を確保しようとする、夏期においては余剰電力の発生リスクが高まり、揚水発電所のみによる運用対策の限界であるといえる結果となった。また春期においては、火力機の下げ代制約によって、予備率の探索を行っても十分な予備力は確保出来ず、LOLP を PV が導入されていない条件と同等にまで削減することは出来なかった。

以上の結果を踏まえ、揚水発電所のみ最適化によって PV 大量導入時における供給信頼度の維持は困難であり、電力系統に新規導入されるであろう蓄電池の運用最適化手法について検討を行った。揚水発電所と蓄電池の協調運用手法について、その双方の出力を制御変数とした最適週間運用計画作成手法を提案し、検討を行った。夏期においては、電力需要が大きいため、蓄電池と揚水発電所の双方ともに経済性を考慮した運用計画が作成された。一方、需要の小さい春期においては蓄電池の運用による経済性向上は殆ど見込めないため、運用計画作成結果は、週間を通じてほとんど運用を行わない結果となった。これを踏まえて、蓄電池の導入を考慮した週間需給シミュレーション手法の提案を行い、検証した。その結果、夏期においては蓄電池を導入することによって、同条件の蓄電池を導入しないシミュレーション条件と比較して、供給不足の発生率と余剰電力の発生率の双方を抑制することが出来た。更に蓄電池による経済性向上の効果として、週間燃料費を削減することも出来た。春期においても蓄電池の導入によって、供給不足と余剰電力の発生率を抑制することが出来たが、一方で週間燃料費の方は若干ながら増加する結果となった。前述のとおり春期においては、蓄電池の運用によって経済性の向上は見込めないため、週間需給シミュレーション中における緊急運用によって、供給信頼度を向上させる代わりに燃料費が増大する結果となったといえる。また、揚水発電所と蓄電池の運用実績について考察を行った結果、蓄電池の導入時においては揚水発電所と蓄電池のそれぞれが、必ずしも最適運用計画の通りに運用されていない結果となった。すなわち設備の能力を活かした運用がなされていない結果と言える。

この様な結果を踏まえ、週間需給シミュレーション中において蓄電池の SOC を補正するアルゴリズムを導入した。シミュレーション中における蓄電池の SOC が運用計画から離れていた場合において、その SOC の偏差を補正する事によって、同一の蓄電池の導入量に対して週間燃料費と供給信頼度の双方を向上させる事が出来た。これによって、PV 大量導入時における電力需給運用面からの対策として、系統に既存の揚水発電所と新規導入設備である蓄電池の双方の運用の最適化による供給信頼度の維持ならびに新規導入設備の効果的な運用手法の確立が出来た。

本研究において提案した，週間運用計画作成手法を実際の電力系統の運用に適用するには，電力系統運用者の中央給電指令所のシステムの構築や，揚水発電所の運転員への教育やそれに伴う指揮系統の検討などを行う必要がある。また蓄電池を電力系統に導入する場合には，莫大な費用が必要となり，その設置場所をどうするかなど克服すべき課題は多い。しかしながら，本研究にて提案した最適運用計画作成手法や供給信頼度の評価方法，ならびに本論文で得られた成果が今後の電力系統技術の発展の一助となることを願ってやまない。

## 謝辞

本研究を進めるに当たり、横山明彦教授には終始懇切かつ熱心なご指導と貴重なご助言を頂き大変お世話になりました。また、谷口治人先生、中島達人先生、鈴木宏和先生、馬場旬平先生、キッシリ・マダパタ・リヤナゲ先生、太田豊先生にも、多くのアドバイスをいただきまして、研究を進める上での大きな助けとなりました。この場を借りて厚く御礼申し上げます。

博士2年のトラン・ノッ・フィン氏、修士2年の岡佑太朗氏、小川耕平氏、木村諒太氏、坪田亮氏、キップカラコーシン・プリンパット氏、修士1年の大坪直樹氏、金唱柱氏、熊野純一氏、橋本篤尚氏、三ツ木康晃氏、和田康平氏、卒論生の安達友洋氏、ナランバット・バットトゥブシン氏、研究員の佐久間寿人氏、卒業されたグエン・ホアン・ヴィエツト氏、上田知広氏、佐藤江里子氏、チャトゥプロムウォン・ピシエン氏、河辺賢一氏、益田泰輔氏、井上孝弘氏、木原寛之氏、ナタウト・パンスワン氏、清水浩一郎氏、宮原啓太氏、吉原徹氏、吉住大介氏、石川幸一郎氏、チャイラーク・ヤパタナジット氏、鎌田剛史氏、クリサナ・タンパティパーン氏、若林悠太氏、郡司掛安俊氏、千貫智幸氏、リー・ヴィエツト・ティエン氏とはとても楽しく充実した研究生生活を送ることができました。本当にありがとうございました。また、秘書・技術専門職員の皆様など、研究に必要な様々な便宜をはかっていただいた方々にも大変感謝しております。

最後に、私の研究生生活を支えてくださったすべての皆さんに感謝の意を表し、皆さんの今後のご発展とご活躍を心からお祈り致します。

## 発表文献

### 掲載論文

- [1] R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiya, N. Kosugi : "Impact of Operational Scheduling of Pumped Storage Power Plant Considering Excess Power on Power Supply Reliability in a Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generations", Journal of International Conference on Electrical Engineering, JICEE-2010-53, (2011)
- [2] 相原, 横山, 野見山, 小杉 : 「太陽光発電が大量導入された電力系統における揚水発電所の最適運用計画」, 電気学会電力・エネルギー部門誌, 電気学会, Vol.132, No.1, pp.86-94, (2012)
- [3] R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiya, N. Kosugi : "Optimal Operation Scheduling of Pumped Storage Hydro Power Plant and Thermal Power Plants in Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generations", Journal of International Council on Electrical Engineering, Vol.2, No. 3, pp 283-289, (2012)
- [4] 相原, 横山, 野見山, 木原 : 「太陽光発電大量導入時における運転予備力を考慮した揚水発電所最適週間運用計画」, 電気学会電力・エネルギー部門誌, 電気学会 (投稿中)

### 発表論文

- [4] 相原, 横山, 野見山, 小杉 : 「太陽光発電大量導入時における供給信頼度を考慮した揚水発電所の運用計画に関する一検討」, 平成 22 年電気学会電力技術・電力系統技術・半導体電力変換合同研究会, PE-10-040・PSE-10-039・SPC-10-063, 福岡(2010)
- [5] 相原, 横山, 野見山 : 「太陽光発電大量導入時における供給信頼度を考慮した揚水発電所の運用計画に関する一考察」, 平成 22 年電気学会全国大会, 6-065, 東京 (2010)
- [6] R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiya, N. Kosugi : "Impact of Operational Scheduling of Pumped Storage Power Plant Considering Excess Power on Power Supply Reliability in a Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generations", International Conference on Electrical Engineering 2010, F20100401-196, Busan, Korea (2010)
- [7] 相原, 横山, 野見山, 小杉 : 「太陽光発電が大量導入された電力系統における余剰電力を考慮した揚水発電所の運用計画が供給信頼度に与える影響の解析」, 平成 22 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 36, 福岡(2010)

- [8] 相原, 横山, 野見山, 小杉 : 「太陽光発電大量導入時における供給信頼度を考慮した揚水発電所の最適運用計画作成への一考察」, 平成 22 年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-10-059・PSE-10-058, 広島(2010)
- [9] R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiya, N. Kosugi : "Impact of Operational Scheduling of Pumped Storage Power Plant Considering Excess Energy and Reduction of Fuel Cost on Power Supply Reliability in a Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generations", IEEE PES PowerCon 2010 (International Conference on Power System Technology), FP1133, Hangzhou, China (2010)
- [10] 相原, 横山, 野見山, 小杉 : 「太陽光発電大量導入時における揚水発電所運用計画に関する一手法の検討」, 平成 23 年電気学会全国大会, 6-051, 大阪(2011)
- [11] R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiya, N. Kosugi : "Optimal Operation Scheduling of Pumped Storage Hydro Power Plant in Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generation Using Genetic Algorithm", IEEE PES PowerTech 2011, 331, Trondheim, Norway (2011)
- [12] R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiya, N. Kosugi : "Optimal Operational Scheduling of Pumped Storage Hydro Power Plant Considering Surplus Power in Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generation", 17th Power Systems Computation Conference, Stockholm, Sweden (2011)
- [13] R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiya, N. Kosugi : "Optimal Operation Scheduling of Pumped Storage Hydro Power Plant and Thermal Power Plants in Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generations", International Conference on Electrical Engineering 2011, Hong Kong (2011)
- [14] 相原, 横山, 野見山, 小杉 : 「太陽光発電が大量導入された電力系統における揚水発電所の最適運用計画」, 平成 23 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 福井 (2011)
- [15] 相原, 横山, 野見山 : 「太陽光発電大量導入時におけるメタヒューリスティクスを用いた揚水発電所の最適運用計画作成手法」, 平成 23 年電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, 大阪 (2011)
- [16] 相原, 横山, 野見山, 木原 : 「太陽光発電大量導入時における揚水発電所最適週間運用計画の更新を考慮したシミュレーション手法の基礎的検討」, 平成 24 年電気学会電力技術・電力系統技術・半導体電力変換合同研究会, 福岡 (2012-03)
- [17] 相原, 横山, 野見山, 木原 : 「太陽光発電大量導入時における最適週間計画の更新を考慮した需給運用シミュレーション手法の一検討」, 平成 24 年電気学会全国大会, 広島 (2012)
- [18] R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiya, H. Kihara : "Optimal Operation Scheduling of Pumped Storage Hydro Power Plant in a Power System with a Large Penetration of Photovoltaic



- Generation Considering both Reliability and Fuel Cost", 15th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Istanbul, Turkey(2012)
- [19] R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiya, H. Kihara: "Fundamental Study on Optimal Weekly Demand and Supply Simulation Considering Generation Schedule Update in a Power System with a Large Penetration of Photovoltaic Generation", ICEE 2012, Kanazawa, Japan (2012).
- [20] 相原・横山・野見山・木原：「太陽光発電大量導入時における運転予備力を考慮した揚水発電所最適週間運用計画の基礎的検討」，電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会，東京(2012)
- [21] 相原・横山・野見山・木原：「太陽光発電大量導入時における揚水発電所最適運用計画の毎日の更新を考慮した週間需給シミュレーション手法」，電気学会電力エネルギー部門大会，北海道(2012)
- [22] R. Aihara, A. Yokoyama, F. Nomiya, H. Kihara: "Optimal Operation Scheduling of Pumped Storage Hydro Power Plant Using Efficient Optimization Algorithm", Powercon 2012 Auckland, New Zealand, (2012).
- [23] 相原，横山，野見山，木原：「太陽光発電大量導入時における最適週間計画の更新を考慮した需給運用シミュレーション手法」，平成 25 年電気学会全国大会，名古屋(2013)
- [24] 相原・横山・野見山・木原：「太陽光発電大量導入時における運転予備力を考慮した揚水発電所最適週間運用計画」，平成 25 年電気学会電力エネルギー部門大会，新潟(2013)
- [25] 相原，横山：「太陽光発電大量導入時における揚水発電所と系統用蓄電池の双方を考慮した週間需給運用シミュレーション手法」，平成 26 年電気学会全国大会，愛媛(2014)

## 参考文献

- [1] 経済産業省, “次世代送配電ネットワーク研究会報告書”, (2010)
- [2] 吉川元庸, 中島宏, 樽林芳之, 澤敏之, 木下光夫, 中田祐司, “火力・揚水発電所の運用計画作成手法” 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 114, No.12, pp.1220-1226, (1994)
- [3] 山城迪, 内田英司, 坂下洋平, 植田孝夫, 木元伸一, “揚水発電所を含む水・火力系統の週間発電計画手法” 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 119, No.1, pp.109-116, (1999)
- [4] 七原俊也, “電源計画モデルへの揚水式水力の出力潜在化の簡易な組み込み法の提案” 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 119, No.5, pp.573-580, (1999)
- [5] 電気学会系統運用業務支援システム調査専門委員会, “系統運用業務支援システム” 電気学会技術報告, No.642, (1997)
- [6] 栗原郁夫, “スマートグリッド実現に向けた電力系統技術” 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 133, No.4, pp.298-301, (2013)
- [7] 益田泰輔, 郡司掛安俊, 横山明彦, 多田泰之, “大量の再生可能エネルギー電源が導入された電力系統における需要家の利便性と不確実性を考慮した多数台の可制御ヒートポンプ給湯機の統計的モデリングとその周波数制御への適用”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 131, No.1, pp.9-19, (2011)
- [8] 大庭靖男, 磯田八郎, 児玉博明, 杉山時雄, 西森壽郎, “週間需給計画計算システムの開発 火力・揚水運用計画計算”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 103, No.9, pp.619-625, (1983)
- [9] 河田謙一, 野原肇, 樽林芳之, 望月利春, 長谷川修, 佐藤公治, 野本正明, 澤敏之, “週間・翌日運用計画支援システムの開発”, 電気学会電力系統・電力系統技術合同研究会資料, PE-97-121, PSE-97-121, (1997)
- [10] 村田大介, 山城迪, “送電損失を考慮したラグランジュ緩和法による火力発電機の起動停止計画”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 124, No.4, pp.546-552, (2011)
- [11] 三谷崇, 奈良宏一, 佐藤佳彦, 本間仁, “ラグランジュ分解によるセキュリティ制約付き発電機起動停止計画問題の解法”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 127, No.10, pp.1080-1086 (2007)
- [12] 大川健太, 森啓之, “ハイブリッドメタヒューリスティクスによる非線形燃料コスト関数を考慮した発電機の起動停止計画”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 129, No.12, pp.1567-1575 (2009)
- [13] 高田亨, 高橋順一, 横井宏臣, 中野宏, 青柳真理, 加藤政一, 島田和恵, 荒井純一, “遺伝的アルゴリズムと数理計画法を融合した発電機起動停止計画問題の解析”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 119, No.3, pp.333-343 (1999)
- [14] 森啓之, 松崎理, “電力系統の発電機起動停止問題への優先リスト付きタブサーチの適用”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol. 121, No.4, pp.535-541 (2001)

- [15] 永田武, 多漢政, 佐々木博司, 藤田秀紀, “遺伝的アルゴリズムによる大規模な発電機起動停止計画問題の解法”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol .118, No.4, pp.413-419 (1998)
- [16] “電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御”, 電気学会技術報告, No.869, (2002)
- [17] 井上俊雄, “電力系統の周波数制御から見た火力機の出力応動特性”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol .124, No.3, pp.343-346 (2004)
- [18] 経済産業省, “長期エネルギー需給見通し (再計算) ”, (2009)
- [19] 資源エネルギー庁, “蓄電池技術の現状と取組について”, (2009)
- [20] 資源エネルギー庁, “新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策について”, (2008)
- [21] 江間, 甲斐, “電力工学”, コロナ社, (2003)
- [22] 田中, 石井, 三根, “小丸川揚水発電所-可変速揚水発電システムと最新の工事技術”, 電気学会誌, Vol. 128 (2008), No. 4 pp.211-214
- [23] 嶋田, 向井, “負荷平準化と電力貯蔵技術”, 電気学会誌, Vol. 126, No. 4 pp.214-217 (2006)
- [24] 東京電力株式会社, “平成 22 年度 数値で見る東京電力”, (2010)
- [25] 産業技術総合研究所, “系統安定化に向けた蓄電池技術の動向と課題”, (2008)
- [26] 栗原郁夫, 竹原有紗, 中地芳紀, 加藤安紀, 岩渕直幸, “運用を考慮した基幹系統の供給信頼度解析システムの開発”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol .124, No.5, pp.741-750 (2004)
- [27] 電気学会系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御調査専門員会, “電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御” 電気学会技術報告, No.869, (2002)
- [28] 関根 泰次, 「電力系統工学」, 電気書院 (1976)
- [29] R.Bellman, “Dynamic Programming.” Princeton University Press, (1957)
- [30] 関根泰次, 横山明彦, 安田恵一郎, 林康弘, 田辺隆也, 岡本浩, 多田泰之, “電力系統の最適潮流計算(OPF;Optimal Power Flow)”, 日本電気協会, (2002)
- [31] 電気事業連合会, “再生可能エネルギー (太陽光・風力) の供給力評価”, (2012)
- [32] 白石啓一, 甲斐博, 齋藤友克, 野田松太郎, “非線形 (多項式) 計画問題の代数的解法”, Proceedings of the Risa Consortium, PP. 101-112, (1997)
- [33] F. Glover, "Tabu Search, Part I", ORSA Journal on Computing, Vol.1, No.3, pp.190-206, Summer, (1989)
- [34] 森啓之, “電力系統におけるメタヒューリスティクス応用の動向”, 電気学会論文誌 B (電力・エネルギー部門誌), Vol .123, No.10, pp.1120-1123, (2003)
- [35] Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods subcommittee, "IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-98, No. 6, (1979)
- [36] 経済産業省, “総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会資料”, (2006)
- [37] パトム・板屋・マルタ・小島・荻本・横山: 「PV 大量導入を考慮した需給制御技術の開発 PV 出力推定機能評価結果」 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-13-051 PSE-13-067 (2013)

# A 附録

## A.1 RTS 系統図

IEEE 24-bus Reliability Test System (RTS)[35]の系統図を図 A.1 に示す。

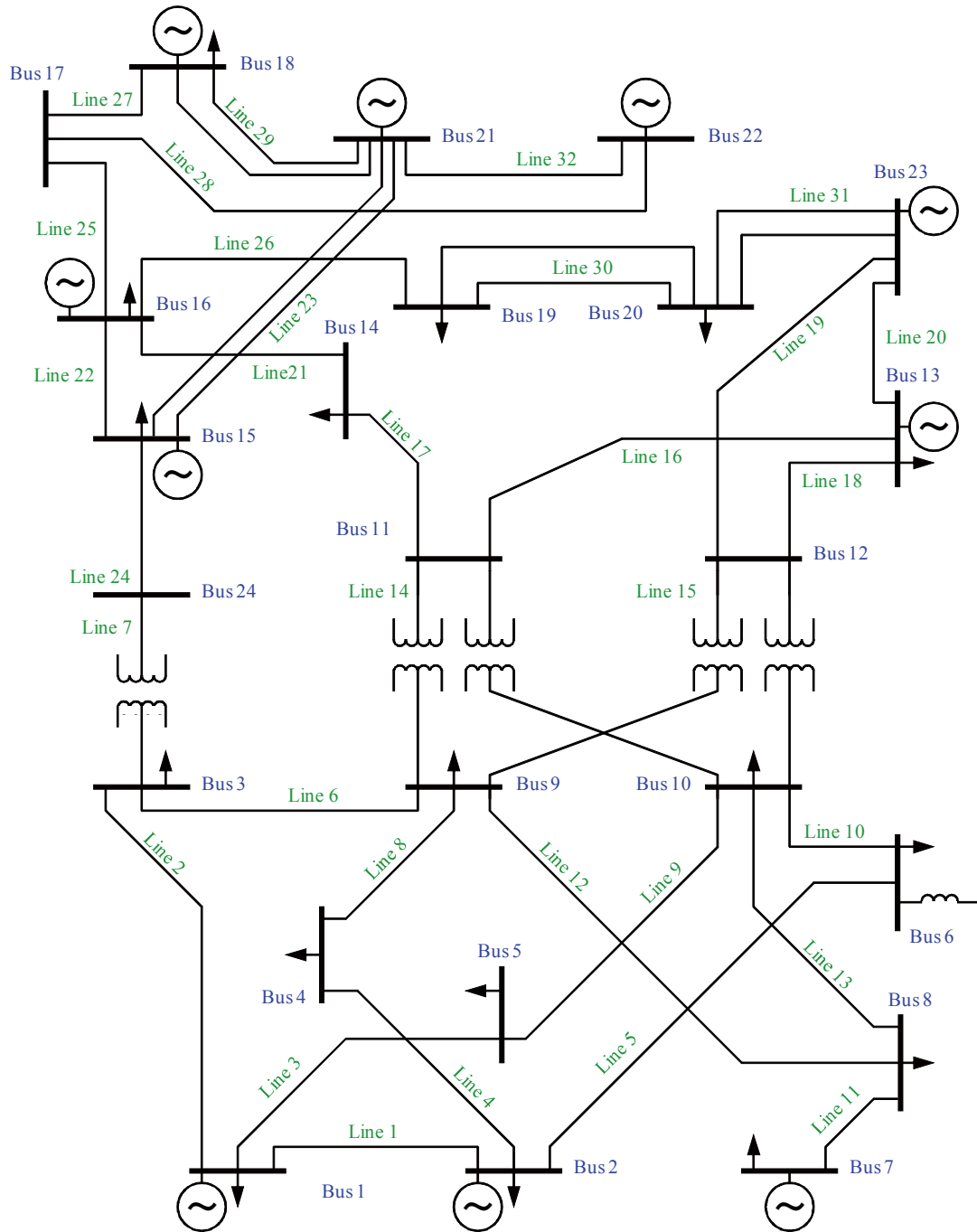


図 A.1 RTS 系統図

## A.2 PV 出力の実データを用いたシミュレーション結果

本研究においては、PV の出力が完全に予測不可能であると仮定して、週間運用計画の作成ならびに需給シミュレーションを行った。一方、PV の出力予測に対する研究開発も進められており、その精度も向上してきている。本節では実際に観測された PV 出力と予測のデータ[37]を用いてシミュレーションを行った結果について考察を行った。季節ごとの PV 出力曲線を図 A.2～A.3 に示す。週間需給シミュレーションにおいては、PV 出力の予測値を用いて週間運用計画の作成を行い、実測値に対して本文中と同様の乱数を乗じて PV 出力変動を模擬して需給シミュレーションを行った。蓄電池は導入していない条件とした。

夏期と春期のそれぞれの条件において、時間断面毎の供給不足発生率を図 A.4 に、余剰電力発生率を図 A.5 に示す。また、時間断面毎の供給不足電力量の平均値を図 A.6 に、余剰電力発生量の平均値を図 A.7 に示す。全試行における揚水発電所運用実績を図 A.8 に示した。

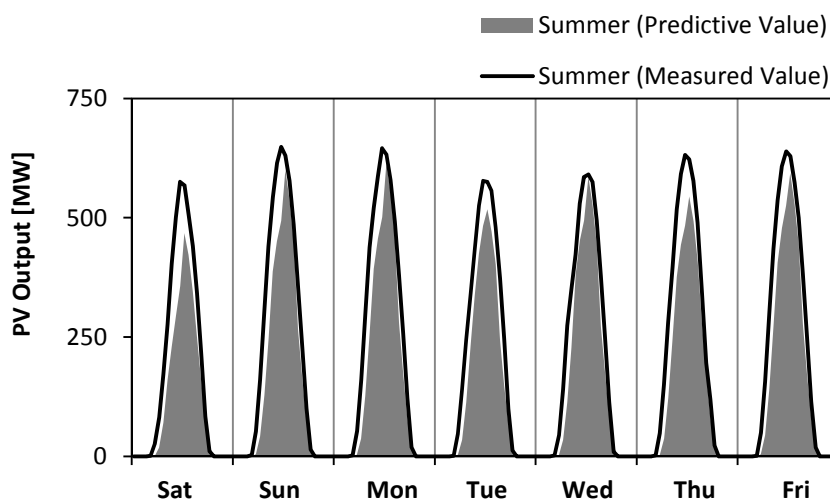


図 A.2 春期における PV 出力予測と実測値

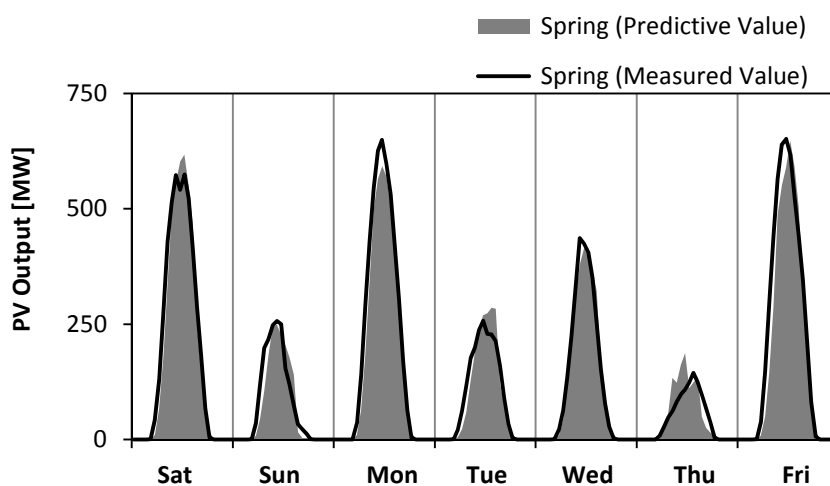


図 A.3 春期における PV 出力予測と実測値

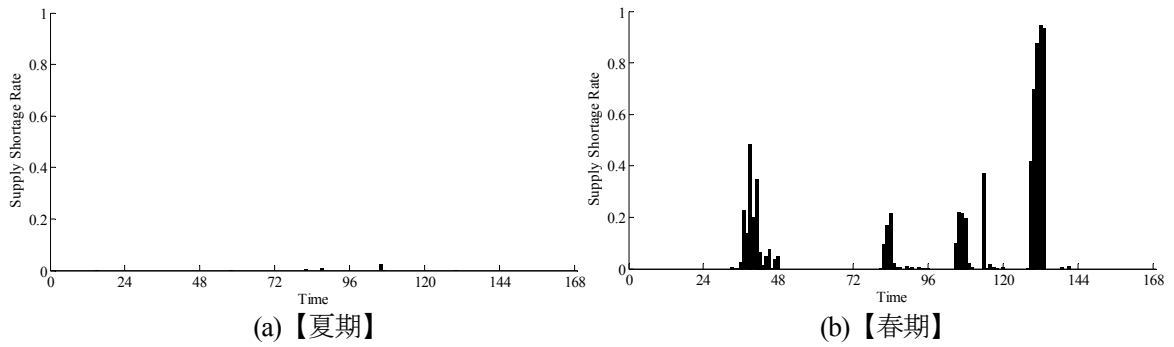


図 A.4 時間断面毎の供給不足発生率

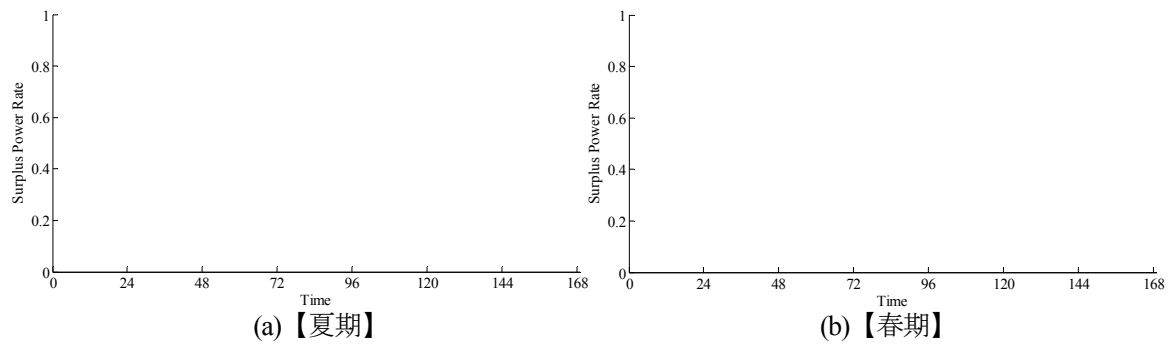


図 A.5 時間断面毎の余剰電力発生率

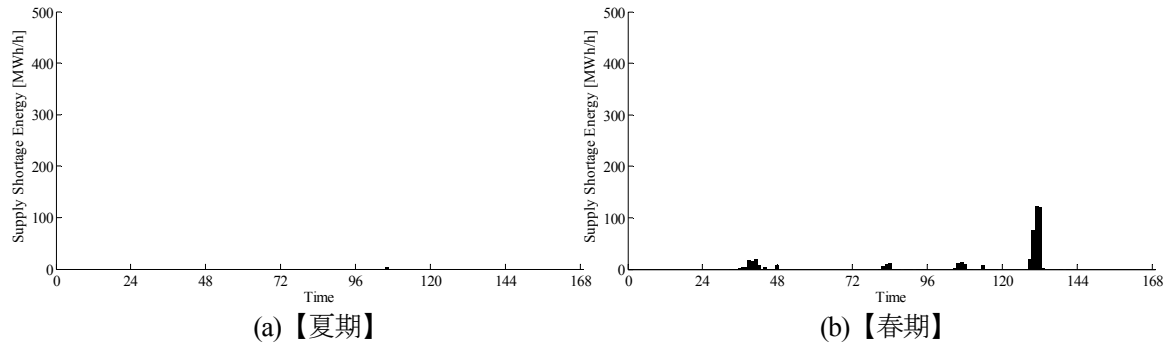


図 A.6 時間断面毎の平均供給不足電力量

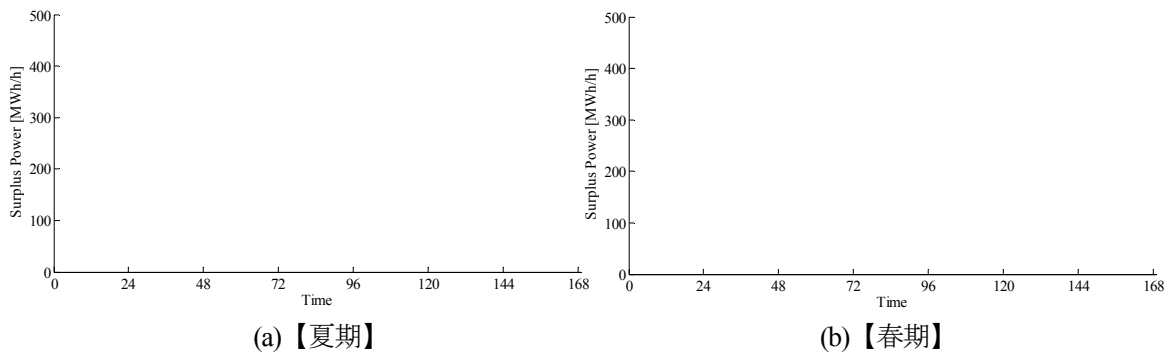


図 A.7 時間断面毎の平均余剰電力量

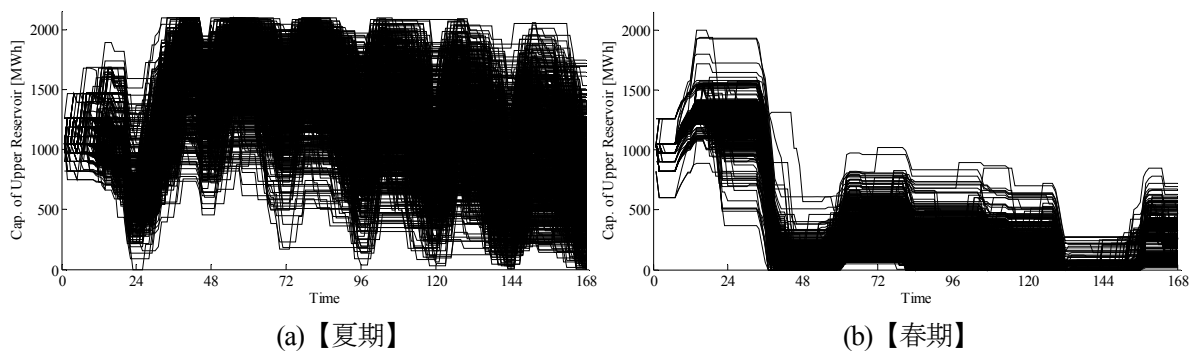


図 A.8 全試行における揚水発電所運用実績

これらの結果より、夏期においては供給不足と余剰電力の双方がほぼ発生してない結果となった。図 A.2 の予測誤差が非常に小さいため、週間需給シミュレーションにおける供給支障発生リスクが小さいためであると考えられる。ただし、春期においては曇天の日において供給支障が発生している。これは曇りの天候における乱数の変動が大きいため、予測誤差が大きくなっているためである。この様に PV 出力が高い精度で予測が可能であれば、供給支障発生率は非常に低くなるが、現実的には PV 出力の予測精度は高いとは言えない状況である。

### A.3 揚水発電所と蓄電池の運用計画作成順

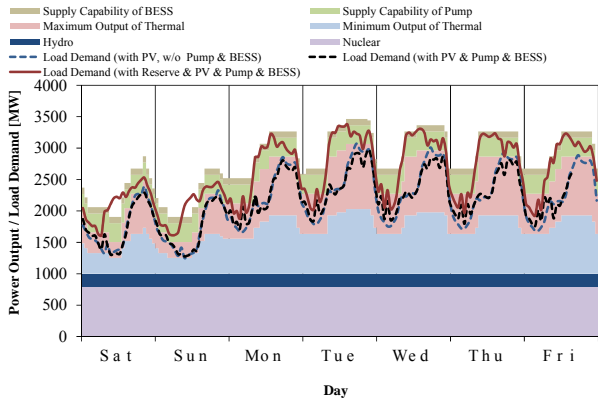
本論文では蓄電池が導入された系統における運用計画の作成には揚水発電所の運用計画を先に作成し、蓄電池の運用計画は揚水発電所の運用計画が決定してから従属的に決定した。本節では、この作成順を入れ替えた場合における作成結果への影響を検証する。シミュレーション条件は表 A.1 に示した 4 ケースで検討を行った。

表 A.1 本節におけるシミュレーション条件

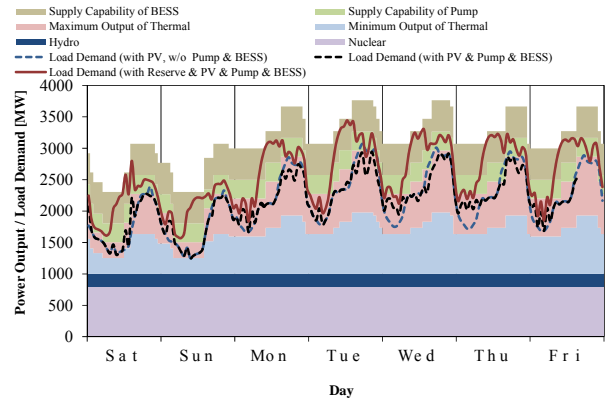
	季節	PV 導入量	蓄電池導入量	予備率 $R_D$ [%]	予備率 $R_R$ [%]
Case 1	夏期	1000 [MW]	100 [MW]	10	90
Case 2	夏期	1000 [MW]	500 [MW]	10	90
Case 3	春期	1000 [MW]	100 [MW]	10	90
Case 4	春期	1000 [MW]	500 [MW]	10	90

各条件における運用計画作成結果を図 A.9～A.12 に示す。図 A.9 の夏期の蓄電池導入量 100MW の条件においては、蓄電池の運用計画が深夜帯に充電を行い、夕方以降の夜間帯において放電を行う結果となった。揚水発電所の運用計画は、週末には殆ど運用を行わず平日のみ運用を行う結果となっている。図 6.6 と比較すると、蓄電池の運用計画を先に作成することによって、蓄電池の運用量が揚水発電所と比較して大きくなっているのが見て取れる。図 A.10 の蓄電池導入量が 500MW の条件においては、揚水発電所の運用計画は図 6.14 の揚水発電所の運用計画を先に作成した場合に近いが、貯水量の取りうる範囲は図 6.14 と比較して小さい。また、蓄電池の運用計画は双方とも近いものとなった。一方春期においては、図 A.11 の蓄電池導入量 100MW の条件と、図 A.12 の蓄電池導入量 500MW の双方において週末において充電運転を行う結果となった。ただし図 A.12 の蓄電池導入量 500MW の条件の方が週末における SOC の増加量は少ない。揚水発電所の運用計画は図 A.11 の蓄電池導入量 100MW の条件においては蓄電池と同様に週末において揚水運転を行っている。一方で、図 A.12 の蓄電池導入量 500MW の条件においては、揚水発電所はほとんど運用しない結果となった。これは蓄電池によって余剰電力が解消されているためである。

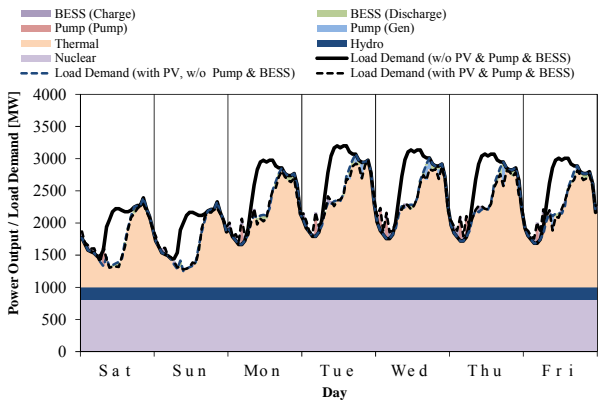




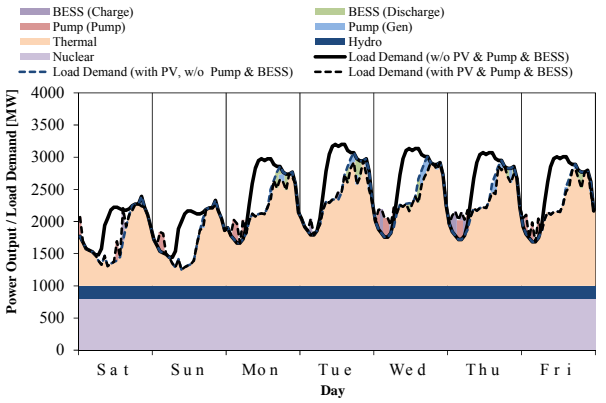
(a) 全発電機出力上下限



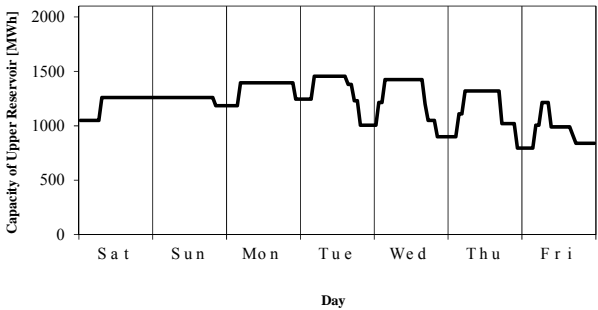
(a) 全発電機出力上下限



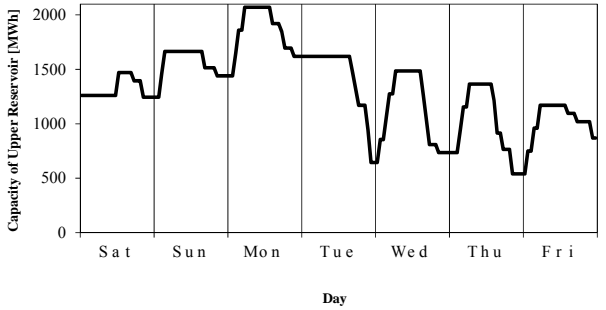
(b) 週間運用計画



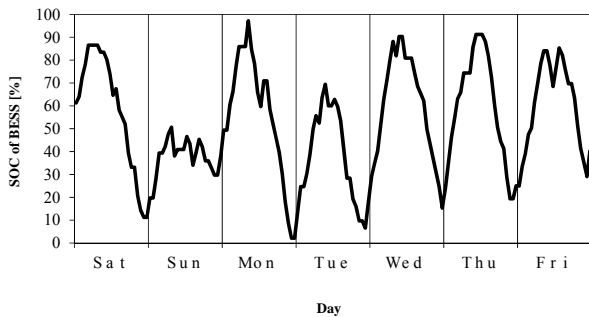
(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



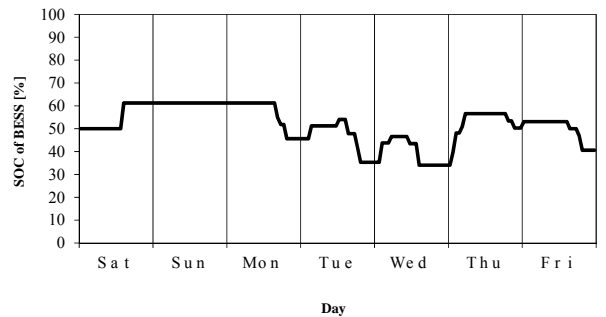
(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画

図 A.9 計算結果 Case 1

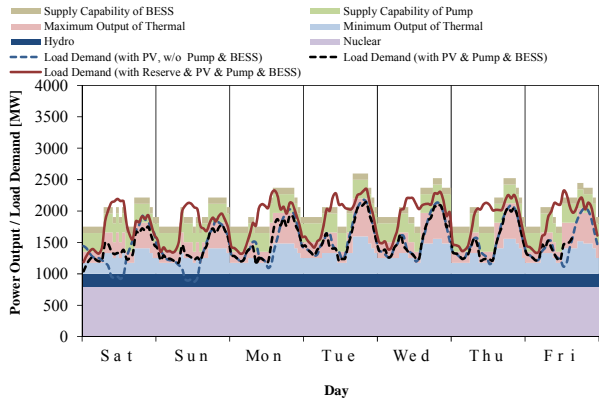
【夏期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]R_R=90[\%]$ 】  
【BESS 100[MW]】



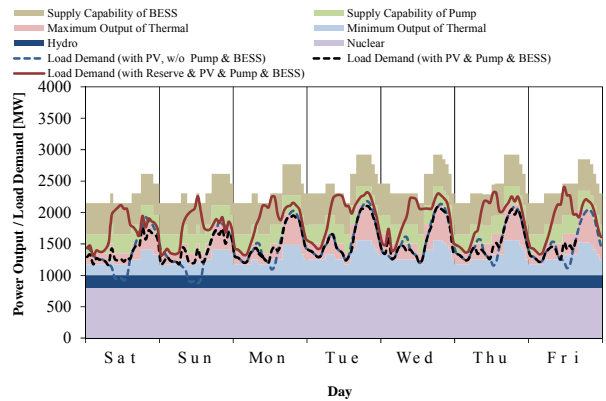
(d) 蓄電池運用計画

図 A.10 計算結果 Case 2

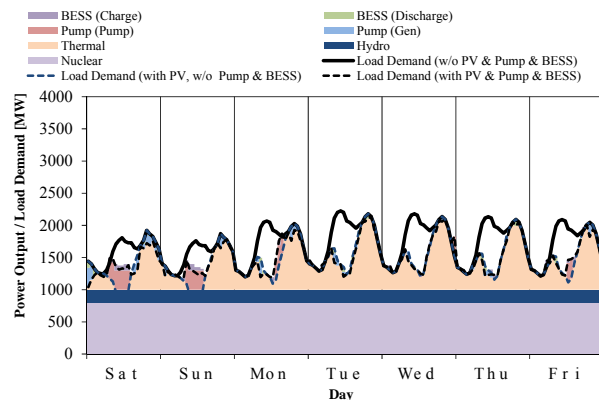
【夏期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]R_R=90[\%]$ 】  
【BESS 500[MW]】



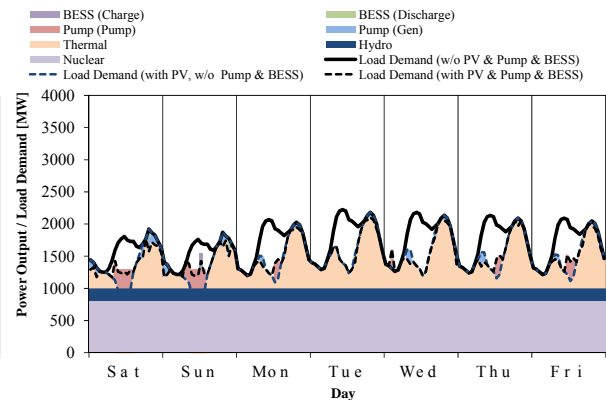
(a) 全発電機出力上下限



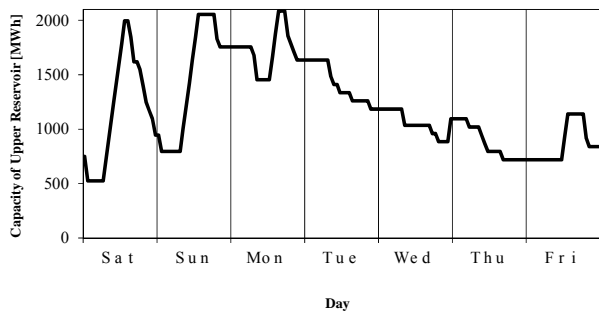
(a) 全発電機出力上下限



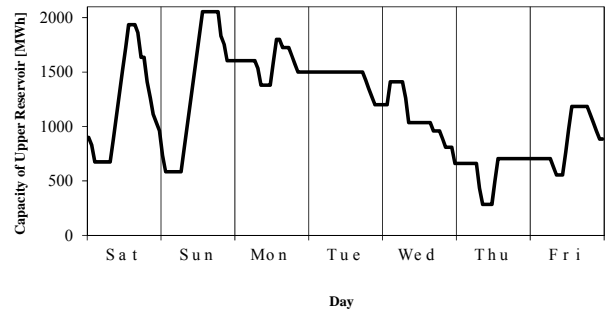
(b) 週間運用計画



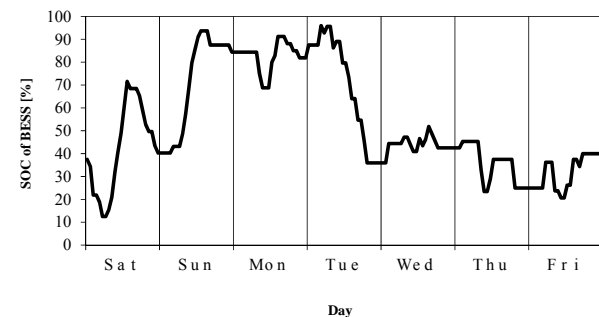
(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



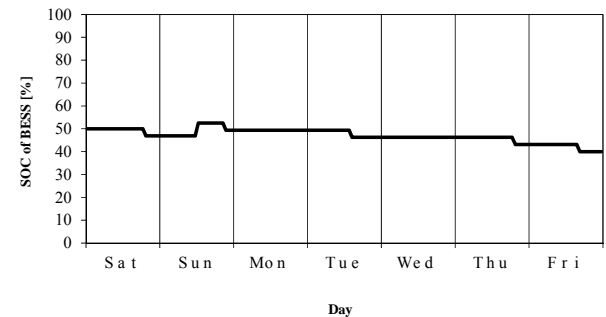
(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画

図 A.11 計算結果 Case 3

【春期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=90[\%]$ 】  
【BESS 100[MW]】



(d) 蓄電池運用計画

図 A.12 計算結果 Case 4

【春期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]$   $R_R=90[\%]$ 】  
【BESS 500[MW]】

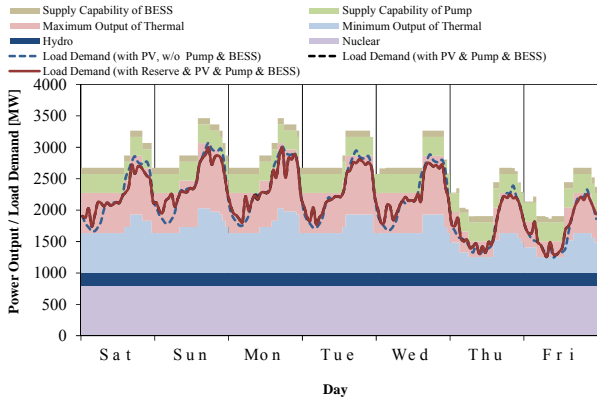
#### A.4 シミュレーションの開始日を平日にした場合の運用計画

本論文では、PV 大量導入時におけるにおける電力系統の需給運用は、昼間時において揚水発電所が揚水運転を行うなど現状の運用から大きく異なる運用となることを見越して、週末の土曜日から翌金曜日までの 7 日間をシミュレーション期間としてきた。本節においてはそのシミュレーション開始日を平日の月曜日とし、翌日曜日までの 7 日間のシミュレーションを行った際の結果を示し、土曜日をスタートとした場合との差異について考察を行う。シミュレーション条件は表 A.2 に示した 8 ケースで検討を行った。

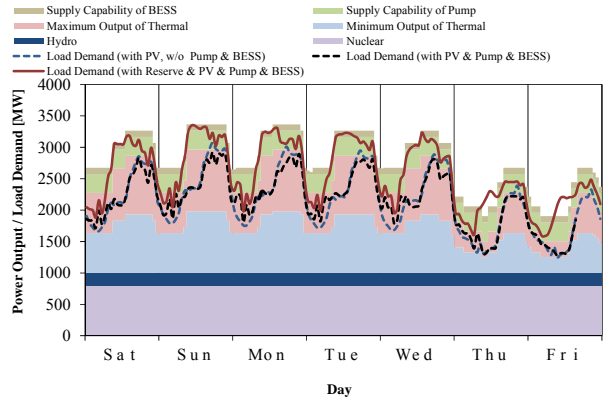
表 A.2 本節におけるシミュレーション条件

	季節	PV 導入量	蓄電池導入量	予備率 $R_D$ [%]	予備率 $R_R$ [%]
Case 1	夏期	1000 [MW]	100 [MW]	0	0
Case 2	夏期	1000 [MW]	100 [MW]	10	90
Case 3	夏期	1000 [MW]	500 [MW]	0	0
Case 4	夏期	1000 [MW]	500 [MW]	10	90
Case 5	春期	1000 [MW]	100 [MW]	0	0
Case 6	春期	1000 [MW]	100 [MW]	10	90
Case 7	春期	1000 [MW]	500 [MW]	0	0
Case 8	春期	1000 [MW]	500 [MW]	10	90

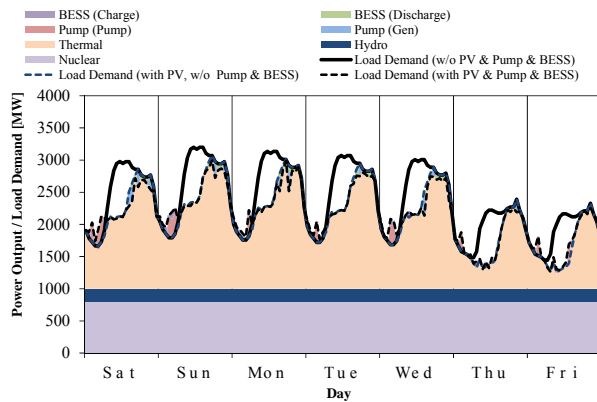
各条件における運用計画作成結果を図 A.13～A.20 に示す。図 A.13 および図 A.14 の夏期の蓄電池導入量 100MW の条件においては、図 6.5 および図 6.6 の土曜日スタートの結果と比較して、運用計画の大まかな傾向は等しいといる。また、図 A.15 および A.16 の蓄電池導入量 500MW の条件においては、蓄電池の運用が図 6.13 や図 6.14 と比較して SOC が小さい領域で推移している。図 A.17～A.20 の春期においては、揚水発電所と蓄電池の運用の双方において、平日に発電運転ならびに放電を行い貯水量と SOC が低い状態で週末を迎え、その昼間の時間帯において揚水運転ならびに充電を行っている。



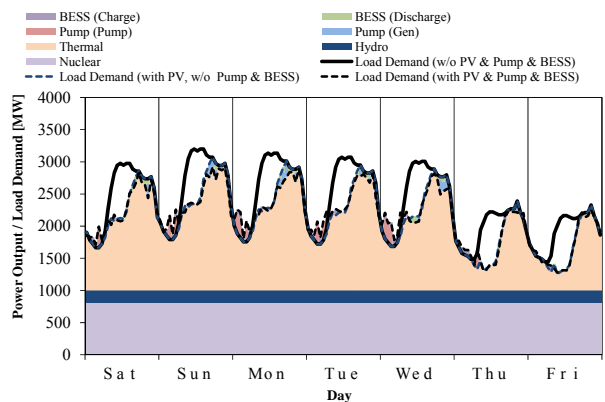
(a) 全発電機出力上下限



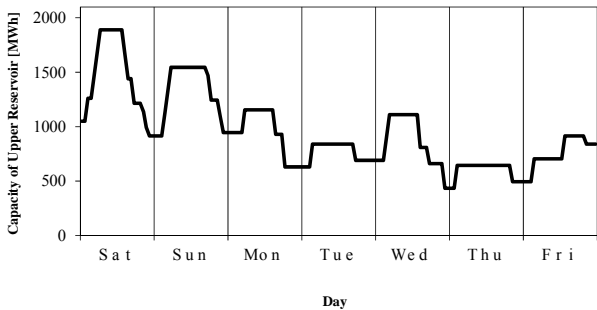
(a) 全発電機出力上下限



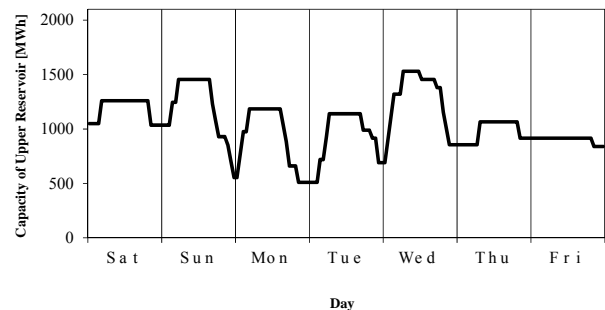
(b) 週間運用計画



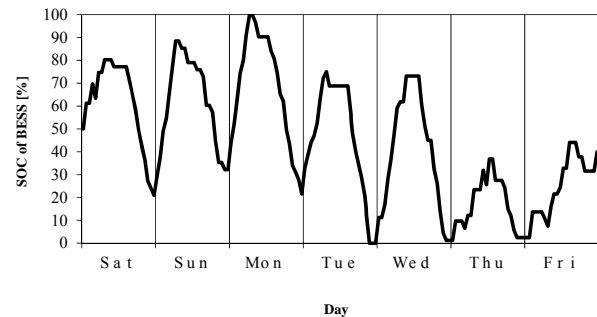
(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



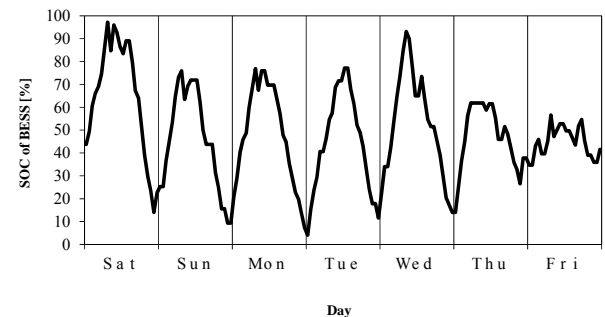
(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画

図 A.13 計算結果 Case 1

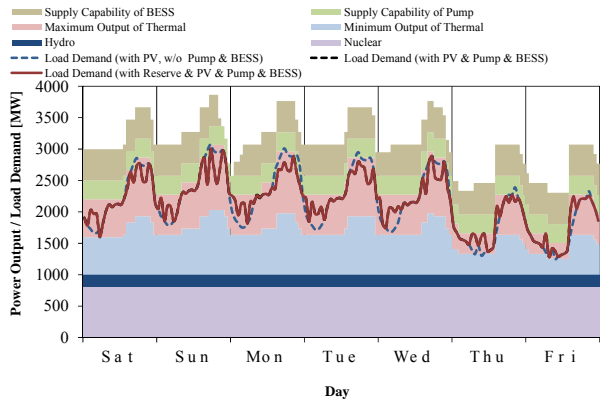
【夏期 PV 1000[MW]  $R_D=0\%$   $R_R=0\%$ 】  
【BESS 100[MW]】



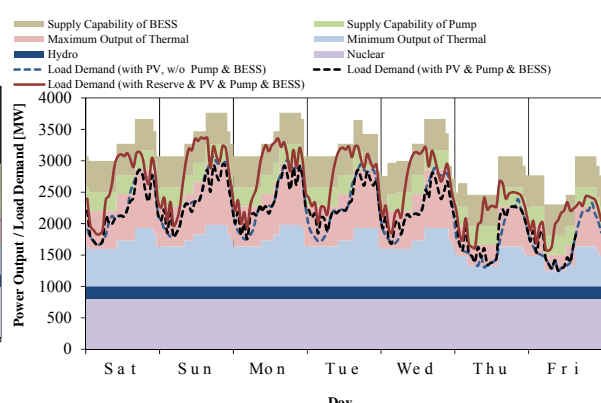
(d) 蓄電池運用計画

図 A.14 計算結果 Case 2

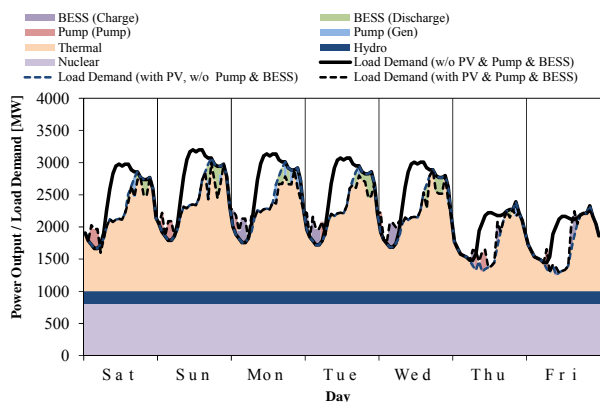
【夏期 PV 1000[MW]  $R_D=10\%$   $R_R=90\%$ 】  
【BESS 100[MW]】



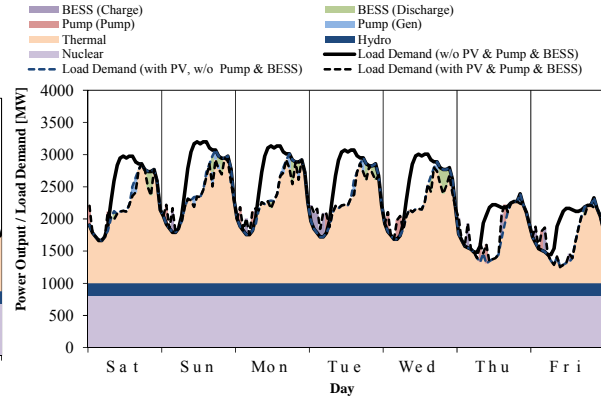
(a) 全発電機出力上下限



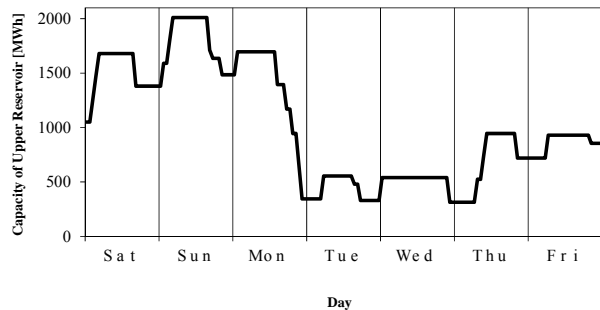
(a) 全発電機出力上下限



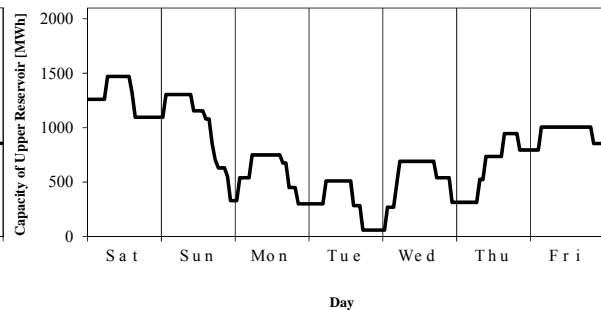
(b) 週間運用計画



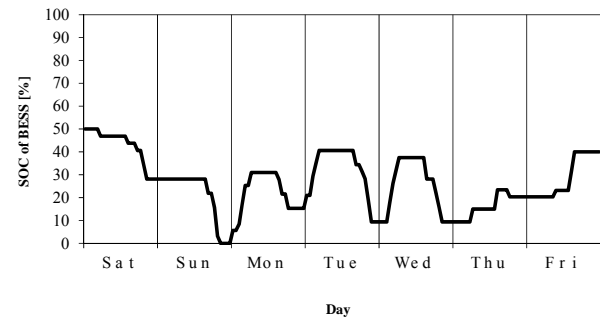
(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



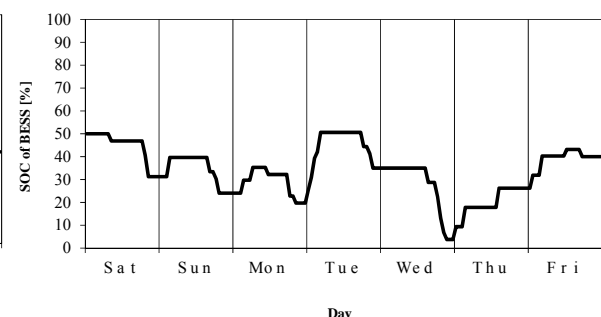
(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画

図 A.15 計算結果 Case 3

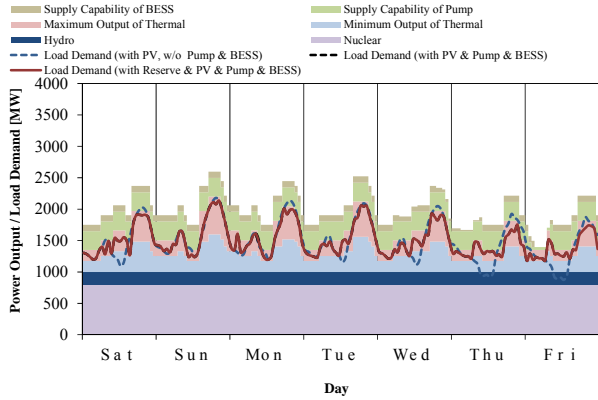
【夏期 PV 1000[MW]  $R_D=0\%$   $R_R=0\%$ 】  
【BESS 500[MW]】



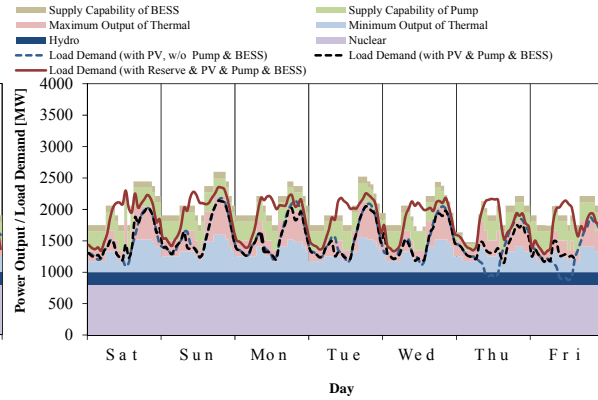
(d) 蓄電池運用計画

図 A.16 計算結果 Case 4

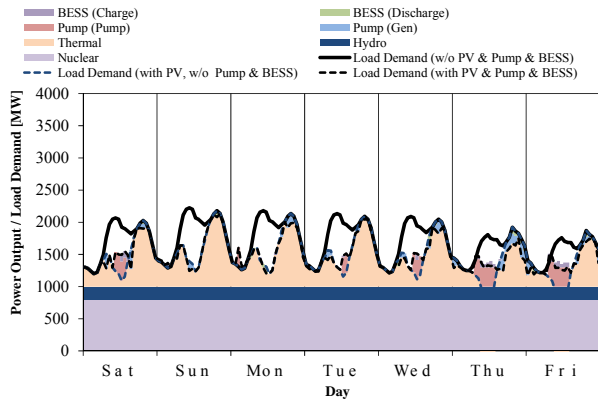
【夏期 PV 1000[MW]  $R_D=10\%$   $R_R=90\%$ 】  
【BESS 500[MW]】



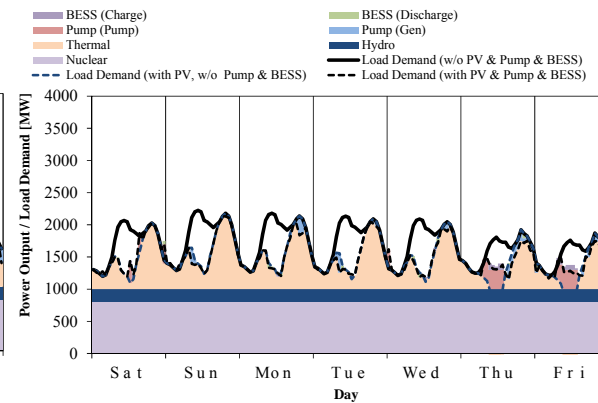
(a) 全発電機出力上下限



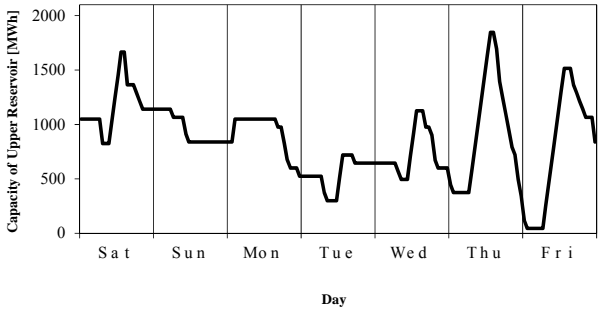
(a) 全発電機出力上下限



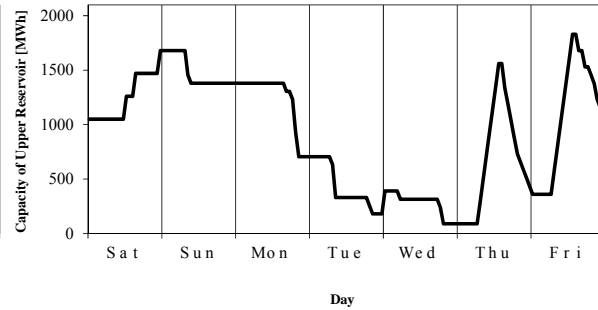
(b) 週間運用計画



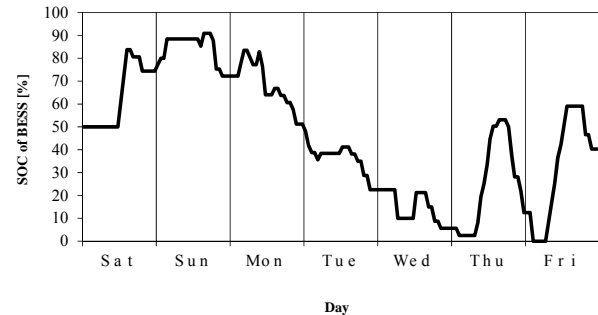
(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



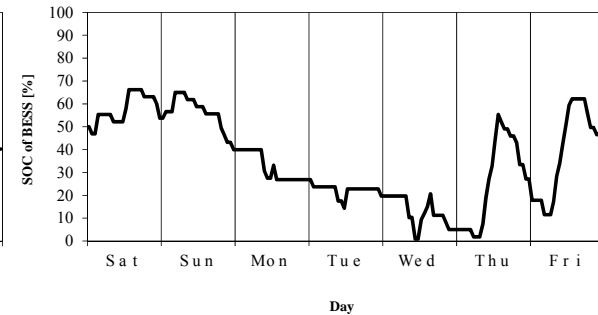
(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画

図 A.17 計算結果 Case 5

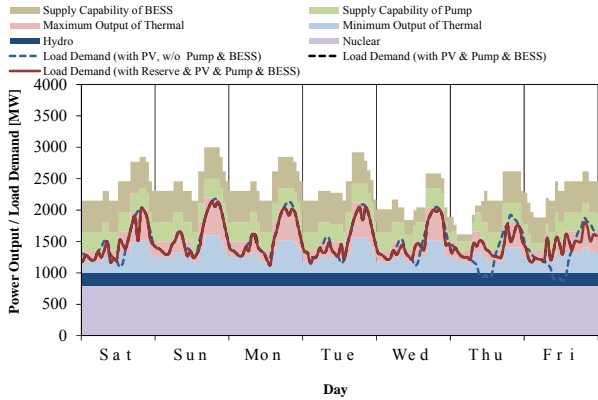
【春期 PV 1000[MW]  $R_D=0\%$   $R_R=0\%$ 】  
【BESS 100[MW]】



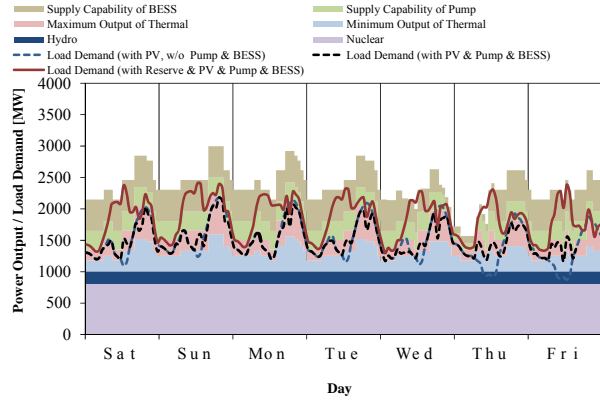
(d) 蓄電池運用計画

図 A.18 計算結果 Case 6

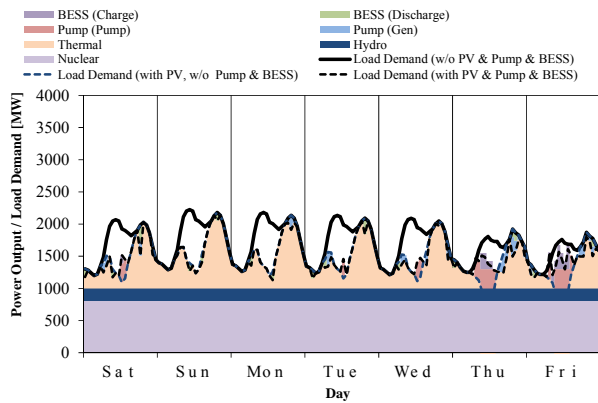
【春期 PV 1000[MW]  $R_D=10\%$   $R_R=90\%$ 】  
【BESS 100[MW]】



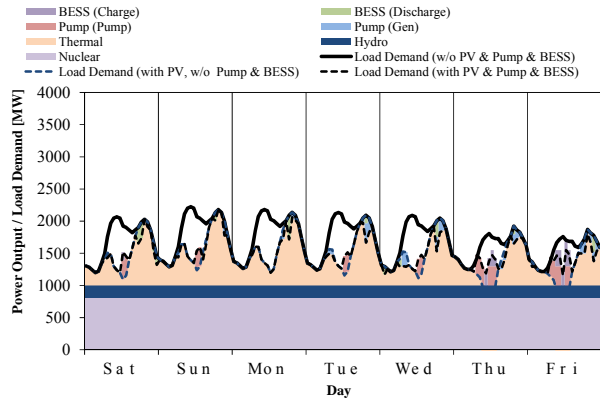
(a) 全発電機出力上下限



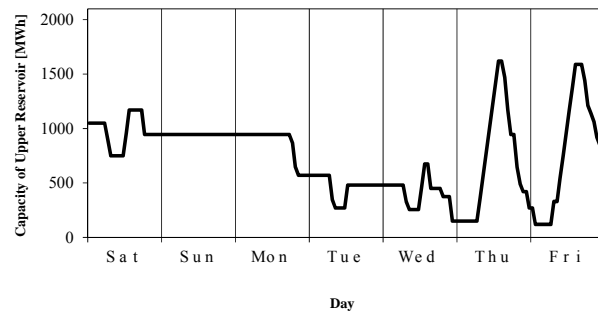
(a) 全発電機出力上下限



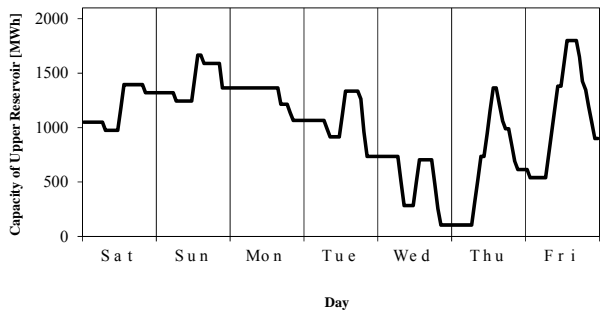
(b) 週間運用計画



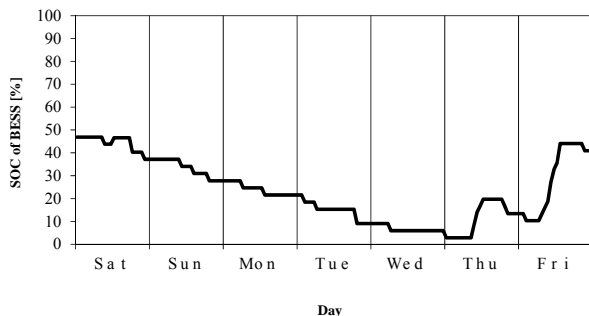
(b) 週間運用計画



(c) 揚水発電所運用計画



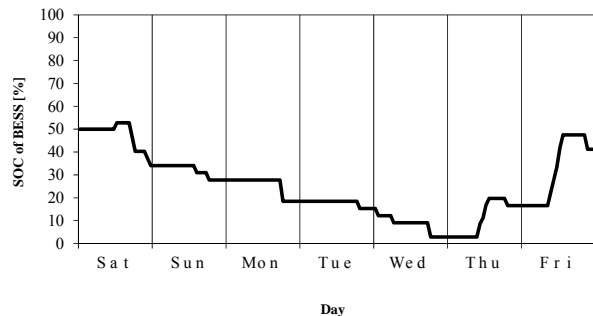
(c) 揚水発電所運用計画



(d) 蓄電池運用計画

図 A.19 計算結果 Case 7

【春期 PV 1000[MW]  $R_D=0[\%]R_R=0[\%]$ 】  
【BESS 500[MW]】



(d) 蓄電池運用計画

図 A.20 計算結果 Case 8

【春期 PV 1000[MW]  $R_D=10[\%]R_R=90[\%]$ 】  
【BESS 500[MW]】