

東京大学 大学院新領域創成科学研究科  
基盤科学研究系  
先端エネルギー工学専攻

2021 年度

修士論文

再生可能エネルギー電源主体の電力システムにおける広域  
連系系統増強と需要調整の効果に関する検討

2022 年 1 月 25 日提出  
指導教員 永田 真幸 准教授

47206072 劉 曉熙

# 目次

<b>第一章 はじめに</b> .....	1
1.1 社会的な背景.....	1
1.2 電源の構成現状.....	3
1.3 再生可能エネルギーの大量導入に関する問題点.....	4
1.4 広域連携システムの増強.....	4
1.5 本研究の取り組み.....	4
<b>第二章 研究方法</b> .....	6
2.1 最適潮流計算.....	6
2.2 Matpower/MOST.....	7
2.3 シミュレーション条件.....	7
<b>第三章 計算結果</b> .....	11
3.1 システム増強なし，需要調整なし.....	11
3.2 システム増強なし，需要調整あり.....	16
3.3 システム増強あり，需要調整なし.....	20
3.4 システム増強あり，需要調整あり.....	24
<b>第四章 考察</b> .....	28
4.1 需要調整の季節ごとの効果評価.....	28
4.2 需要調整とシステム増強が総燃料費を減少する効果に関する比較.....	28
4.3 需要調整の再生可能エネルギー電源の抑制に対する影響.....	29
4.4 需要調整とシステム増強がエリア間の潮流に与える影響.....	30
4.5 まとめ.....	31
<b>第五章 結論と今後の展望</b> .....	31
5.1 本研究の成果.....	31
5.2 今後の展望.....	32
<b>参考文献</b> .....	33
<b>謝辞</b> .....	35

# 第一章 はじめに

## 1.1 社会的な背景

近年，地球温暖化とその影響への懸念が広まっており，温暖化の主要な原因とされる温室効果ガスの排出抑制への関心が高まっている。温室ガスの中では二酸化炭素がもっとも多く排出されていることから，パリ協定によって，各国の政府は二酸化炭素の排出減少の目標を表 1.1 のように設定している。[1]

表 1.1 各国の二酸化炭素の排出の削減目標

国・地域	2030 年目標	2050 ネットゼロ
日本	-46% (2013 年度比) (さらに，50%の高みに向け，挑戦を続けていく)	表明済み
アルゼンチン	排出上限を年間 3.49 億 t	表明済み
オーストラリア	-26 ~ -28% (2005 年比)	表明済み
	-35%見通し	
ブラジル	-43% (2005 年比)	表明済み
カナダ	-40 ~ -45% (2005 年比)	表明済み
中国	(1) CO2 排出量のピークを 2030 年より前にすることを旨とする (2) GDP 当たり CO2 排出量を -65%以上 (2005 年比)	CO2 排出を 2060 年までにネットゼロ
フランス・ドイツ・イタリア・EU	-55%以上 (1990 年比)	表明済み
インド	GDP 当たり排出量を -33~-35% (2005 年比)	2070 年ネットゼロ
インドネシア	-29% (BAU 比) (無条件)	2060 年ネットゼロ
	-41% (BAU 比) (条件付)	
韓国	-40% (2018 年比)	表明済み
メキシコ	-22% (BAU 比) (無条件)	表明済み
	-36% (BAU 比) (条件付)	
ロシア	1990 年排出量の 70% (-30%)	2060 年ネットゼロ
サウジアラビア	2.78 億 t 削減 (2019 年比)	2060 年ネットゼロ
南アフリカ	2026 年~2030 年の排出量を 3.5~4.2 億 t に	表明済み

トルコ	最大-21% (BAU 比)	-
英国	-68%以上 (1990 年比)	表明済み
米国	-50 ~ -52% (2005 年比)	表明済み

現在の日本では、部門別の二酸化炭素排出の割合はエネルギー転換部門が図 1.1 のように最も大きく、約 40%であり[2]、図 1.2 に示すように電源種別でみると火力発電のライフサイクル二酸化炭素排出量が最も大きい[3]。このため、現在の火力発電所主体の電力供給システムから再生可能エネルギー電源を主体とする電力供給システムへと移行することで、二酸化炭素の排出量を大きく減らすことが期待されている。

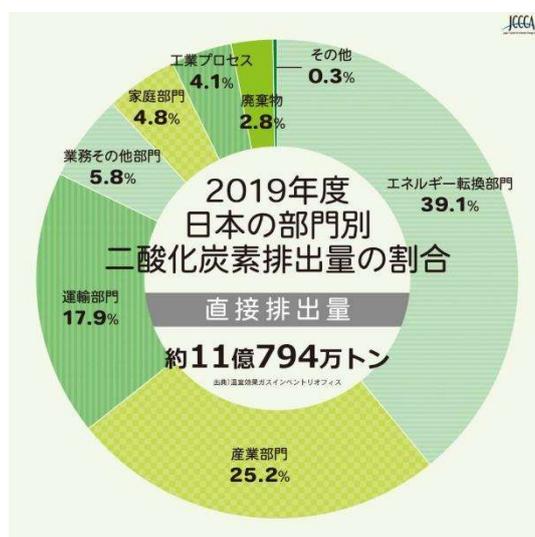
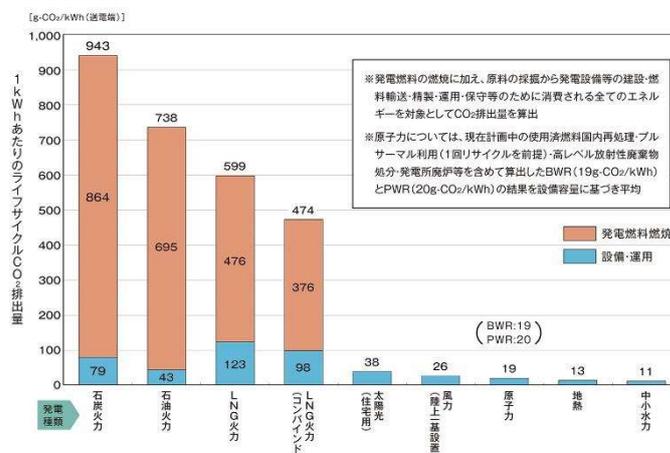


図 1.1. 2019 年度日本の部門別二酸化炭素排出量の割合

### 各種電源別のライフサイクルCO<sub>2</sub>排出量



2-1-9

出典: (一財)電力中央研究所「日本における発電設備のライフサイクルCO<sub>2</sub>排出量を評価」(2016.7)より作成

原子力・エネルギー調査室

図 1.2. 電源別二酸化炭素の排出量

## 1.2 日本の電源構成の現状

2011年の震災以降、日本では電力供給に占める原子力発電の比率が低下し、石炭火力やLNG火力への依存が大きくなっている。エネルギー資源庁の令和2年の報告書「エネルギー政策の現状について」[4]のデータより、2018年度の時点では火力発電全体の電源構成に占める割合が大きく、約77%がある。

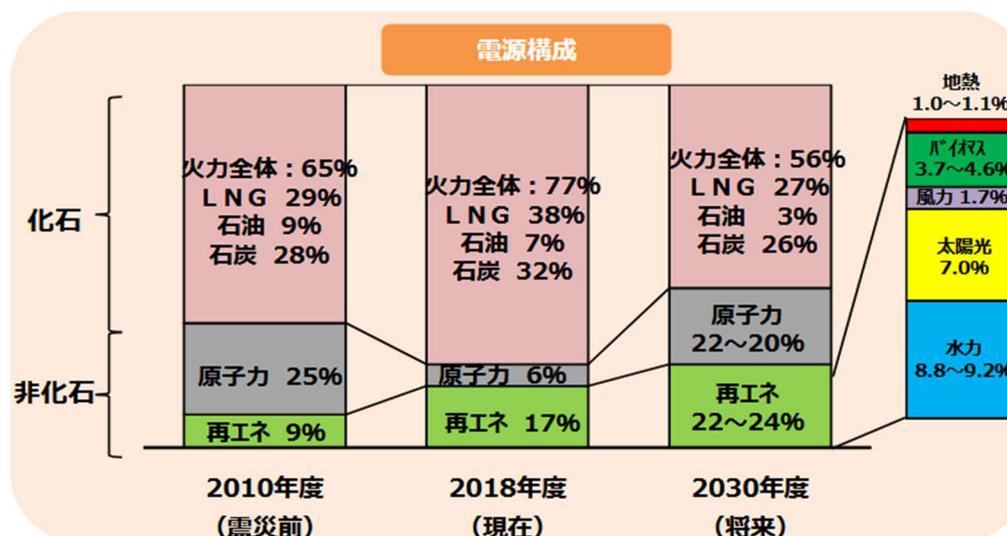


Figure 1.3. 日本の電源構成

## 1.3 再生可能エネルギーの大量導入に関する問題点

上記の火力発電の割合が減らすため、再生可能エネルギーの大量導入が必要となる。しかしながら、再生可能エネルギー電源主体の電力システムの課題は、大きくは以下の二点があげられる。

(1)再生可能エネルギー電源の多くを占める太陽光発電、風力発電は出力が気象条件に依存する変動電源であり、需要との時間的なギャップがある。

(2)今後の導入のポテンシャルが大需要地から遠い地域に偏在しており、空間的なギャップがある。

これらの課題に対して、課題①については蓄電池の導入とその活用、さらに Demand Response (DR) に代表される需要家側の flexibility の活用が対策として有効であり、特に Micro Grid のような地域で再生可能エネルギーを活用するための方法として注目されている。

課題②については解決のために、広域的なネットワークの整備・増強が必要であり、マスタープランの検討が進められている。その中で、特に再生可能エネルギー電源の比率が大きくなった条件では、需要側の対応が有効となる可能性が示されている。[5]

このように、電力貯蔵設備の導入とその活用、Demand Response の活用、広域的なネットワークの増強による対応などが議論されているが、これらを総合的に評価し、望ましい対策の組合せを明らかにすることが必要である。

#### 1.4 広域連系システムの増強

マスタープランは、個別の広域系統整備計画を検討する際の考え方を示す広域連系システムの長期方針であり、国民負担を抑制して再生可能エネルギーの導入を図る一方で、地震等の災害により電力ネットワークが機能不全に陥った場合なども想定して、全国大でのネットワークの複線化を図ることによるバックアップ機能を強化など、電力ネットワークの強靱化の実現に向けた取組みの方向性を示すものである。

日本の 60Hz の系統では、再生可能エネルギー電源のポテンシャルが九州などの西エリアに、大需要地が関西などの中エリアに偏在しており、マスタープランで検討されている通り、九州エリアで発電された電力は、中国エリアを経由して関西エリア以东へ送電されているが、各シナリオにおいて関門連系線で系統混雑が発生している状況である。この混雑状況を踏まえて、九州→四国の連系システムを新設し、九州→中国→関西の連系システムを増強し、さらに、四国→関西のルート増強案が検討されている。

#### 1.5 本研究の取り組み

上記の 1.3 節で述べた 2 つの問題点のうち、再生可能エネルギーが地理的に偏在することは、1.4 節を紹介した広域連系システムのマスタープランを提案された連系システム増強案によって対応の方向性が示されているといえる。

時間的なギャップに対する Demand Response (DR) に代表される需要調整については、[7]のように、災害後などの電力不足に対する対策として研究されている。[8]では DR オフィスビルでの実証試験を行った。しかしながら、これまでの需要調整についての研究事例では、広域の再生可能エネルギーの主体電源システムを考慮した研究が、[9]のような再生可能エネルギーの普及率が高い電力系統における高速デマンドレスポンスを用いた周波数制御という研究がある。しかしながら、実際の電力系統を考えなくて、系統連系増強案を併用すればどうなるかまだ研究していない。

このため、本研究では、マスタープランを参照し、上記 1.3 節で述べたように、需要調整と系統増強の案を組み合わせて検討を進める。

本研究の目的としては、需要調整と系統増強の組合せにより、どのような効果が得られるのかを明らかにすることである。期待される効果の一つとして、総燃料費が減少する効果が予想される。また、再生可能エネルギー電源の大量導入条件下では、需給バランス確保の面から電力貯蔵の活用が必要となるが、[10]に述べたように貯蔵設備の利用量が減らすことを期待される。さらに、連系システムの潮流が混雑な状況を改善できると考える。

本研究では、マスタープランの「再エネ 5～6 割シナリオの場合」のケースを参照して、火力、一般水力、地熱、バイオ、原子力についてマスタープランのシミュレーション

で考慮されたデータを参考とし、系統増強については各地域の増強案検討の 60Hz 部分を考慮して、シミュレーションを行う。これにより広域の再生可能エネルギー電源が主体となったシステムを考慮した評価を行う。詳細は第二章で記載する。

## 第二章 研究方法

### 2.1 最適潮流計算

電源の運用状態についての制約条件に加え、ネットワークにおいては「潮流方程式」が満足されねばならないという制約条件を加味した上で、系統の最適な運用状態（「最適性」は例えば総燃料コスト最小を指す）を計算することを、最適潮流計算(OPF, Optimal Power Flow)と呼ぶ。

この目的関数では、 $\min f(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{z})$ を表示され、コスト、設備量、制御量、電力損失、送電可能電力など定義可能である。

ここで、 $\mathbf{x}$  は電圧解であり、各母線の電圧の大きさ、位相角、発電機の有効電力と無効電力から構成される電圧ベクトルの集合である。 $\mathbf{u}$  は制御変数であり、電力系統において制御調整が可能な量（制御量）を表わす変数である。 $\mathbf{z}$  は従属変数であり、制御変数の設定により従属的に決まる変数である。

制約条件では、 $g_1(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{z})=0, g_2(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{z})=0, h(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{z}) \leq 0$  この三つの方程式を定義される。ここで、 $g_1$  は潮流方程式である。 $g_2$  は潮流方程式以外の等式制約であり、変圧器や制御装置などの特性を表わす方程式である。 $h$  は不等式制約であり、電圧の大きさやブランチ潮流と、全ての制御変数の上下限値を指定する制御である。

本研究では、需給バランスとエリア間の潮流状況をまず考慮する観点から、これらを考慮できる最も簡易な計算手法である直流法最適潮流計算を使ってシミュレーションを行う。

本研究で用いる最適化潮流計算の式は以下のように表される。

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \theta \\ P_g \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$\min f = \min \sum_{i=1}^{n_g} f_p^i(P_g^i) \quad (2)$$

$$g_p(\theta, P_g) = B_{bus}\theta + P_{bus,shift} + P_d - C_g P_g = 0 \quad (3)$$

$$h_f(\theta) = B_f \theta + P_{f,shif} - F_{max} \leq 0 \quad (4)$$

$$h_t(\theta) = -B_f \theta - P_{f,shift} - F_{max} \leq 0 \quad (5)$$

ここで、電圧解  $\mathbf{x}$  は各母線の電圧の位相角  $\theta$  と発電機の有効電力  $P_g$  から構成されるベクトルである。上記に述べた制御変数  $\mathbf{u}$  は  $P_g$  を構成されるベクトルである。 $n_g$  は燃料費を考慮する電源の数であり、各電源の燃料費が  $f_p$  であり、本研究では燃料費が電源の出力のみ関係あるので、(2)式のように表される。また、火力電源の燃料費のみを考慮することとした。目的関数は総燃料費とし、各電源の燃料費の合計を最小とする。(3)式は潮流方程式  $g_p$  に関する等式制約であり、ネットワークの接続と電力需給バランスを含む方程式である。

$B_{bus}$  は母線のサセプタンス,  $P_{bus,shift}$  は母線の電力潮流,  $P_d$  は需要,  $C_g$  は発電機の接続行列である。ここでは変圧器や調相設備の制御を考慮しないため、潮流方程式以外の等式制約がない。そして、(4)式はブランチの始点(from)の潮流、(5)式はブランチの終点の潮流(end)に関する不等式制約であり、いずれも上限値を超えないことを意味する。 $B_f$  はブランチのサセプタンス、 $P_{f,shift}$  はブランチの電力潮流、 $F_{max}$  はブランチ潮流の上限値である。なお、 $F_{max}$  は他のシミュレーション条件に関わらず、一定値とした。

本研究では望ましい需要パターンを明らかにするために、多断面（一週間 168 断面など）を考慮した計算を行う。

需給バランスを確保する上で、本研究では電源、需要の他に、揚水発電設備、貯蔵設備と需要調整を考慮した。これらはいずれも、2.2に述べる、本研究で用いるシミュレーションツール Matpower/MOST での「Storage」モデルを用いて模擬した。充電（揚水発電設備の揚水、貯蔵設備の充電、需要抑制）する時には、負荷と扱い、放電（揚水発電設備の発電、貯蔵設備の放電、需要拡大）する時には、発電機として扱う。また、揚水発電設備と貯蔵設備については充放電に伴う損失を考慮した。一方、需要調整は損失なしと想定した。多断面の計算に関わる制約条件として、揚水発電設備と貯蔵設備の貯蔵エネルギー量が最初の断面と最後の断面で同一となることとした。需要調整については多断面全体での需要量[kWh]は変化しないものとした。

## 2.2 Matpower/MOST

シミュレーションでの最適潮流計算には、Matlabにおいて Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez と Deqiang Gan ら開発された電力潮流シミュレーションソフト Matpower/MOST を用いる。Matpower は、潮流計算と最適潮流計算の問題を解決するための Matlab®M ファイルのパッケージであり、潮流計算 (PF)、連続潮流計算 (CPF)、拡張可能な最適潮流計算 (OPF)、ユニットコミットメント (UC) および多断面 OPF / UC など機能がある。MOST は、Matpower Optimal Scheduling Tool の略語で、主に複雑な最適潮流計算問題を解決するツールで、簡単な潮流制約なしの単一断面の最適潮流計算ができ、複雑なセキュリティ制約ありのユニットコミットメントと多断面の最適潮流計算もできる。本研究では 1 時間一つデータとして使って、多断面を考慮したシミュレーションを行う。

## 2.3シミュレーション条件

本研究のシミュレーションには、日本の 60Hz 電力システムのエリアの構成を表現したモデルとして、北陸、中部、関西、中国、四国、九州 6 エリアのモデルを用いる。各エリアの地内系統は模擬せず、エリア間の連系とその容量のみを考慮した。

シミュレーションには、上記 2.2 の Matlab 上の電力潮流シミュレーションソフト Matpower/MOST を利用し、一週間で 1 時間毎に 168 断面で表現したデータを用いた。年間季節による違いを考慮し、各季節で土曜日から金曜日まで 1 週間のデータによるシミュレーションを行う。

ュレーションを行った。データは広域連系系統マスタープランの中間取りまとめでの再生可能エネルギー5～6割シナリオのものを用いた。

基本となる需要パターンは60Hz系統の各エリアの2020年度の実績値を基に比率で設定している。広域連系系統マスタープランの想定通り、10エリアで年間総負荷が9808億kWhとして、以下の式より負荷の基準値を計算する。結果は表2.1にまとめる。

$$\text{基準負荷} = \frac{9808 \text{ 億kWh データの一つエリアの総負荷}}{2020 \text{ 年度の実績値の一つエリアの総負荷}} \times 2020 \text{ 年度の実績値の一つエリアの負荷平均値}$$

表 2.1. シミュレーションの各エリアで負荷基準値

エリア	北陸	中部	関西	中国	四国	九州
基準負荷 [MWh]	3605	17103	18216	7537	3360	11241

再生可能エネルギーの出力パターンは同じように2020年度の実績値を基に比率で設定している。再生可能エネルギーの設備量を表2.2に示す。

表 2.2. 各エリアの再生可能エネルギー電源設備量

単位 [MW]	北陸	中部	関西	中国	四国	九州
風力	4360	3270	1660	4010	4810	1739
太陽光	6680	45320	28120	31720	14400	53870

ここで、各エリアの電源設備量は広域連系系統マスタープランの再生可能エネルギー5～6割シナリオのデータ通り設定している。火力発電所では燃料種別で石炭、MACC, ACC, CC, Conv, 石油6種類を分ける。燃料費を表2.3に示す。エリア地内の系統を模擬しないことと単純化のため、各エリアの火力発電機の台数を考慮せず、燃料種毎で一つをまとめる。このため、所内率、最大出力比率、最小出力を考慮するが、起動停止費用と最小起動停止時間は非考慮とした。各エリア内の一つ燃料種では出力が1時間の最大変化は100MWhとした。水力、バイオ、地熱と原子力は次の式のように一定出力で運転するものとした。再生可能エネルギー以外の電源出力範囲を表2.4に示す。

$$\text{出力[MW]} = \text{エリア毎設備量} \times (1 - \text{所内率}) \times \text{年間利用率}$$

表 2.3 火力発電の燃料種別の単価

燃種	石炭	MACC	ACC	CC	Conv	石油
単価[円 /kWh]	10.4	13.0	13.4	15.7	18.3	27.8

表 2.4. 再生可能エネルギー以外の電源出力範囲

単位 [MW]	北陸	中部	関西	中国	四国	九州
石炭	430～ 1440	871～ 2930	841～ 2802	934～ 3114	700～ 2333	960～ 3201
MACC*	84～422	1247～ 6232	1303～ 6517	0	83～411	247～ 1235
ACC*	0	1090～ 5449	283～ 1412	194～971	58～293	0
CC*	0	335～ 1676	77～382	137～686	0	461～ 2302
Conv*	95～476	267～ 1333	514～ 2571	131～656	66～333	273～ 1362
石油*	142～476	0	834～ 2779	317～ 1056	258～856	135～447
一般水力	257	389	272	94	85	174
バイオマ ス	1.7	14	22	15	14	73
地熱	0.18	0.18	0	0	0	4.8
原子力	401	765	1634	462	188	875

\*毎月の最大出力比率が異なる。シミュレーションで用いる各季節での最大出力は、表に記載されている数値に、マスタープランの検討で用いられている最大出力比率を乗じた数値になる。

エリア間の連系容量については、図 1 に示す通りとし、増強なしと増強ありの 2 パターンを計算した。

需要調整を考慮するケースでは、各断面で最大 2% の需要の増減ができるものと仮定し、総燃料費が最小となる需要パターンを算出した。ただし、一週間全体での需要量は各エリアで変化しないものとした。

その他、再生可能エネルギー電源の出力抑制は太陽光と風力のみを考慮し、抑制に関わるコストは非考慮とした。また、揚水発電の総合効率、電力貯蔵設備の充放電効率はいずれも 70% と想定した。揚水発電設備の最大出力は表 2.5 のように設定した。揚水設備量 [MWh] は最大出力の 8 倍とした。電力貯蔵設備の設備量（パワーキャパシティーとエネルギーキャパシティーとも）は、計算上のパラメータとして扱い、計算結果において貯蔵設備の利用量が設備量で制約されない値とした。各エリアで独立のパラメータとすると、望ましい結果を求めにくいことから、表 2.5 のように各エリアの再生可能エネルギー電源の設備量と同じ比率で各エリアの設備量を設定することとした。

表 2.5. 揚水設備量と貯蔵設備量のエリア間の比率

エリア	北陸（基準値）	中部	関西	中国	四国	九州
揚水最大出力[MW]	110	4080	4562	2112	618	2291
貯蔵設備量比率	1	4.4	2.7	3.2	1.7	6.5

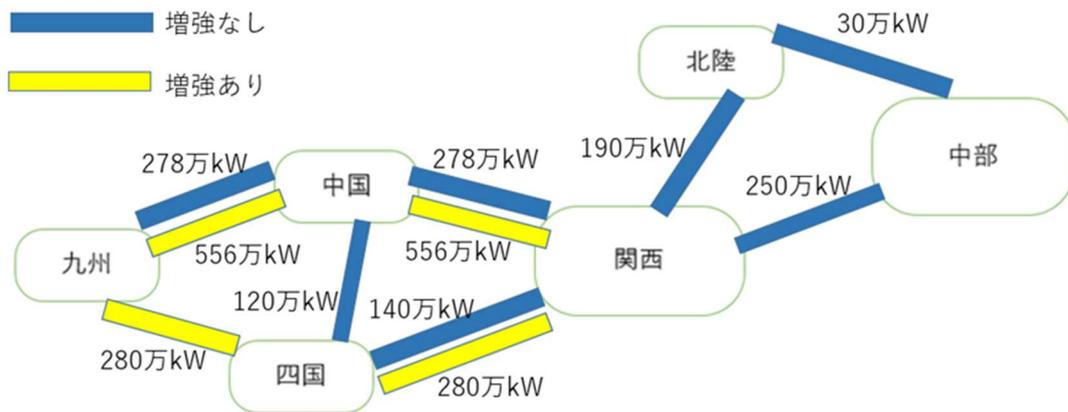


図 2.1 Current status of 60Hz interconnection system and expansion plan

需要調整ありなしと系統増強ありなし、各2パターンの組合せで合計4ケースでのシミュレーションを実施する。各ケースでは春夏秋冬でそれぞれ一週間(168 断面)を計算する。ゴールデンウィークや年末年始など需要が大きく変わる日と、梅雨など再生可能エネルギー出力がいつもと違う日を避けるため、表 2.6 に示す一週間のデータを用いた。上記のように、貯蔵設備のパワーキャパシティー(MW 容量)とエネルギーキャパシティー(MWh 容量)は、それぞれの計算ケースで、計算結果での貯蔵設備の充放電電力と電力容量が制約を掛からない容量とした。

表 2.6 シミュレーションのデータ日付

春	4月4日(土)～4月10日(金)
夏	7月25日(土)～7月31日(金)
秋	10月3日(土)～10月9日(金)
冬	1月9日(土)～1月15日(金)

### 第三章 計算結果

2.3節に述べた通り、貯蔵設備のパワーキャパシティーとエネルギーキャパシティーは計算結果で制約とならないように設定している。ここで、6エリアそれぞれの設備量が表 2.5 に示す比率で変化するので、一つエリアで設備量が大きい場合で全体的な設備量が大きくなる。このため、実際の貯蔵設備の必要量を反映するために、計算結果での貯蔵設備の充放電電力[MW]の最大利用値と充電量[MWh]の最大利用値(貯蔵量の最大値と最小値の差)を効果の一つ指標として評価する。また、目的関数の総燃料費がどのくらい削減できるかと、潮流の状況も、効果の指標として評価する。

#### 3.1 系統増強なし，需要調整なし

この条件では、季節ごとで違う結果を得た。図 3.1 で示すように、潮流の流れ方向では、主に西エリア（九州，四国，中国）から中部エリアに流れる。ここで、北陸と中部の間では夏と冬で需要が大きい季節で中部→北陸に送る。逆に春と秋では北陸→中部に送る。具体的な潮流のデュレーションの図では付録 1 に示す。

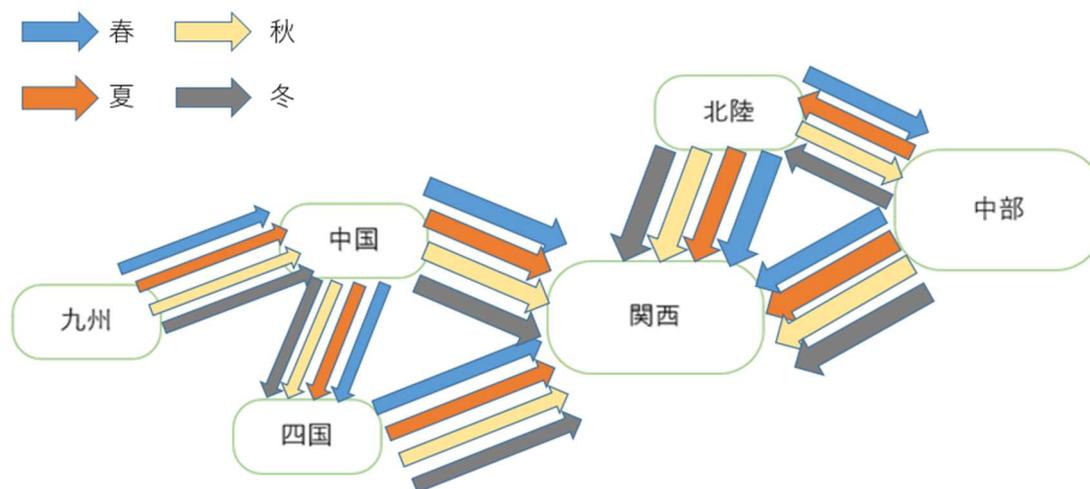


図 3.1 需要調整なし，系統増強なしの潮流方向

電力貯蔵設備の利用量の MW, MWh の最大値を表 3.1 に示す。春を基準として, 6 エリア合計で MW 最大値が夏で 23.6%, 秋で 12.4%, 冬で 6.9%減少する, MWh 最大値は夏で 41.8%, 秋で 10.1%, 冬で 1.6%減少となった。

表 3.1. 需要調整なし, 系統増強なしの電力貯蔵設備利用量

系統増強なし 需要調整なし	北陸 power[MW]	中部 power[MW]	関西 power[MW]	中国 power[MW]	四国 power[MW]	九州 power[MW]	合計 [MW]
春	8,559	37,086	11,221	21,235	6,095	22,473	106,670
夏	4,147	18,124	5,711	15,717	7,628	30,138	81,465
秋	5,157	25,964	4,978	18,525	11,042	27,774	93,440
冬	2,996	31,740	10,173	14,490	8,559	31,299	99,257
	北陸 energy[MWh]	中部 energy[MWh]	関西 energy[MWh]	中国 energy[MWh]	四国 energy[MWh]	九州 energy[MWh]	合計 [MWh]
春	77,979	212,790	40,025	127,553	51,202	191,219	700,768
夏	20,011	65,773	20,868	101,014	48,961	151,166	407,793
秋	30,051	106,219	11,317	120,070	94,247	267,998	629,902
冬	28,607	227,395	36,835	87,811	75,903	232,943	689,495

最適潮流計算の目的関数である総燃料費に関して, 結果を表 3.2 に示す。ここで, 各季節の需要の合計と抑制なしの再生可能エネルギーの合計を表 3.3 でまとめる。

表 3.2. 需要調整なし, 系統増強なしの総燃料費

	総燃料費[千円]
春	14,271,769
夏	53,769,156
秋	41,572,937
冬	88,057,883

表 3.3. 各季節の需要の合計と抑制なしの再生可能エネルギーの合計

	総負荷 [MWh]	抑制なし再エネ [MWh]	差 [MWh]
春	9,538,925	9,277,380	261,545
夏	10,608,362	5,750,691	4,857,671
秋	9,225,618	5,826,405	3,399,213
冬	12,702,243	5,532,640	7,169,603

ここで、表 3.2 の総燃料費を表 3.3 の「差」で割ると、春以外では、約 11～13[円/kWh]となる。これは火力発電のコストと同じ範囲の数字(10.8[円/kWh]～27.8[円/kWh])であり、主にコストが低い火力発電がこの差に対応していると考えられる。表 3.4 で示すように、需給バランスを維持するために、再生可能エネルギー電源他の火力以外の電源の発電量が足りない時に火力発電機を起動し、燃料費を発生している原因となる。総燃料費について冬が春の約 6 倍である。春の再生可能エネルギー電源の発電可能量が約 900 万 MWh であり、需要が約 950 万 MWh である。逆に冬では再生可能エネルギーの発電可能量が約 550 万 MWh であり、需要が約 1270 万 MWh であるので、春と比べて火力発電が多く稼働しなければならない。

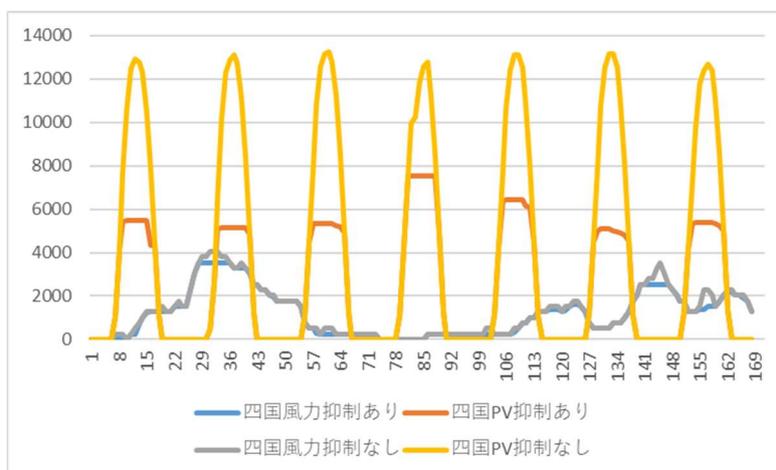
表 3.4. 需要調整なし，系統増強なしの需給バランス

[MWh]		春	夏	秋	冬
発電側	火力	1,334,695	4,528,157	3,501,833	6,961,366
	揚水発電量	294,915	218,041	315,581	208,225
	貯蔵設備放電量	2,814,684	1,898,475	1,871,197	1,556,308
	PV	8,094,614	4,752,783	3,838,731	4,001,604
	風力	1,182,767	997,908	1,576,687	1,531,036
	PV 抑制量	677,437	0	386,131	0
	風力抑制量	27,482	0	24,856	0
	水力	213,528	213,528	213,528	213,528
	バイオ	23,470	23,470	23,470	23,470
	地熱	867	867	867	867
	原子力	726,600	726,600	726,600	726,600
需要側	負荷	9,538,936	10,608,358	9,225,683	12,702,242
	揚水量	421,307	152,629	220,907	297,465
	貯蔵設備充電量	4,020,977	1,328,933	1,309,838	2,223,297
	揚水発電損失	126,392	65,412	94,674	89,240
	貯蔵設備損失	1,206,293	569,543	561,359	666,989

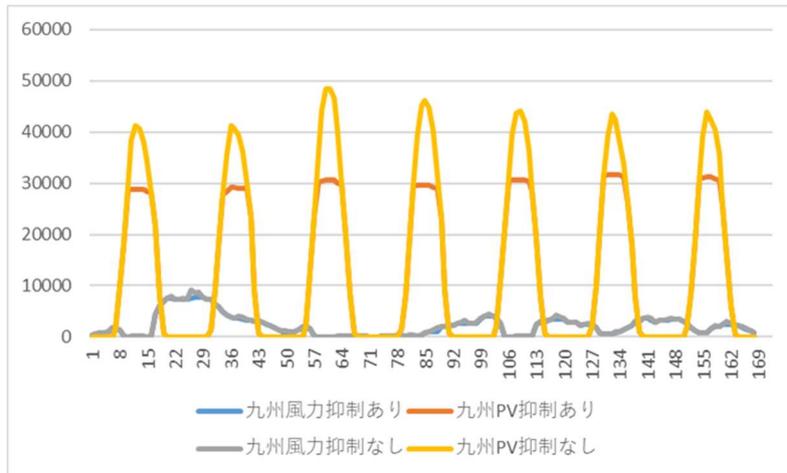
表 3.5 で示すように、春と秋では、貯蔵設備の量に関わらず、再エネの抑制が発生する。この抑制が発生する状況に関して、図 3.2 に示す。太陽光発電では、昼間のピーク時に大量の抑制が発生することが確認できる。一方で、風力抑制率が低い。主にピーク時に抑制が発生することがわかる。

表 3.5. 需要調整なし，系統増強なしの再生可能エネルギー抑制量

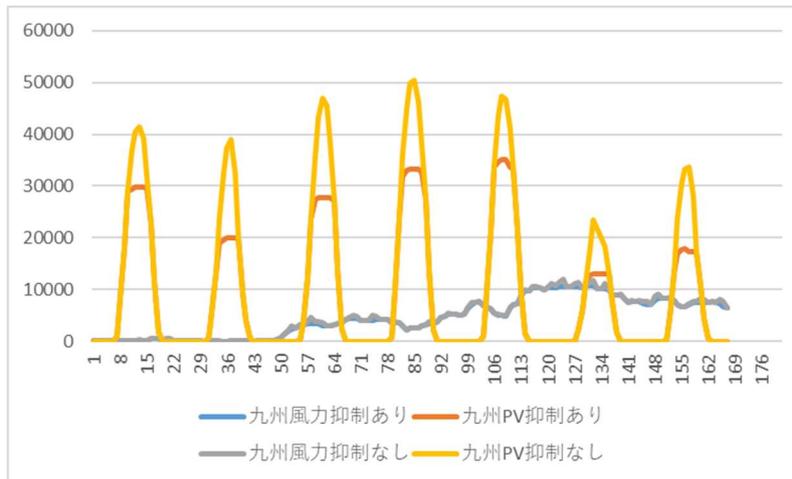
		北陸	中部	関西	中国	四国	九州
風力春	抑制量[MWh]	0	0	0	0	12,949.2	14,532.9
	抑制率	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	6.18%	3.79%
PV 春	抑制量[MWh]	0	0	0	0	292,292.5	385,143.5
	抑制率	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	42.39%	16.95%
風力秋	抑制量[MWh]	0	0	0	0	0	24,855.8
	抑制率	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	3.16%
PV 秋	抑制量[MWh]	0	0	0	0	0	386,130.6
	抑制率	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	21.54%



(a) 春の四国エリア再生可能エネルギー抑制



(b) 春の九州エリア再生可能エネルギー抑制



(c) 秋の九州エリア再生可能エネルギー抑制

図 3.2. 需要調整なし，系統増強なしの再生可能エネルギー抑制状況

### 3.2 系統増強なし，需要調整あり

図 3.3 の示すように，潮流状況については，3.1 節と述べたことが同じように流れている。潮流のデュレーションの図では付録 1 に示す。

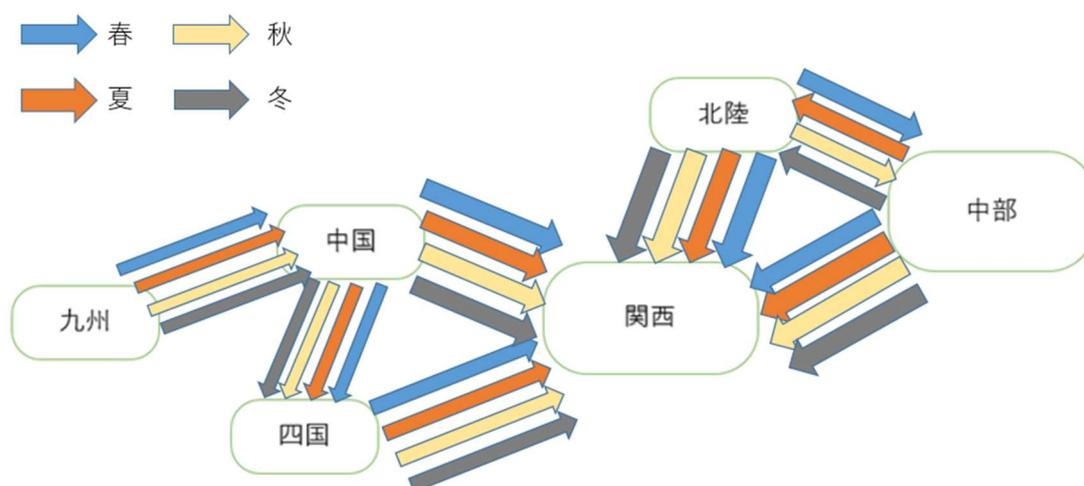


図 3.3. 需要調整あり，系統増強なしの潮流方向

貯蔵設備の量の結果では表 3.6 の示すように，需要調整なしと比べ貯蔵設備のパワーキャパシティー最大値が各季節では春で 3.0%増えて，夏で 0.03%増えて，秋で 4.5%増えて，冬で 8.5%が減ることになる。一方で，エネルギーキャパシティーの利用量は，春で 2.8%増えて，夏で 0.5%増えて，秋で 0.9%減って，冬で 2.7%減ることになる。

表 3.6. 需要調整あり，系統増強なしの電力貯蔵設備利用量

系統増強なし 需要調整あり	北陸 power[MW]	中部 power[MW]	関西 power[MW]	中国 power[MW]	四国 power[MW]	九州 power[MW]	合計 [MW]
春	8,625	38,811	12,998	21,273	5,878	22,263	109,847
夏	4,877	16,772	8,697	15,244	7,535	28,365	81,490
秋	4,796	23,370	10,676	20,461	10,809	27,564	97,676
冬	2,969	27,883	7,265	12,750	8,479	31,487	90,833
	北陸 energy[MWh]	中部 energy[MWh]	関西 energy[MWh]	中国 energy[MWh]	四国 energy[MWh]	九州 energy[MWh]	合計 [MWh]
春	74,574	222,904	59,491	125,717	50,129	187,297	720,112
夏	17,419	80,997	23,105	100,319	50,995	137,064	409,900
秋	22,845	99,410	32,089	115,411	93,353	261,196	624,304
冬	25,597	226,478	23,002	85,218	77,055	233,418	670,768

目的関数の総燃料費を表 3.7 に示す。3.1 節の総燃料費と比べて、春で 1427 億円から 1401 億円に 1.8%減る。夏で 5377 億円から 5337 億円に 0.7%減る。秋で 4157 億円から 4136 億円に 0.5%減る。冬で 8806 億円から 8762 億円に 0.5%減る。

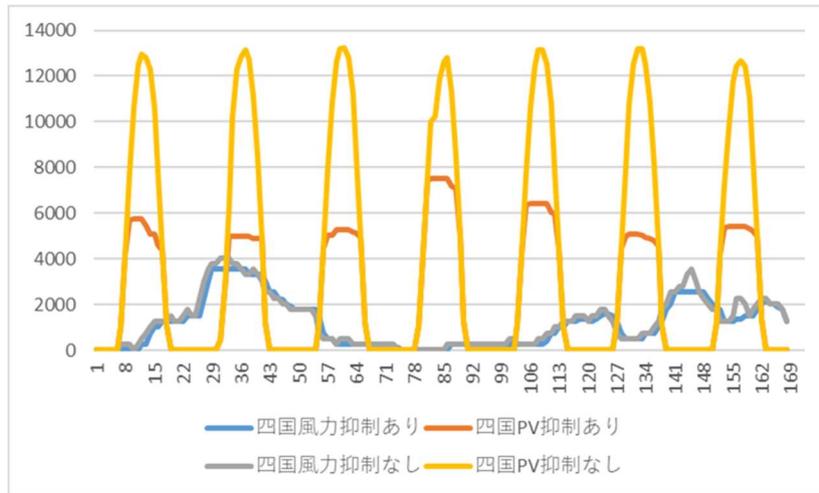
表 3.7. 需要調整あり，系統増強なしの総燃料費

	総燃料費[千円]
春	14,011,639
夏	53,373,033
秋	41,363,203
冬	87,616,114

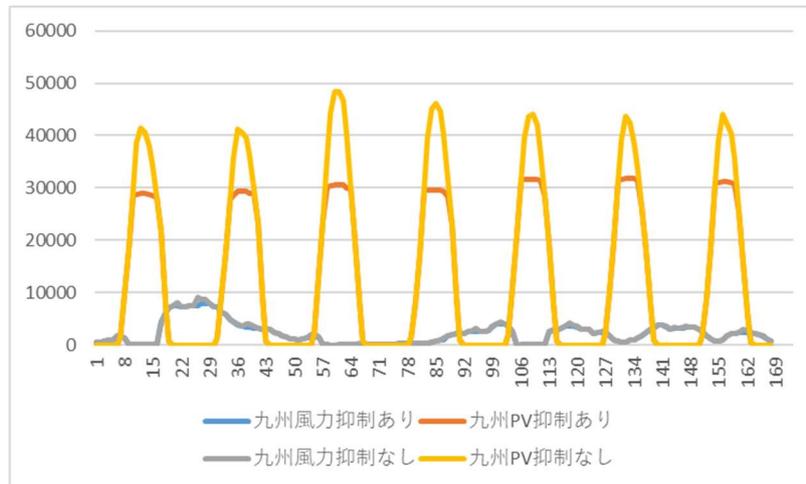
表 3.8 に示すように，3.1 節と同じように，再生可能エネルギーの抑制が発生する。この抑制が発生する状況に関して，図 3.4 に示す。抑制量は 3.1 節の結果と比べ春では約 70.5 万 MWh(約 8.22%)から約 71.5 万 MWh(約 8.34%)まで増えている。秋では 41.1 万 MWh(約 7.43%)から 41.7 万 MWh(約 7.53%)まで増えている。抑制が発生する状況は，3.1 節と同じく，太陽光が昼間に大量の抑制が発生し，風力がピーク時に抑制が発生する。

表 3.8. 需要調整あり，系統増強なしの再生可能エネルギー抑制量

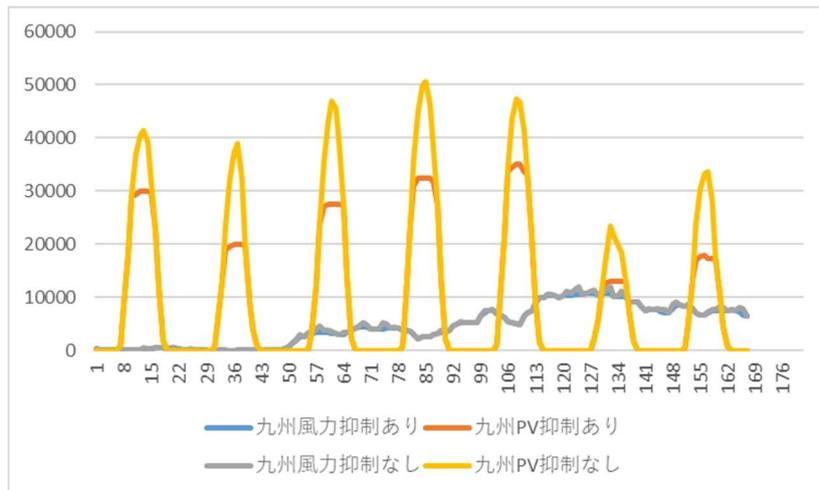
		北陸	中部	関西	中国	四国	九州
風力春	抑制量 [MWh]	0	0	0	0	13,423.3	15,112.8
	抑制率	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	6.40%	3.94%
PV 春	抑制量 [MWh]	0	0	0	0	295952.1	390330.4
	抑制率	0	0	0	0	0.429205	0.171782
風力秋	抑制量 [MWh]	0	0	0	0	0	25,020.6
	抑制率	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	3.18%
PV 秋	抑制量 [MWh]	0	0	0	0	0	391,721.9
	抑制率	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	21.86%



(a) 春の四国エリア再生可能エネルギー抑制



(b) 春の九州エリア再生可能エネルギー抑制



(c) 秋の九州エリア再生可能エネルギー抑制

図 3.4. 需要調整あり，系統増強なしの再生可能エネルギー抑制状況

3.1 節の結果と比べて再エネの抑制が増える一方で、表 3.9 で示すように、3.1 節と比べて、春、秋で揚水発電の損失が 46190MWh, 19401MWh 減り、夏、冬で揚水発電の損失が 25085MWh, 24381MWh 増える。貯蔵設備の損失では、夏、秋、冬が 54506MWh, 2265MWh, 51305MWh 減少し、春で 12452MWh 増加する。揚水発電と貯蔵設備での損失量の合計はどの季節でも減少する。この損失の減少により火力発電機の発電量が減り、総燃料費が減少する。

表 3.9. 需要調整あり，系統増強なしの需給バランス

[MWh]		春	夏	秋	冬
発電側	火力	1,310,857	4,498,736	3,485,922	6,934,442
	揚水発電量	187,137	211,159	175,636	265,115
	貯蔵設備放電量	2,843,739	1,201,753	1,304,553	1,471,517
	PV	8,094,614	4,752,783	3,838,731	4,001,604
	風力	1,182,767	997,908	1,576,687	1,531,036
	PV 抑制量	686,282	0	391,722	0
	風力抑制量	28,536	0	25,021	0
	水力	213,528	213,528	213,528	213,528
	バイオ	23,470	23,470	23,470	23,470
	地熱	867	867	867	867
	原子力	726,600	726,600	726,600	726,600
需要側	負荷	9,538,936	10,608,358	9,225,683	12,702,242
	揚水量	267,339	301,655	250,909	378,735
	貯蔵設備充電量	4,062,484	1,716,790	1,863,648	2,052,281
	揚水発電損失	80,202	90,497	75,273	113,621
	貯蔵設備損失	1,218,745	515,037	559,094	615,684

### 3.3 系統増強あり，需要調整なし

図 3.5 で示すように，潮流の流れ方向では，3.1 節と同じように主に西エリア（九州，四国，中国）から中部エリアに流れる。潮流のデュレーションの図を付録 1 に示す。系統増強なしのケースと比べて，潮流の混雑状況が改善できる。

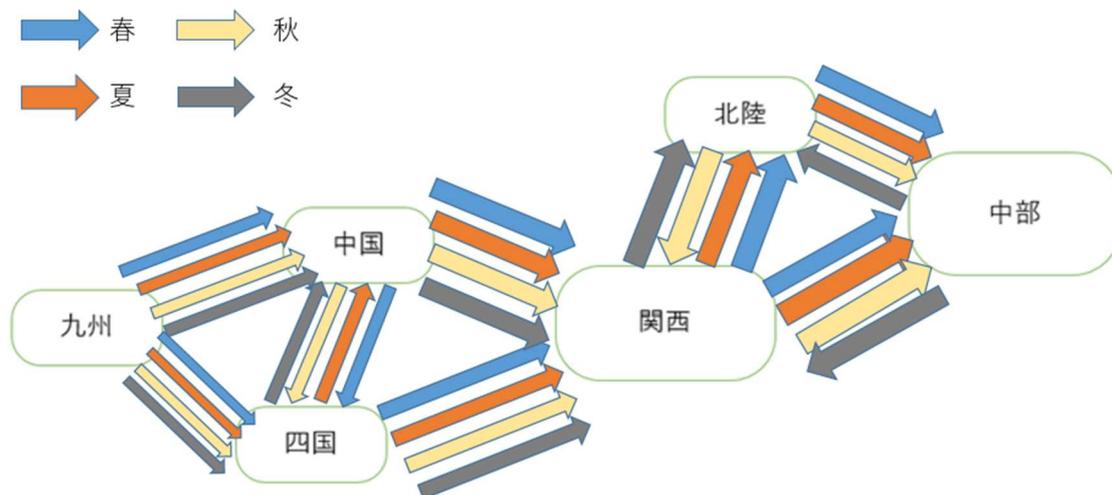


図 3.5. 需要調整なし，系統増強ありの潮流方向

貯蔵設備の量に関して、各季節では、パワーキャパシティー最大値とエネルギーキャパシティーの有効利用量が表 3.10 で表す。系統増強なしのケースと比べて、パワーキャパシティー最大値は春で 4.3%増えて、夏で 2.3%減って、秋で 13.3%増えて、冬で 7.9%減る。一方で、エネルギーキャパシティー利用量は春で 4.4%増えて、夏で 2.3%減って、秋で 6.6%増えて、冬で 3.1%減る。

表 3.10. 需要調整なし，系統増強ありの電力貯蔵設備利用量

系統増強あり 需要調整なし	北陸 power[MW]	中部 power[MW]	関西 power[MW]	中国 power[MW]	四国 power[MW]	九州 power[MW]	合計 [MW]
春	8,144	34,145	10,444	18,368	6,651	33,519	111,272
夏	4,595	19,582	3,601	14,056	9,647	28,096	79,578
秋	5,060	25,345	7,516	17,781	12,227	37,918	105,847
冬	2,158	30,503	12,478	9,171	9,990	32,529	96,828
	北陸 energy[MWh]	中部 energy[MWh]	関西 energy[MWh]	中国 energy[MWh]	四国 energy[MWh]	九州 energy[MWh]	合計 [MWh]
春	84,447	220,878	38,903	88,351	69,415	229,538	731,530
夏	22,131	69,354	10,265	72,517	74,321	150,014	398,602
秋	25,249	112,061	26,146	83,193	126,490	298,298	671,437
冬	9,162	217,131	64,824	36,522	88,111	252,437	668,187

最適化潮流計算の目的関数，総燃料費に関して，結果が表 3.11 で示す。3.1 節の結果と比べて，春で 26%，夏で 1.8%，秋で 10%，冬で 1.6%を減少する。

表 3.11. 需要調整なし，系統増強ありの総燃料費

	総燃料費[千円]
春	10,542,090
夏	52,804,841
秋	37,267,690
冬	86,614,024

ここで、3.1節での春と秋で再生可能エネルギー抑制が発生した状況が改善し、秋で再生可能エネルギー抑制が発生しない結果となった。春では表 3.12 で示すように、四国のみ抑制が発生し、九州エリアでの抑制が完全に改善する。四国エリアの再生可能エネルギー抑制状況が図 3.6 で示す。3.1節と 3.2節と述べたこと同じように、昼間に太陽光発電の大量の抑制が発生する。風力抑制はピーク時に発生する。

表 3.12. 需要調整なし，系統増強ありの再生可能エネルギー抑制量

		北陸	中部	関西	中国	四国	九州
風力	抑制量[MWh]	0	0	0	0	11,095.2	0
	抑制率	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	5.29%	0.00%
PV	抑制量[MWh]	0	0	0	0	317,052.7	0
	抑制率	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	45.98%	0.00%

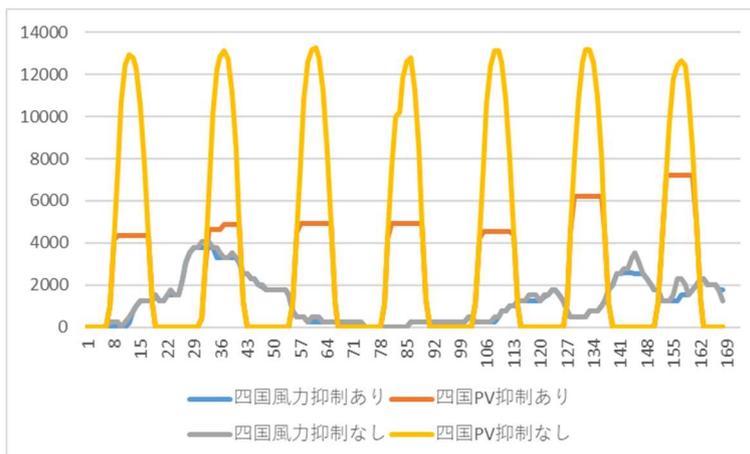


図 3.6. 需要調整なし，系統増強ありの春の四国エリア再生可能エネルギー抑制状況

発電側と需要側の電力バランス表を表 3.13 に示す。3.1 節の結果と比べて、火力発電の出力がすべて減少し、揚水発電と貯蔵設備損失量は春と秋が増加する一方、夏と冬では減少することになる。

図 3.13. 需要調整なし，系統増強ありの需給バランス

[MWh]		春	夏	秋	冬
発電側	火力	1,013,662	4,522,187	3,166,288	6,951,176
	揚水発電量	336,669	249,928	185,797	269,240
	貯蔵設備放電量	2,902,983	1,217,704	1,520,978	1,471,517
	PV	8,094,614	4,752,783	3,838,731	4,001,604
	風力	1,182,767	997,908	1,576,687	1,531,036
	PV 抑制量	317,053	0	0	0
	風力抑制量	11,095	0	0	0
	水力	213,528	213,528	213,528	213,528
	バイオ	23,470	23,470	23,470	23,470
	地熱	867	867	867	867
	原子力	726,600	726,600	726,600	726,600
需要側	負荷	9,538,936	10,608,358	9,225,683	12,702,242
	揚水量	480,956	357,040	265,424	384,628
	貯蔵設備充電量	4,147,118	1,739,577	2,172,826	2,102,168
	揚水発電損失	144,287	107,112	79,627	115,388
	貯蔵設備損失	1,244,136	521,873	651,848	630,650

### 3.4 系統増強あり，需要調整あり

図 3.7 の示すように，潮流状況については，3.2 節と述べたことと同様である。潮流のデュレーションの図を付録 1 に示す。

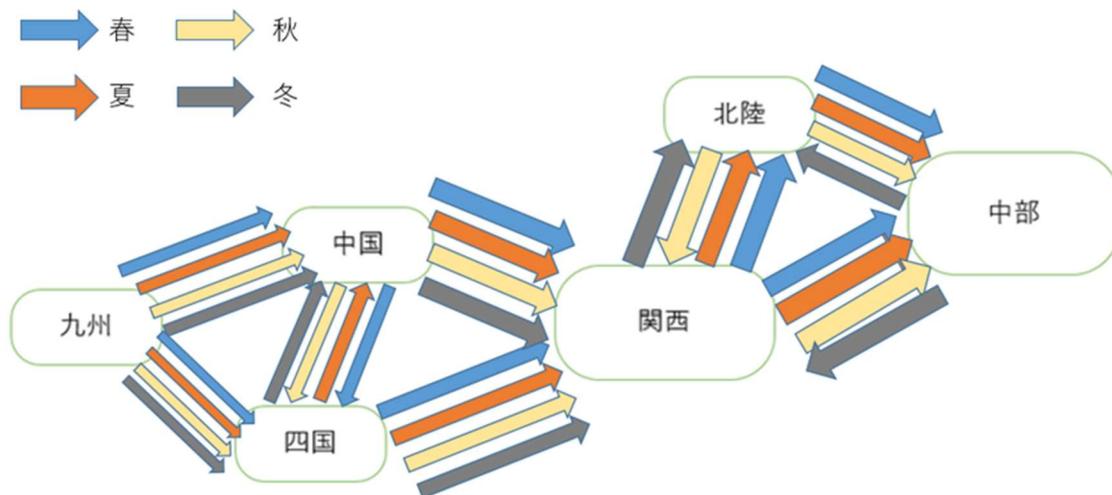


図 3.7. 需要調整あり，系統増強ありの潮流方向

貯蔵設備の量の結果では表 3.14 の示すように、3.2 節の系統増強なしのケース結果と比べて、パワーキャパシティーの最大値が春で 5.9%、夏で 0.5%、秋で 7.2%、冬で 6.0%増えると、エネルギーキャパシティーは春で 1.2%、夏で 4.4%、冬で 4.5%が減って、秋で 4.6%が増える。3.3 節の需要調整なしのケース結果と比べて、パワーキャパシティーが春で 4.5%、夏で 3.0%減って、秋で 1.1%、冬で 0.5%増える。エネルギーキャパシティーが春で 2.7%、夏で 1.8%、秋で 2.8%、冬で 4.1%が減る。

表 3.14. 需要調整あり，系統増強ありの貯蔵設備利用量

系統増強あり 需要調整あり	北陸 power[MW]	中部 power[MW]	関西 power[MW]	中国 power[MW]	四国 power[MW]	九州 power[MW]	合計 [MW]
春	7,982	35,796	11,136	21,458	6,600	33,317	116,289
夏	4,777	18,742	6,187	13,854	10,131	28,248	81,937
秋	5,053	25,292	6,947	17,636	12,032	37,716	104,677
冬	2,404	31,570	8,511	12,503	9,274	32,057	96,320
	北陸 energy[MWh]	中部 energy[MWh]	関西 energy[MWh]	中国 energy[MWh]	四国 energy[MWh]	九州 energy[MWh]	合計 [MWh]
春	78,728	202,639	39,524	105,022	60,273	225,403	711,589
夏	17,057	64,008	13,605	71,002	77,196	148,875	391,744
秋	26,048	87,464	21,596	85,948	129,719	302,114	652,889
冬	21,933	217,697	26,483	65,162	81,670	227,824	640,769

表 3.15 に示すように、3.3 節と同じように、貯蔵設備の量に関わらず、春で再エネの抑制が発生する。この抑制が発生する状況に関して、図 3.8 に示す。この抑制量が 3.3 の結果と比べ約 32.8 万 MWh(約 3.54%)から約 33.7 万 MWh(約 3.63%)までに増えている。ピーク時に太陽光発電の大量の抑制が発生する。

表 3.15. 需要調整あり，系統増強ありの潮流方向再生可能エネルギー抑制量

		北陸	中部	関西	中国	四国	九州
風力	抑制量[MWh]	0	0	0	0	11,100.8	0
	抑制率	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	5.30%	0.00%
PV	抑制量[MWh]	0	0	0	0	325,989.1	0
	抑制率	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	47.28%	0.00%

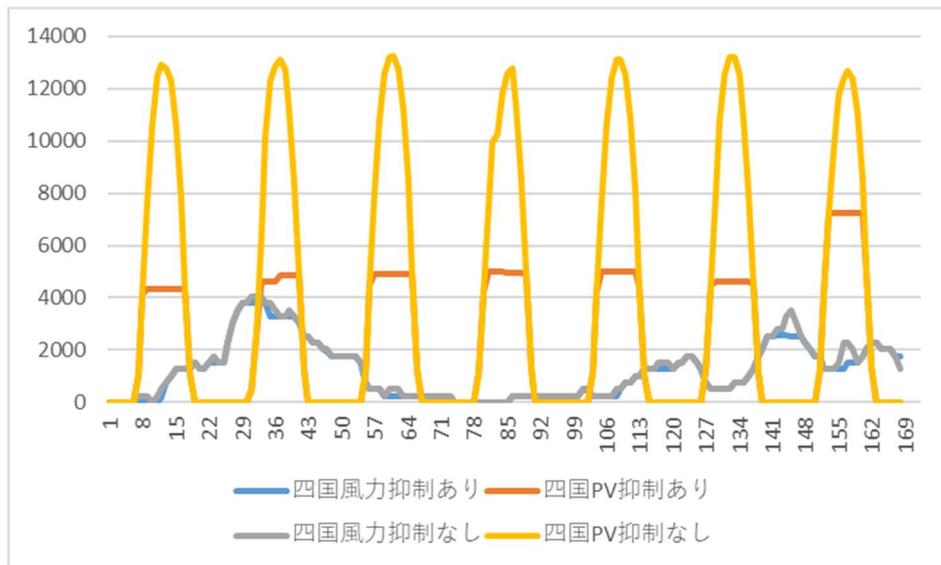


図 3.8. 需要調整あり，系統増強ありの春の四国エリアの再生可能エネルギー抑制状況

総燃料費は表 3.16 に示す。発電側と需要側の電力バランスを表 3.17 に示す。ここで、総燃料費と火力発電の出力がすべてのケースの中で、最小となることが確認できる。総燃料費が 3.2 の系統増強なしと比べて、春で 26%、夏で 1.8%、秋で 10%、冬で 1.7%を減少する。揚水発電と貯蔵設備の損失合計は、春で 4.6%、秋で 12.2%が増えて、夏で 1.2%、冬で 1.3%が減ることになる。

一方で、3.3 の系統増強あり需要調整なしケースと比べて、総燃料費が春で 1.9%、夏で 0.8%、秋で 0.6%、冬で 0.5%を減少し、揚水発電の損失と貯蔵設備の損失合計が春で 2.2%、夏で 5.0%、秋で 2.7%、冬で 3.5%減少する。

表 3.16. 需要調整あり，系統増強ありの総燃料費

	総燃料費[千円]
春	10,324,388
夏	52,403,861
秋	37,033,162
冬	86,158,445

表 3.17. 需要調整あり，系統増強ありの需給バランス

[MWh]		春	夏	秋	冬
発電側	火力	992,729	4,491,605	3,146,762	6,925,251
	揚水発電量	298,730	187,831	167,975	193,838
	貯蔵設備放電量	2,871,214	1,208,443	1,493,240	1,486,427
	PV	8,094,614	4,752,783	3,838,731	4,001,604
	風力	1,182,767	997,908	1,576,687	1,531,036
	PV 抑制量	325,989	0	0	0
	風力抑制量	11,101	0	0	0
	水力	213,528	213,528	213,528	213,528
	バイオ	23,470	23,470	23,470	23,470
	地熱	867	867	867	867
	原子力	726,600	726,600	726,600	726,600
需要側	負荷	9,538,936	10,608,358	9,225,683	12,702,242
	揚水量	426,758	268,323	239,964	276,912
	貯蔵設備充電量	4,101,734	1,726,347	2,133,200	2,123,467
	揚水発電損失	128,027	80,499	71,989	83,074
	貯蔵設備損失	1,230,520	517,904	639,960	637,040

## 第四章 考察

### 4.1季節ごとの効果評価

需要調整と系統増強に関わらず、総燃料費は冬>夏>秋>春の順番で大きい。それは主に需給バランスで決まる。夏と冬で空調負荷などにより需要が大きくて、再生可能エネルギーの出力以外に火力が多く発電しなければならない。秋は需要が少ないので、火力の発電量が夏と冬に比べて減少する。春は気象条件がよく、太陽光発電の発電量が大きく、火力の発電量が小さくなる。

貯蔵設備のパワーキャパシティーの最大値については、基本的には春>秋>冬>夏の順番で並ぶ（需要調整なし系統増強なしのケースだけ春>冬>秋>夏の順）。貯蔵設備のエネルギーキャパシティーの最大値については、系統増強なしのケースでは春>冬>秋>夏で、系統増強ありのケースでは春>秋>冬>夏の順番がある。ここで、貯蔵設備のパワーキャパシティーとエネルギーキャパシティーはどちらも春に最大値となる。これは、需給バランスの中に再生可能エネルギーと火力発電の和と需要の差が大きい断面が春に多いためである。また、主に春と系統増強ありの秋では再生可能エネルギー出力、発電量の割合が大きいので貯蔵設備を使うことが多くなる。

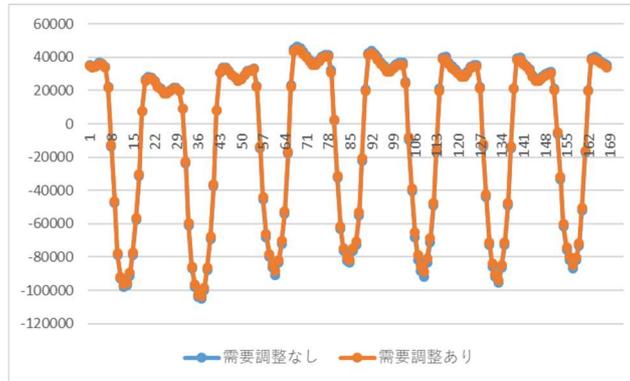
潮流状況のデュレーションカーブから見ると、春で潮流混雑状況が厳しくなり、四国→関西の連系線が上限に達することが多い。

### 4.2需要調整と系統増強が総燃料費減少する効果に対する比較

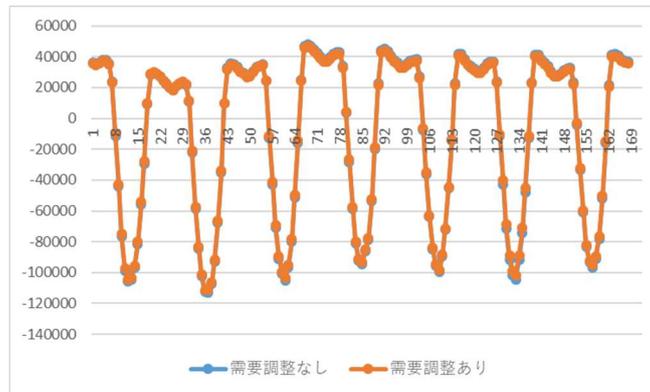
総燃料費については、需要調整ありの場合に、なしの場合に比べて、揚水発電と貯蔵設備の損失を減ることによって、総燃料費が減る。今回の研究では各断面での最大 2%の需要調整により、2%以下の減少となった。一方で、系統増強ケースでは主に再生可能エネルギーの抑制が改善でき、再生可能エネルギー電源の抑制が発生した季節で、総燃料費が需要調整の有無にかかわらず、春 26%と秋 10%が減少する効果がある。再生可能エネルギー電源の抑制が発生しなかった季節（夏と冬）では、主に揚水発電と貯蔵設備の損失が減らせるので、総燃料費が 1.6%~1.8%程度、減少する効果を得る。このように、系統増強では、春と秋で総燃料費を減少する効果が著しく、夏と冬の系統増強と需要調整では、総燃料費を 2%程度減少する効果がある。結論としては、再生可能エネルギー抑制が発生する時に系統増強の燃料費減少する効果が大きく、再生可能エネルギー抑制が発生しない時に、系統増強の燃料費減少する効果が需要調整より約 1%大きくなる。

### 4.3 需要調整が再生可能エネルギーの抑制に対する影響

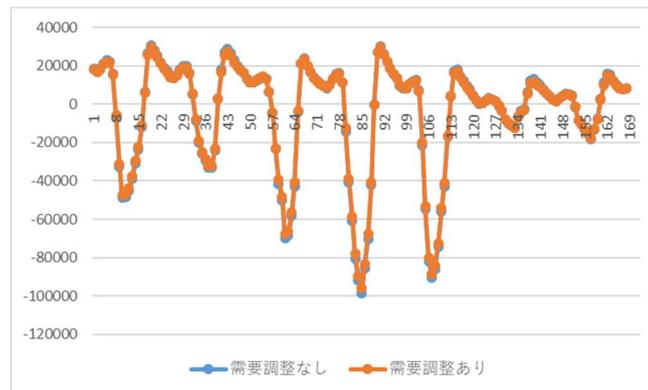
系統増強の有無に関わらず、再生可能エネルギー抑制が発生する季節では需要調整を利用すると抑制量が増えること確認した。最適潮流計算によって、全体的な燃料費を最小とするため、揚水発電と貯蔵設備の使い方が変わる。具体的には、図 4.1 に示すように、揚水発電と貯蔵設備の使い方は昼間に太陽光発電の大量の出力により生じる発電余剰によって充電し、夜間では太陽光発電が出力されないので放電する。需要調整によって夜間から昼間に需要をシフトとし、夜間の揚水発電と貯蔵設備の出力、昼間の揚水量と充電量を減らす。これにより、再生可能エネルギー抑制が増加する。今回の計算では、再生可能エネルギー電源の出力抑制と需要調整のコストを考慮しておらず、また、揚水と貯蔵設備の利用量の減少による損失の減少が再生可能エネルギー電源の抑制の増加量を上回り、火力の燃料費が減少することから、このような結果となっている。



(a) 春で系統増強なし



(b) 春で系統増強あり



(c) 秋で系統増強なし

図 4.1 揚水発電と貯蔵設備の合わせる充放電カーブ

系統増強では、九州の再生可能エネルギーが中国経由と四国経由の2つのルートで大需要地である関西により多く流れることができるようになり、九州エリアでの再生可能エネルギー電源の抑制が改善できる。一方で、九州→四国→関西のルートで、再生可能エネルギー電源の出力の大きい春で四国→関西の混雑状況が続くため、四国エリアの再生可能エネルギー抑制は改善されない。

#### 4.4 需要調整と系統増強が潮流に対する影響

需要調整は潮流の流れ方向については影響がないと考える。デュレーションカーブから見ると潮流の差が小さい。利用率（一週間を通じて上限値、に対して、どのぐらいの潮流が流れたか）についても表 4.1 で示すように、需要調整の有無による変化が小さい。この理由としては、再生可能エネルギーの地域が偏在することがあり、今回の研究では大電源地が西エリアで、大需要地は中エリア（特に関西と中部）である。このため西エリアから中部エリアに流れる連系線の潮流がほとんど上限までになって、それ以上に大きく増えることできない。需要調整があっても、一週間での各エリア総負荷では変わらないので、また、再生可能エネルギー電源の出力と需要のギャップが大きいため、基本的なエリア内の発電側と需要側の電力バランスがあまり変わらず、潮流の流れる量では大きく減らすことができないし、中エリアの中の連系潮流も大きく変わらない。

系統増強では、西エリアの連系線が増強し、さらに、九州と四国の間で連系線を新設することで、西エリアから中エリアに潮流が混雑する状況がある程度緩和できる。九州の再生可能エネルギーが中国経由と四国経由の2つのルートで関西に流れるので、関西の火力発電量が減少できるし、関西から中部と北陸に流れることも増加する。

表 4.1 連系系統の利用率

		春	夏	秋	冬
系統増強なし	需要調整なし	82.21%	70.51%	73.90%	66.56%
	需要調整あり	80.31%	71.11%	72.42%	64.43%
系統増強あり	需要調整なし	61.60%	51.78%	56.68%	50.09%
	需要調整あり	61.08%	52.08%	57.15%	50.40%

#### 4.5 まとめ

需要調整については、再生可能エネルギーの抑制が改善できないが、全体的な損失量が減らすことによって総燃料費が減少する効果が確認できる。系統増強では主に再生可能エネルギーの抑制が改善でき、総燃料費が減らせる。

貯蔵設備の最大利用量は、需要調整と系統増強の有無による増減は、ケースにより異なる結果となり、最大利用量を低減させる効果は需要調整と系統増強のどちらにも確認できなかった。

需要調整では、連系線の潮流に対する影響がなかったが、これは再生可能エネルギー電源出力と需要のギャップが大きいことが要因と考えられる。系統増強では、潮流の混雑状況がある程度改善できる。

## 第五章 結論と今後の展望

### 5.1 本研究の成果

本研究では、二酸化炭素の排出量を削減するために、再生可能エネルギーが主体電源になるシステムを考え、広域連系系統のマスタープランを提案された系統増強案及び2%需要調整の両方を考慮して、これらの効果を、総燃料費、再生可能エネルギー抑制状況、貯蔵設備の最大利用量、連系線潮流状況の視点から評価した。

ここで、需要調整なしとあり、系統増強なしとあり、それぞれ2パターンを考え、合計4パターンでシミュレーションを行った。季節ごとで再生可能エネルギーの出力特性と需要特性が違いがあるので、各季節で一週間168断面を選ばれシミュレーションを行った。

3.1の需要調整なし、系統増強なしケースでは、総燃料費が一番高い結果となる。そして、再生可能エネルギー抑制が、春で四国と九州エリアで発生し、秋で九州エリアのみ発生した。貯蔵設備の利用量では、パワーキャパシティーの最大値とエネルギーキャパシティーの最大値が両方とも春が大きい。西エリアから中部エリアに流れる連系線潮流は混雑があって、上限に達することも多い。

3.2と3.4の需要調整ありケースは、需要調整なしのケースと比べて、どの季節も総燃料費が減少する効果がある。再生可能エネルギー抑制状況に関して、抑制が増えることが確認できる。貯蔵設備の最大利用量は各季節で増減することがある。連系線潮流では差が少

ない。

3.3 と 3.4 の系統増強ありケースでは、系統増強なしのケースと比べる。春と秋での九州エリアの再生可能エネルギー抑制が改善できるので、総燃料費が大幅に減らせる。夏と冬での総燃料費が減少する効果も確認できる。貯蔵設備の最大利用量は各季節で増減することがある。連系線潮流の混雑状況を改善できる。

結論としては、これからの再生可能エネルギーを主体電源になる電力システムでは、需要側の調整力と連系線系統増強案を併用すると、総燃料費減少、再生可能エネルギー抑制の改善と連系線潮流混雑の状況の改善が期待できる。貯蔵設備の利用量に対する効果がさらに検討が必要となる。

以上に述べた結論は、本研究でのごく限られた条件、簡易なモデルでの計算で得られたものであり、一般性のある結論を得るには、より広い条件、詳細なモデルでの検討が必要である。

## 5.2 今後の展望

本研究では、日本の 60Hz の連系系統を考え、シミュレーションを行った。実際には日本の 50Hz と 60Hz の間で直流連系線があり、50Hz 系統の増強も検討されている。今後では 50Hz の系統を含めて、北海道、東北、東京、北陸、中部、関西、中国、四国、九州の 9 エリア連系系統の検討が必要となる。加えて、各季節で一週間のデータを基づきシミュレーションを行ったが、より広い条件で年間 8760 時間を計算する必要がある。そこで、総燃料費、貯蔵設備の設置費用と連系系統増強の費用を合わせて、よりコストを最適化する検討も必要と考える。

## 参考文献

- [1] 日本の排出削減目標 | 外務省  
[https://www.mofa.go.jp/mofaj/ic/ch/page1w\\_000121.html](https://www.mofa.go.jp/mofaj/ic/ch/page1w_000121.html)
- [2] 日本の部門別二酸化炭素排出量(2019年度) JCCCA 全国地球温暖化防止活動推進センター <https://www.nies.go.jp/gio/aboutghg/index.html>
- [3] 各種電源別のライフサイクル CO<sub>2</sub>排出量 エネ百科 | きみと未来と  
<https://www.ene100.jp/zumen/2-1-9>
- [4] エネルギー政策の現状について - 環境省, 2020年
- [5] 広域連系システムのマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会, <https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuram/>
- [6] 荻本 和彦, 再生可能エネルギーの発電予測とシステム技術, 電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌), 2014, 134巻, 6号, p. 473-476
- [7] 山口 順之, 電力需要抑制対策とデマンドレスポンス, 電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌), 2011, 131巻, 9号, p. 719-723
- [8] 高橋 雅仁, 上野 剛, 坂東 茂, 黒崎 淳, 小柳 隆, 野間 節, オフィスビルを対象にした夏季および冬季のデマンドレスポンス制御の実証試験, 電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌), 2014, 134巻, 8号, p. 702-715
- [9] K. Wada, A. Yokoyama, S. Kawauchi and F. Ishikawa, "Frequency control using fast demand response in power system with a large penetration of renewable energy sources," 2014 International Conference on Power System Technology, 2014, pp. 1150-1156
- [10] 田中 晃司, 猿田 健一, 玉越 富夫, 森 啓一, 伊庭 健二, デマンドレスポンスに対する既設NAS電池の適用, 電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌), 2018, 138巻, 7号, p. 605-611
- [11] エリア需給実績について 北陸電力送配電  
[http://www.rikuden.co.jp/nw\\_jyukyudata/area\\_jisseki.html](http://www.rikuden.co.jp/nw_jyukyudata/area_jisseki.html)
- [12] 中部エリアの電力需給(送電端)のお知らせ | 中部電力パワーグリッド  
<https://powergrid.chuden.co.jp/denkiyoho/>
- [13] 過去の電力使用実績データのダウンロード でんき予報 関西電力送配電株式会社  
<https://www.kansai-td.co.jp/denkiyoho/download/index.html>
- [14] でんき予報 | 中国電力ネットワーク  
<https://www.energia.co.jp/nw/jukyuu/download.html>
- [15] 過去の使用状況データのダウンロード | 四国電力送配電  
<https://www.yonden.co.jp/nw/denkiyoho/download.html>
- [16] 九州電力送配電 でんき予報(電力のご使用状況)  
[https://www.kyuden.co.jp/td\\_power\\_usages/pc.html](https://www.kyuden.co.jp/td_power_usages/pc.html)

- [17] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, and R. J. Thomas, "Matpower: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, Feb. 2011.
- [18] C. E. Murillo-Sanchez, R. D. Zimmerman, C. L. Anderson, and R. J. Thomas, "Secure Planning and Operations of Systems with Stochastic Sources, Energy Storage and Active Demand," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 4, pp. 2220-2229, Dec. 2013.
- [19] H. Wang, C. E. Murillo-Sanchez, R. D. Zimmerman, and R. J. Thomas, "On Computational Issues of Market-Based Optimal Power Flow," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 22, no. 3, pp. 1185-1193, August 2007.
- [20] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez (2020). Matpower (Version 7.1)[Software]. Available: <https://matpower.org>
- [21] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez. Matpower User's Manual, Version 7.1. 2020. [Online]. Available: <https://matpower.org/docs/MATPOWER-manual-7.1.Pdf>
- [22] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez. Matpower Optimal Scheduling Tool (MOST) User's Manual, Version 1.1. 2020. [Online]. Available: <https://matpower.org/docs/MOST-manual-1.1.pdf>
- [23] 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 共著, 電力系統の最適化潮流計算 (OPF; Optimal Power Flow)

## 謝辞

本論文を作成するにあたり、指導教員である永田真幸准教授には様々なご指導をいただきました。お忙しい中時間を割いてご指導をいただいた上、様々なご迷惑をおかけしたにもかかわらず、ご指導、ご助力をいただいたこと、非常に感謝しております。様々な面でご助力をいただいたこと重ねて御礼を申し上げます。

馬場研究室の馬場旬平教授にもご指導をいただきました。研究室の生活、研究用の資料や計算機など助けいただくこと感謝を申し上げます。

また、馬場研究室秘書の玉岡さんにも事務手続きや研究室の生活などで、いろいろお世話になったことを感謝申し上げます。

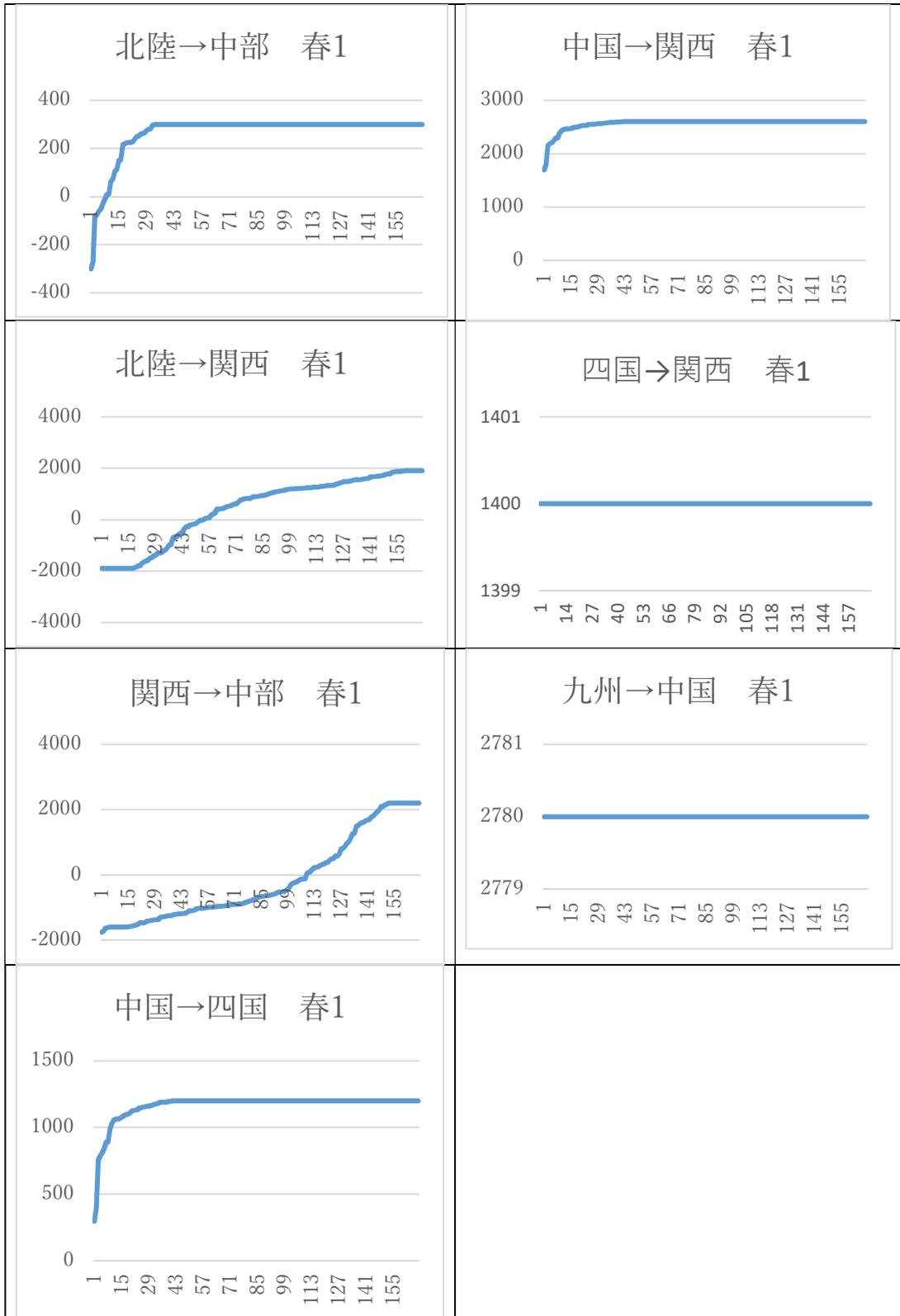
馬場研究室所属の石川さん、山田さん、簗津さん、三ツ木さん、毛さん、曾さん、保坂さん、山口君、寺師君、董君、長坂君、松田君の皆さん、卒業生の久原さん、榎谷さん、大淵さん、関野さん、清水さんの皆さんにも大変お世話になりました。コロナの関係で直接に会えることが少ないですが、いろいろなアドバイスをいただいたことを、この場を借りて感謝を述べさせていただきます。

## 発表文献

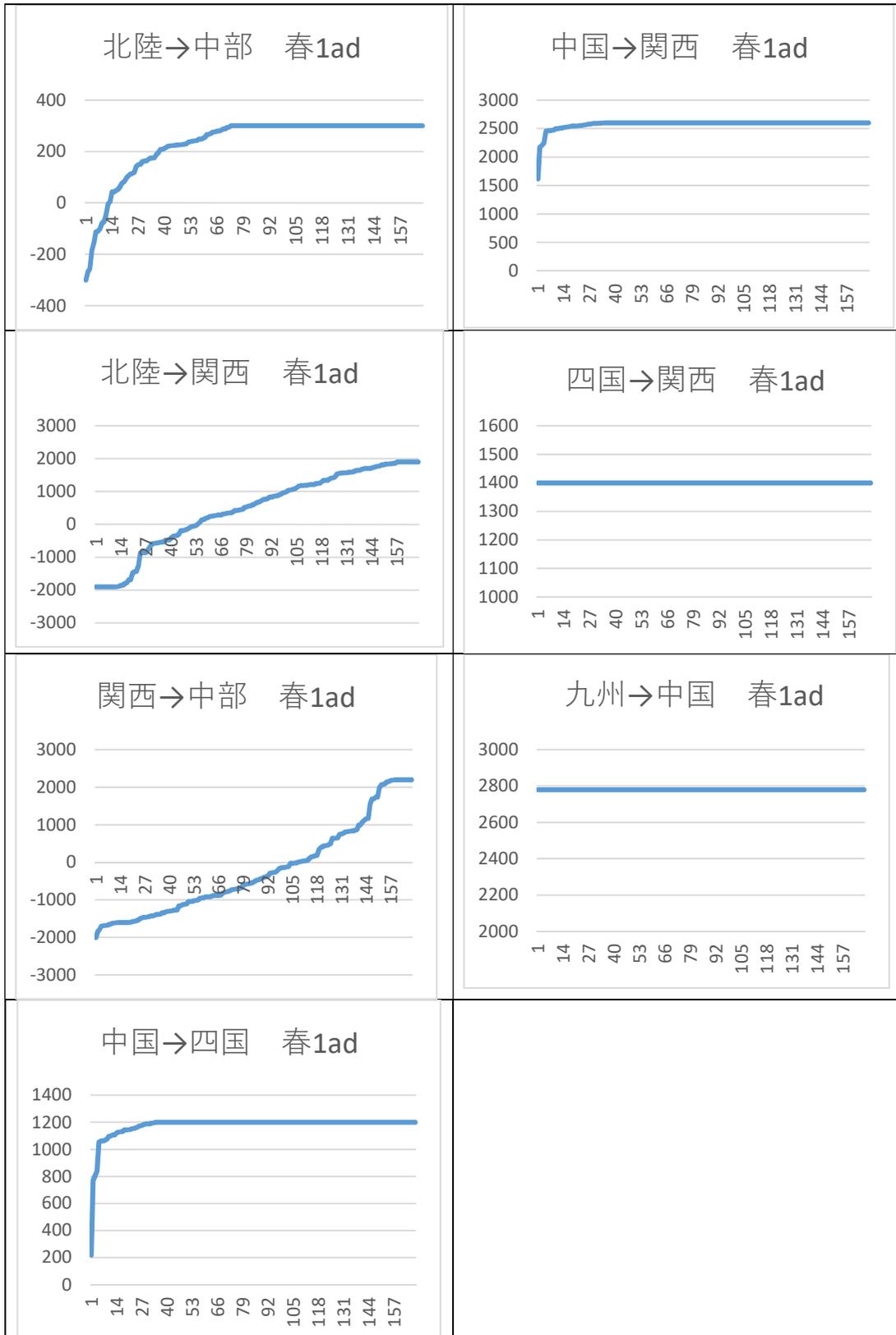
劉 暁熙, 永田 真幸, “再生可能エネルギー電源主体の電力システムにおける需要調整の効果に関する一検討”, 令和4年電気学会全国大会, 令和4年3月発表予定

付録1

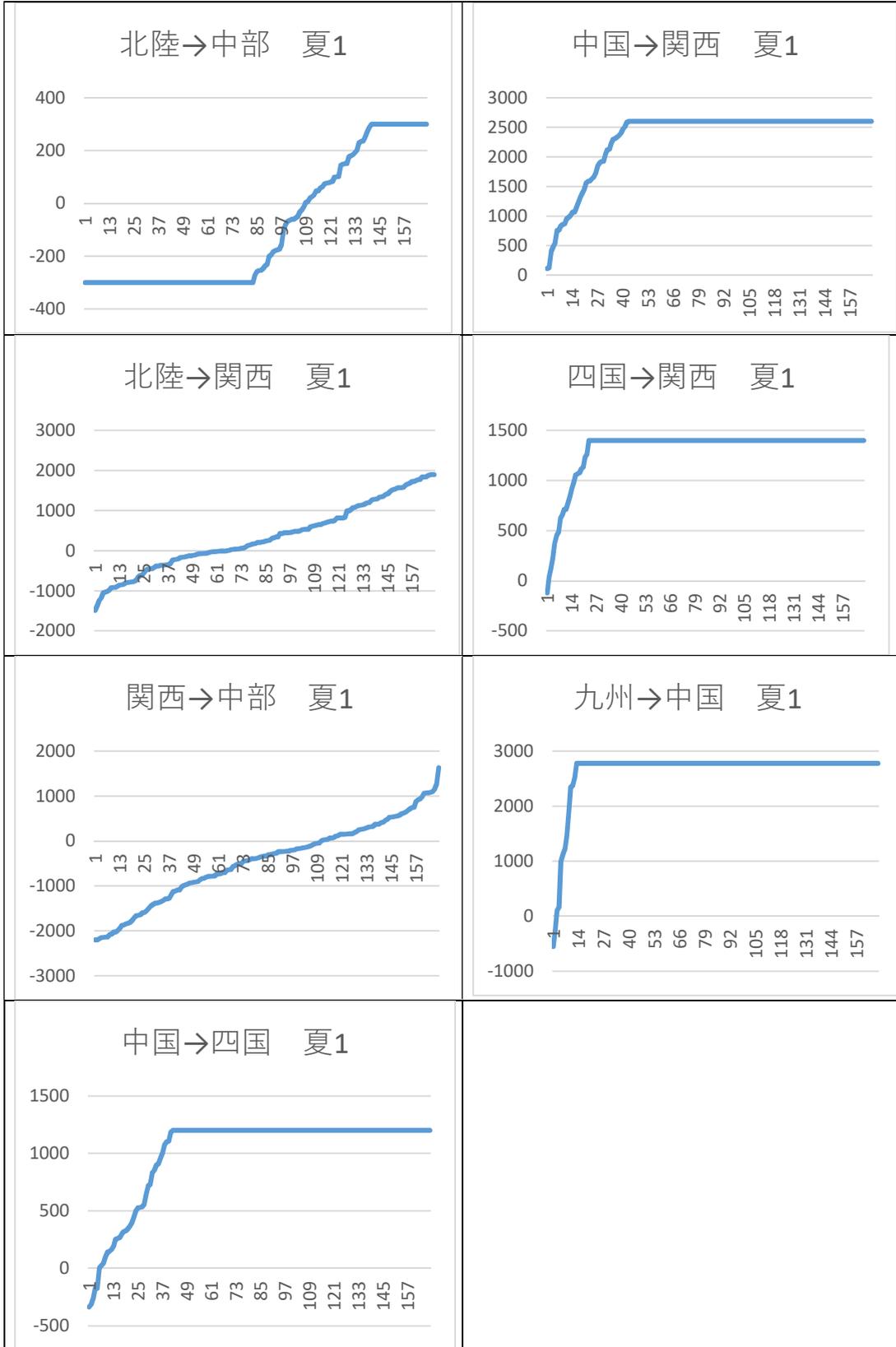
(1) 春 系統増強なし，需要調整なし



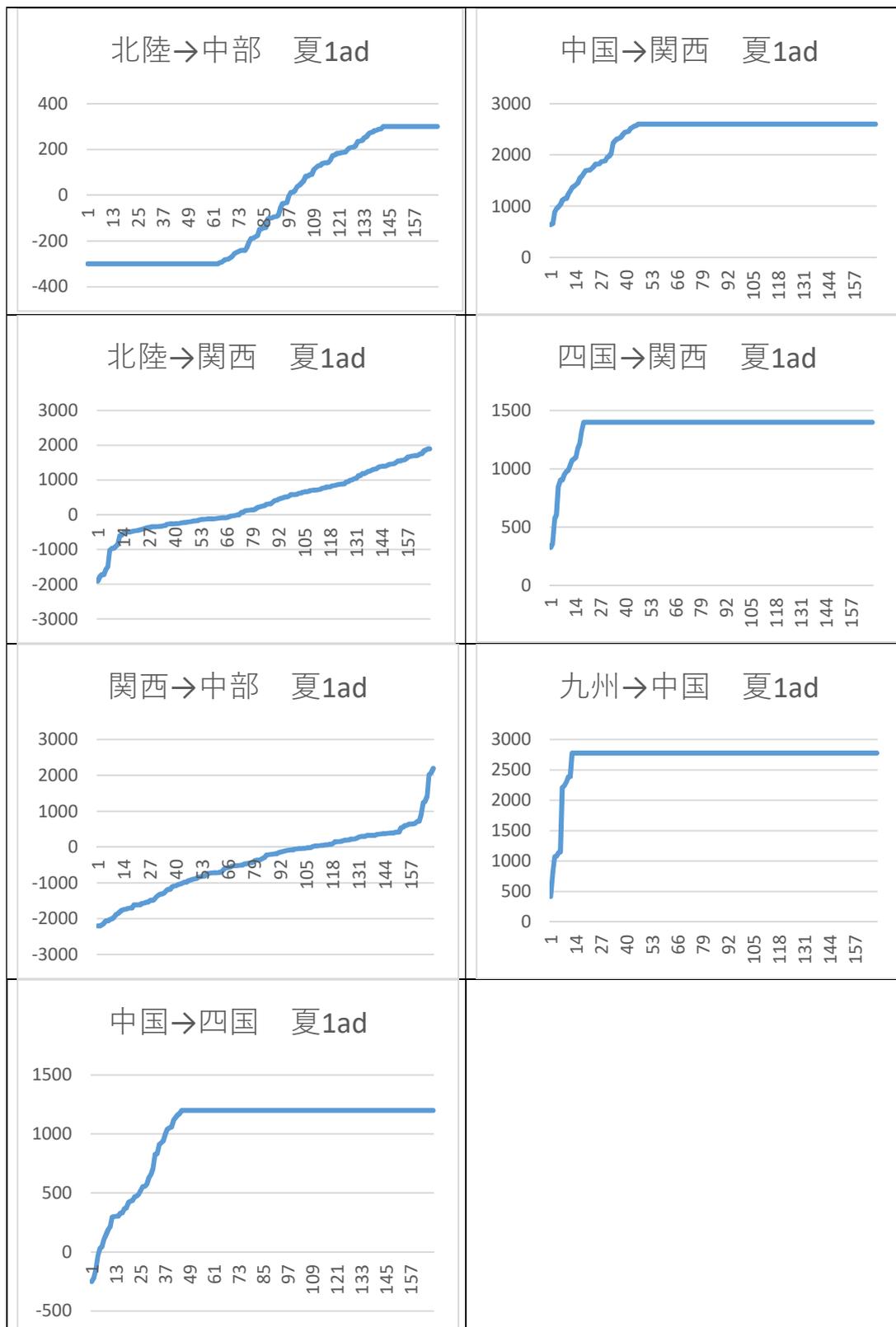
(2) 春 系統増強なし，需要調整あり



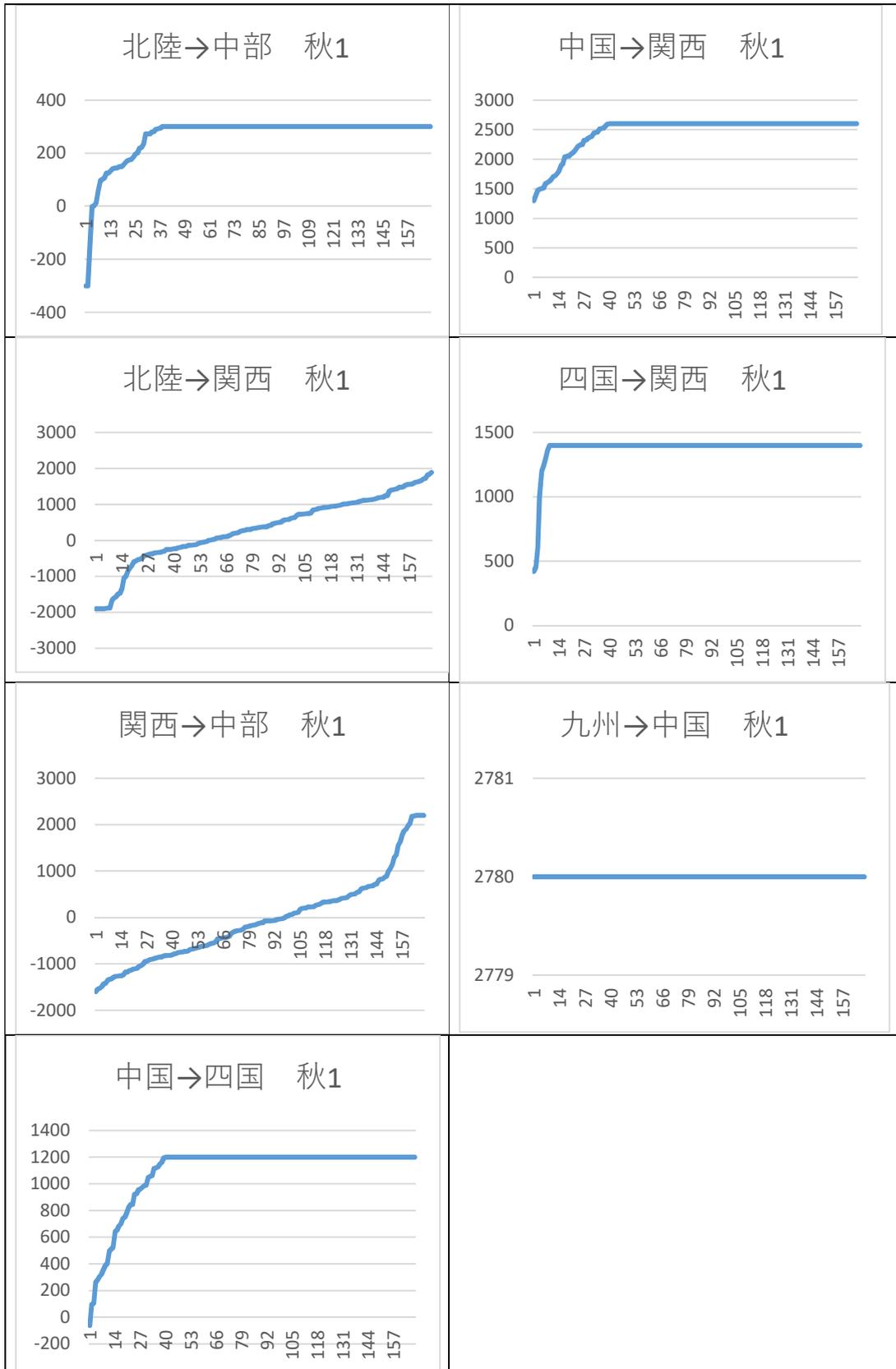
(3) 夏 系統増強なし，需要調整なし



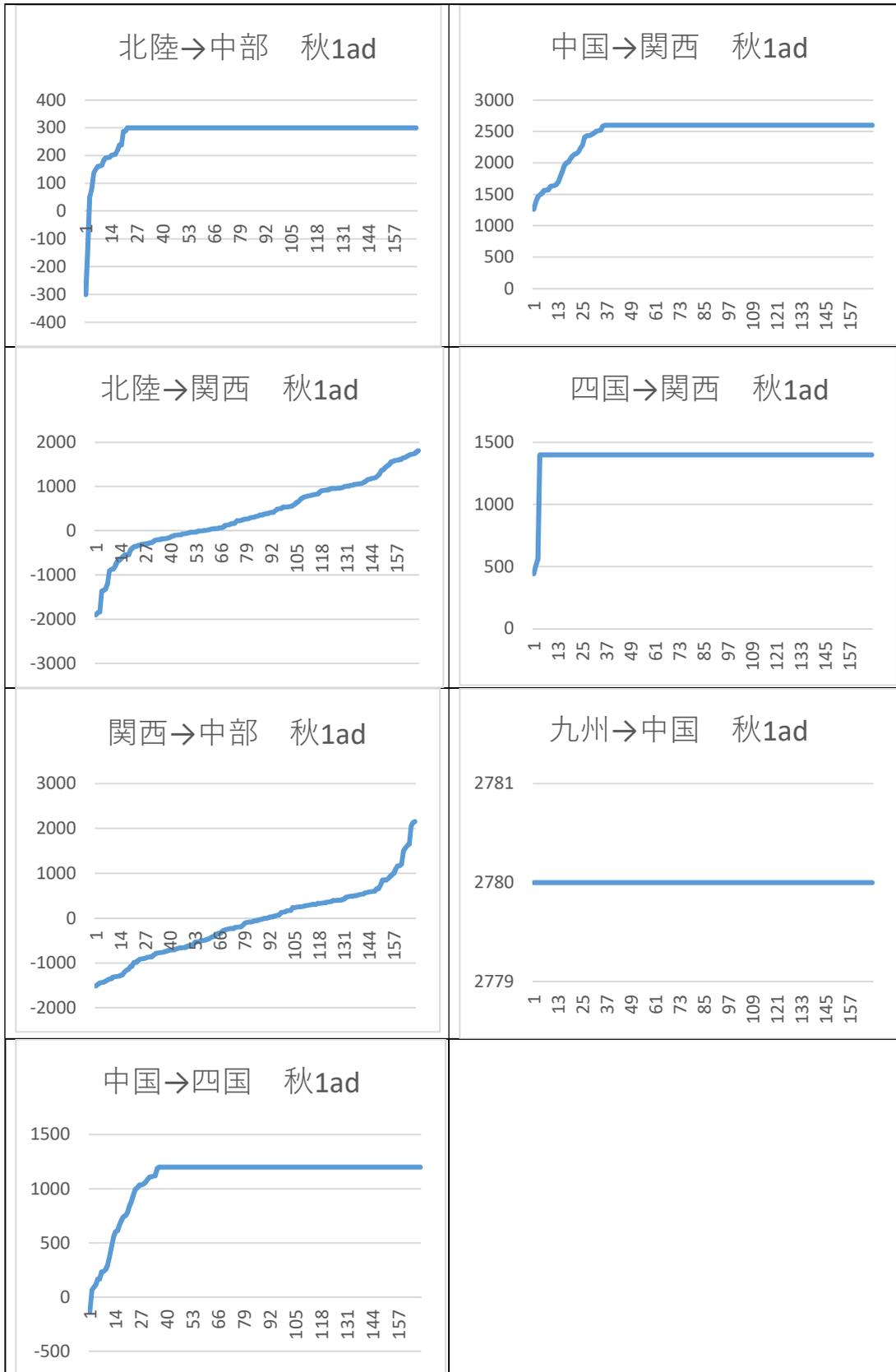
(4) 夏 系統増強なし，需要調整あり



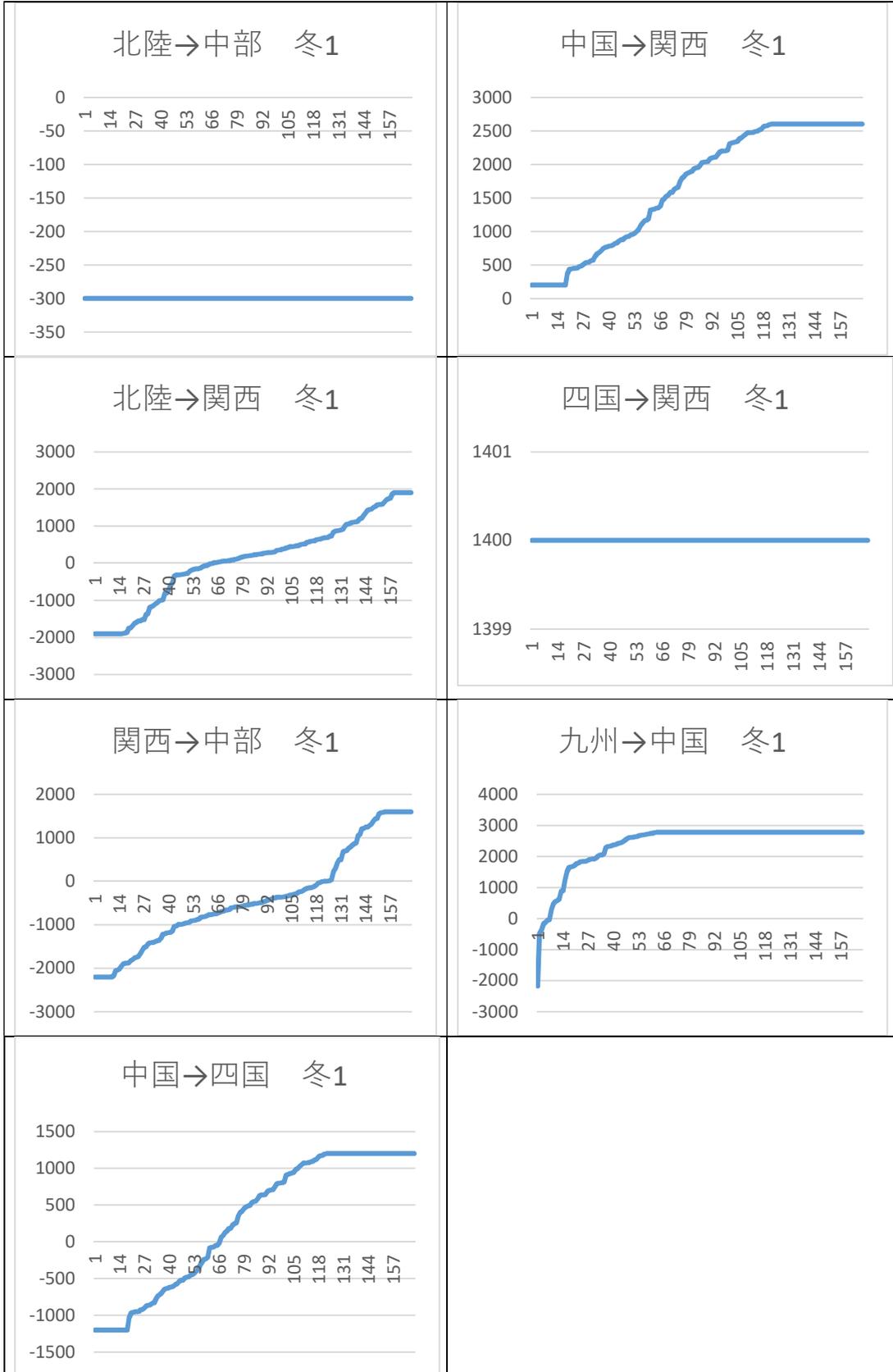
(5) 秋 系統増強なし，需要調整なし



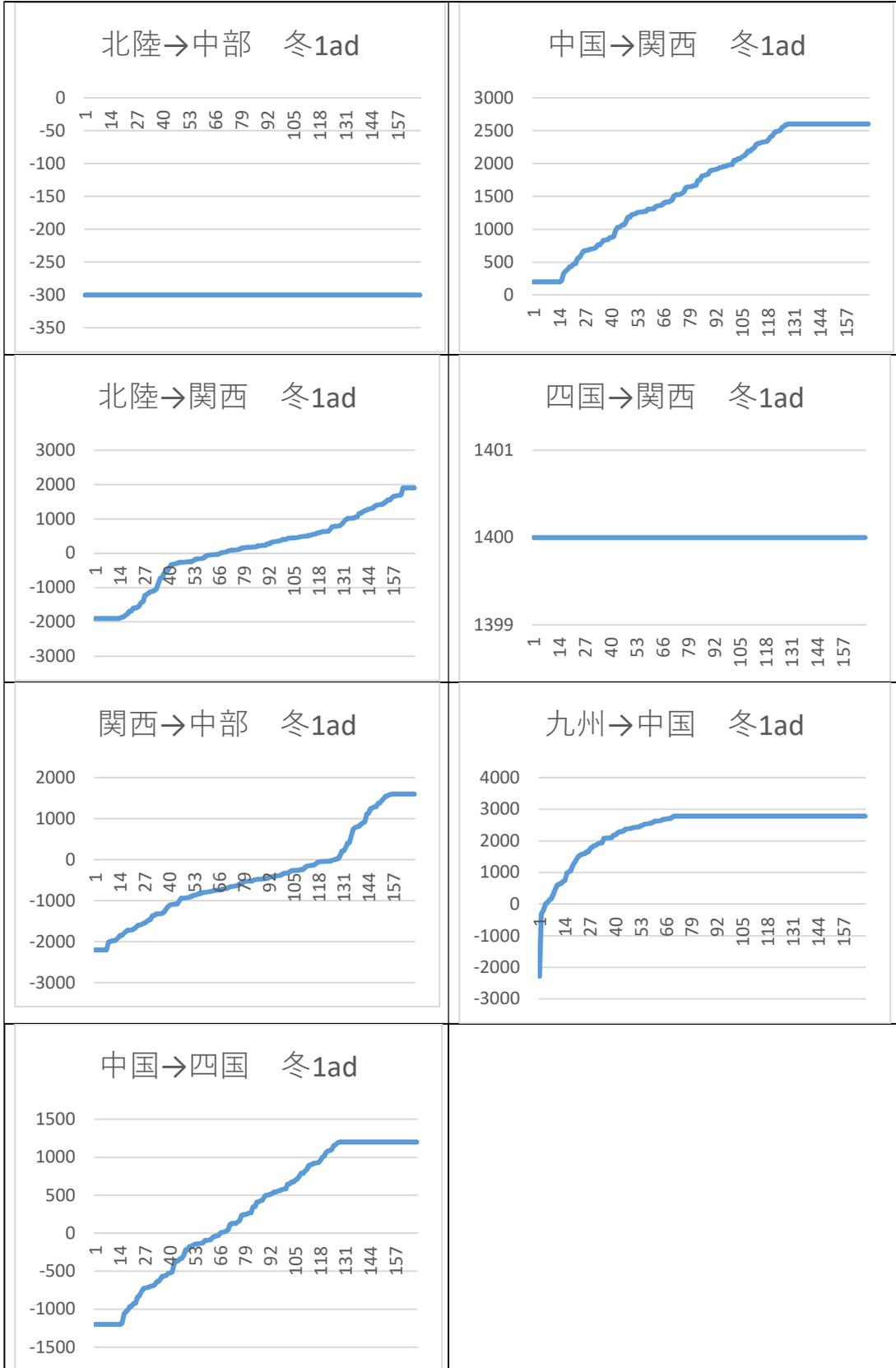
(6) 秋 系統増強なし，需要調整あり



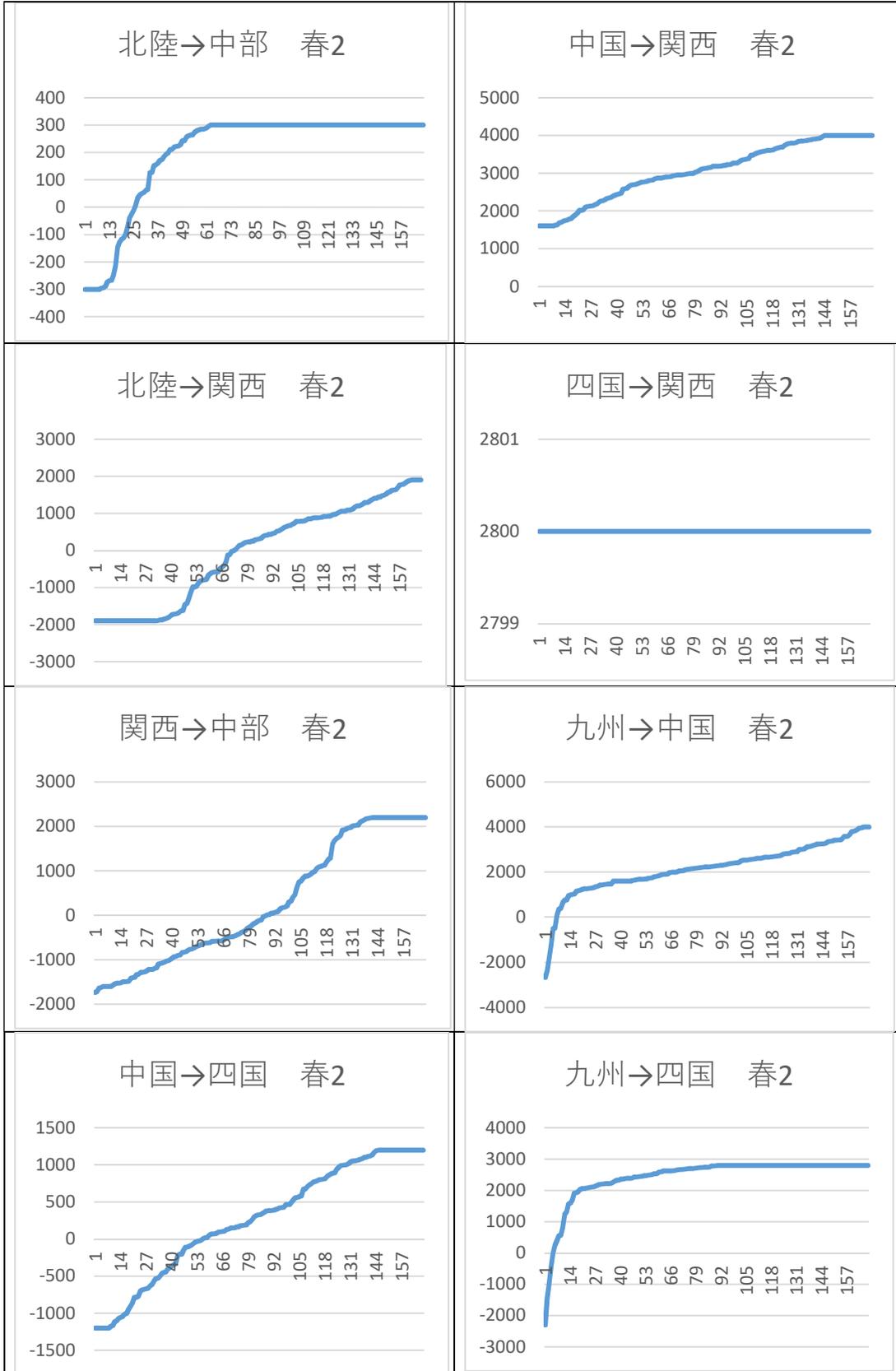
(7) 冬 系統増強なし，需要調整なし



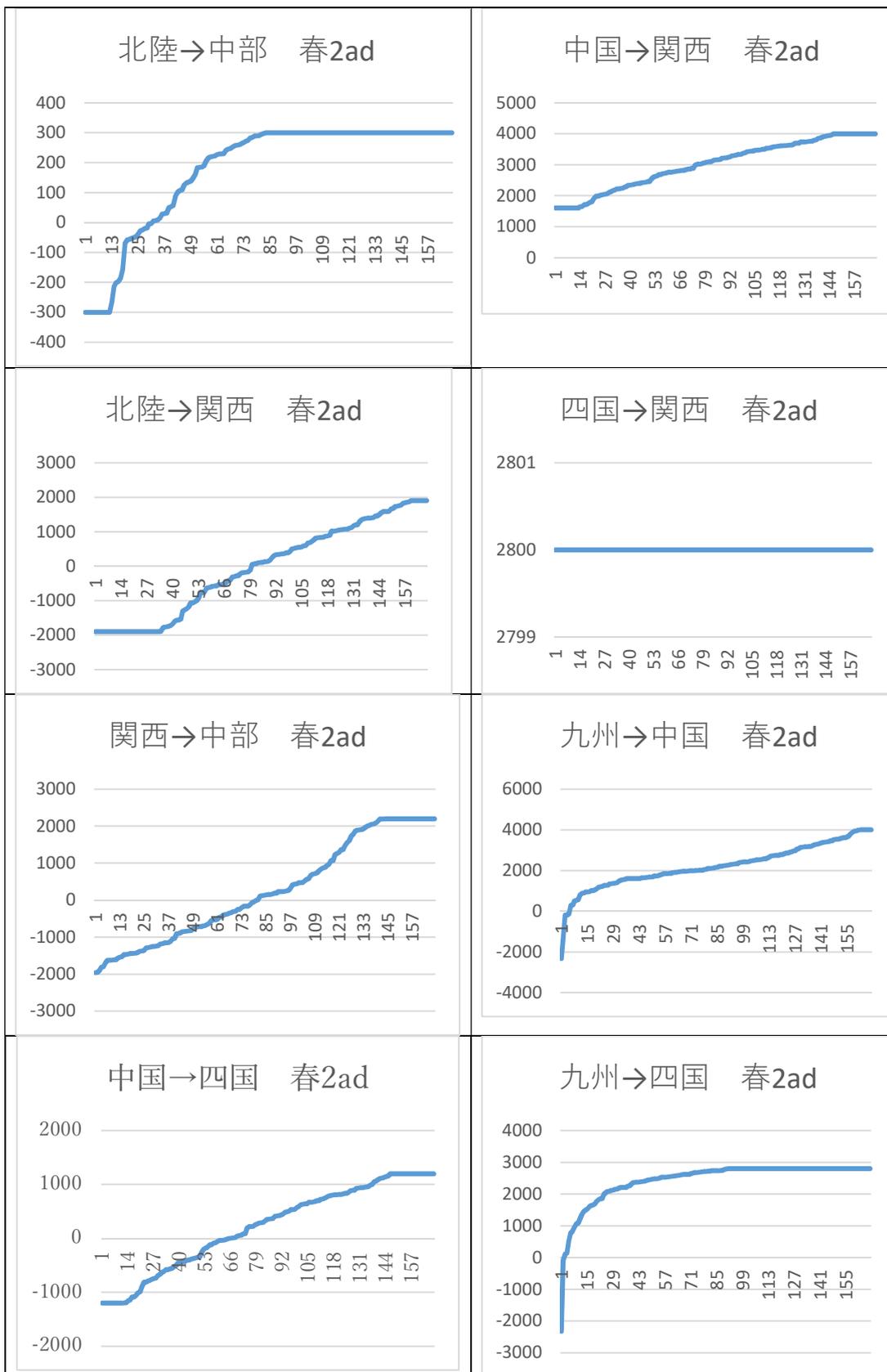
(8) 冬 系統増強なし，需要調整あり



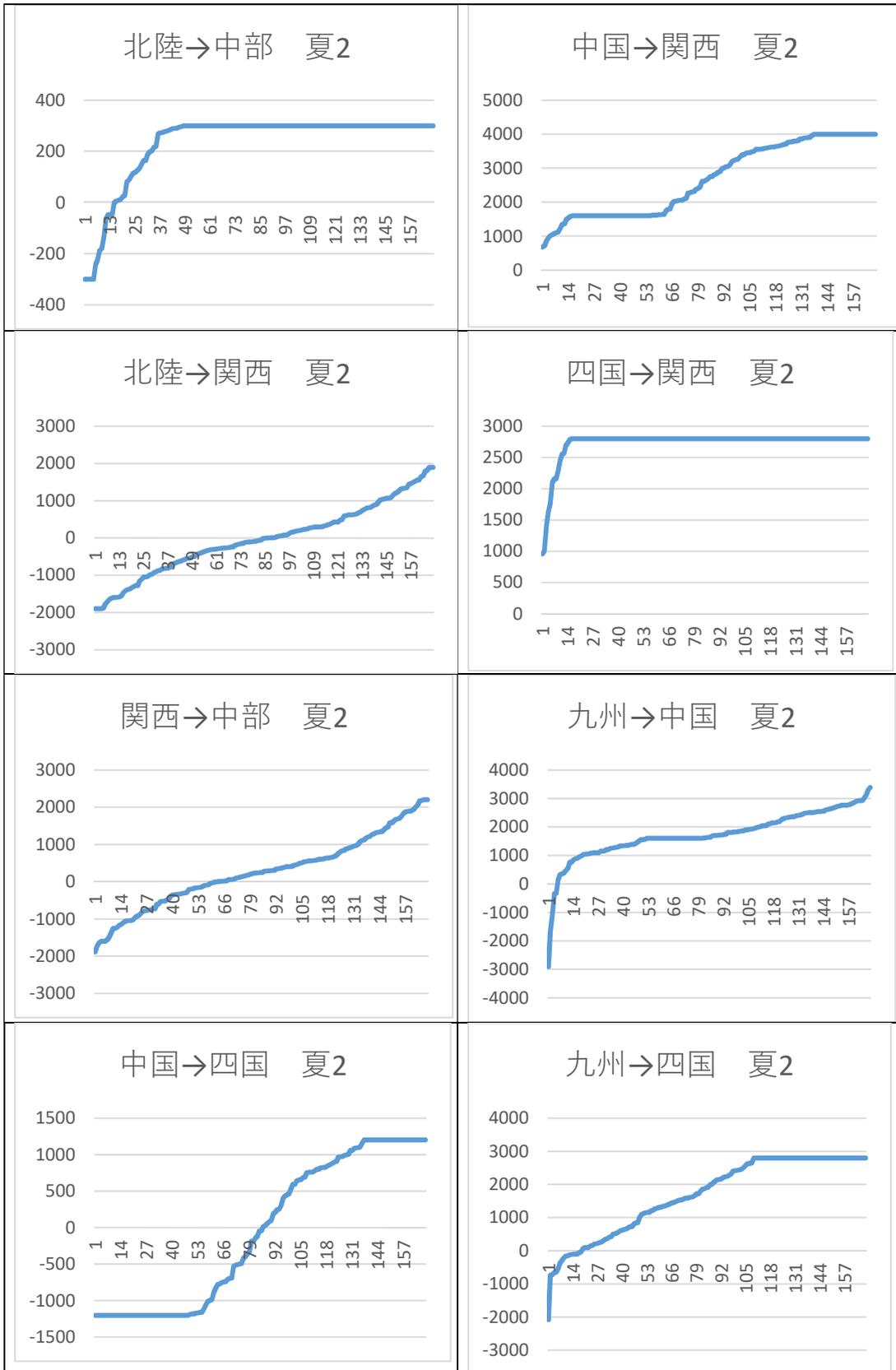
(9) 春 系統増強あり，需要調整なし



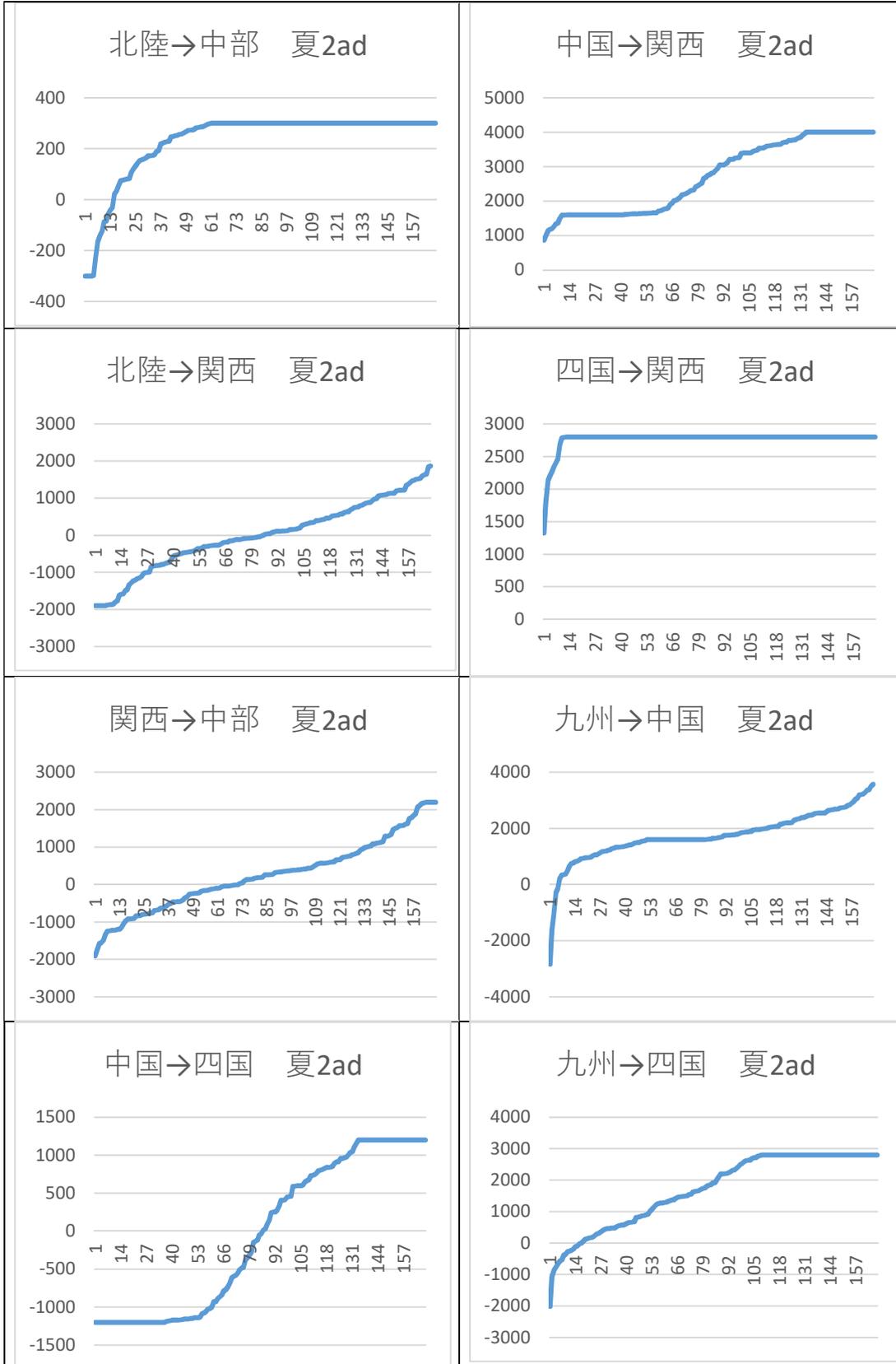
(10) 春 系統増強あり，需要調整あり



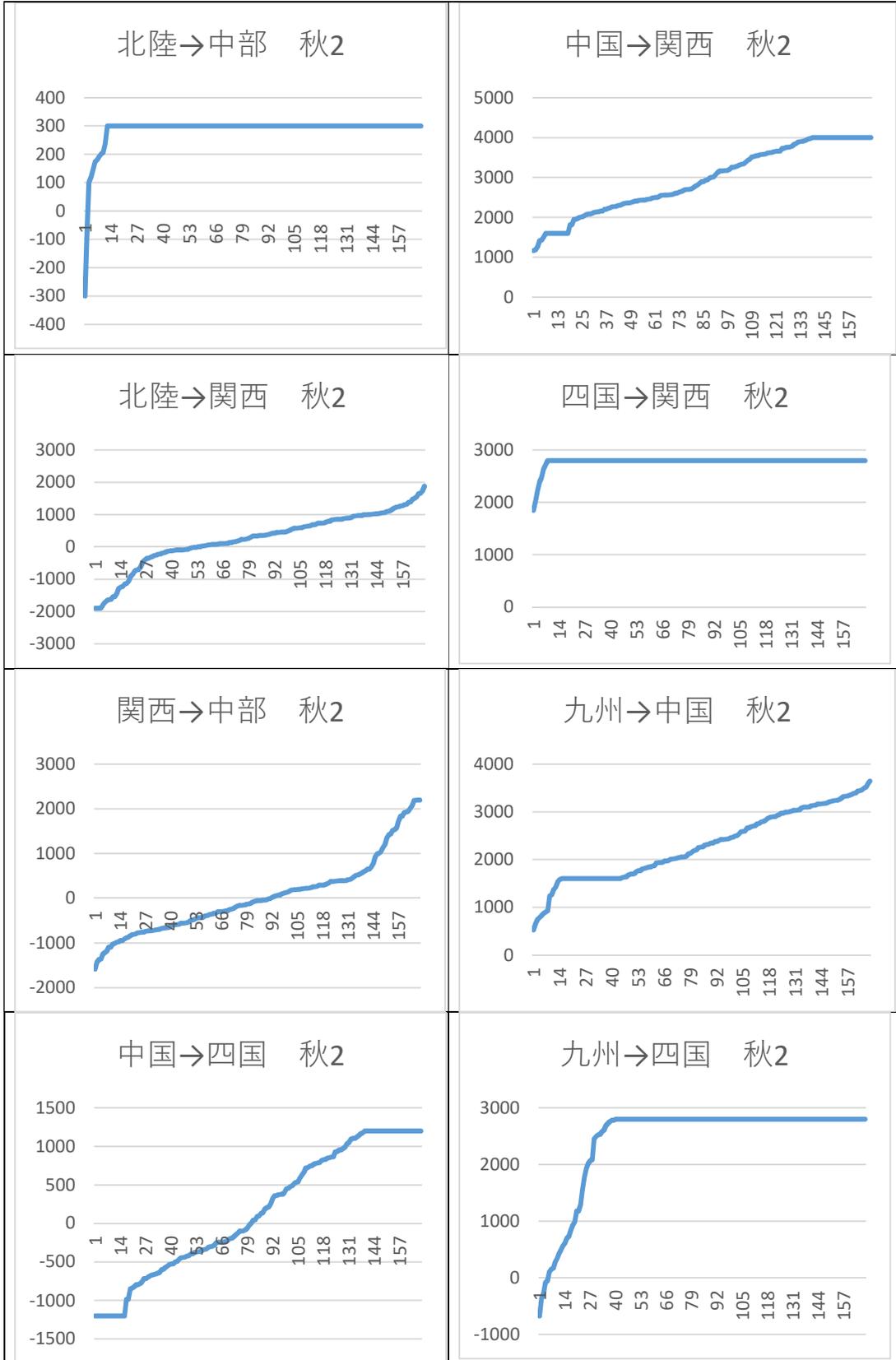
(11) 夏 系統増強あり，需要調整なし



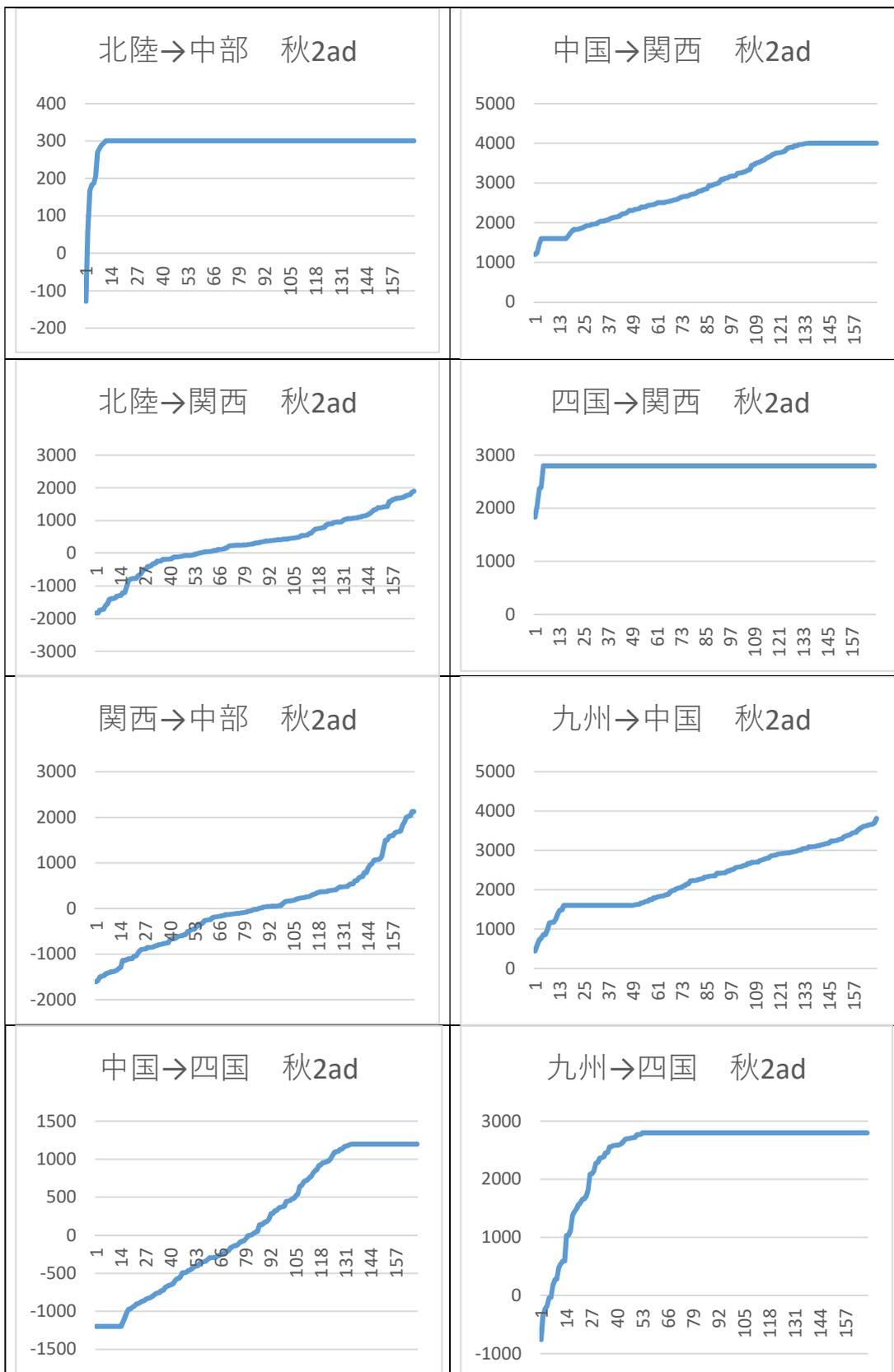
(12) 夏 系統増強あり，需要調整あり



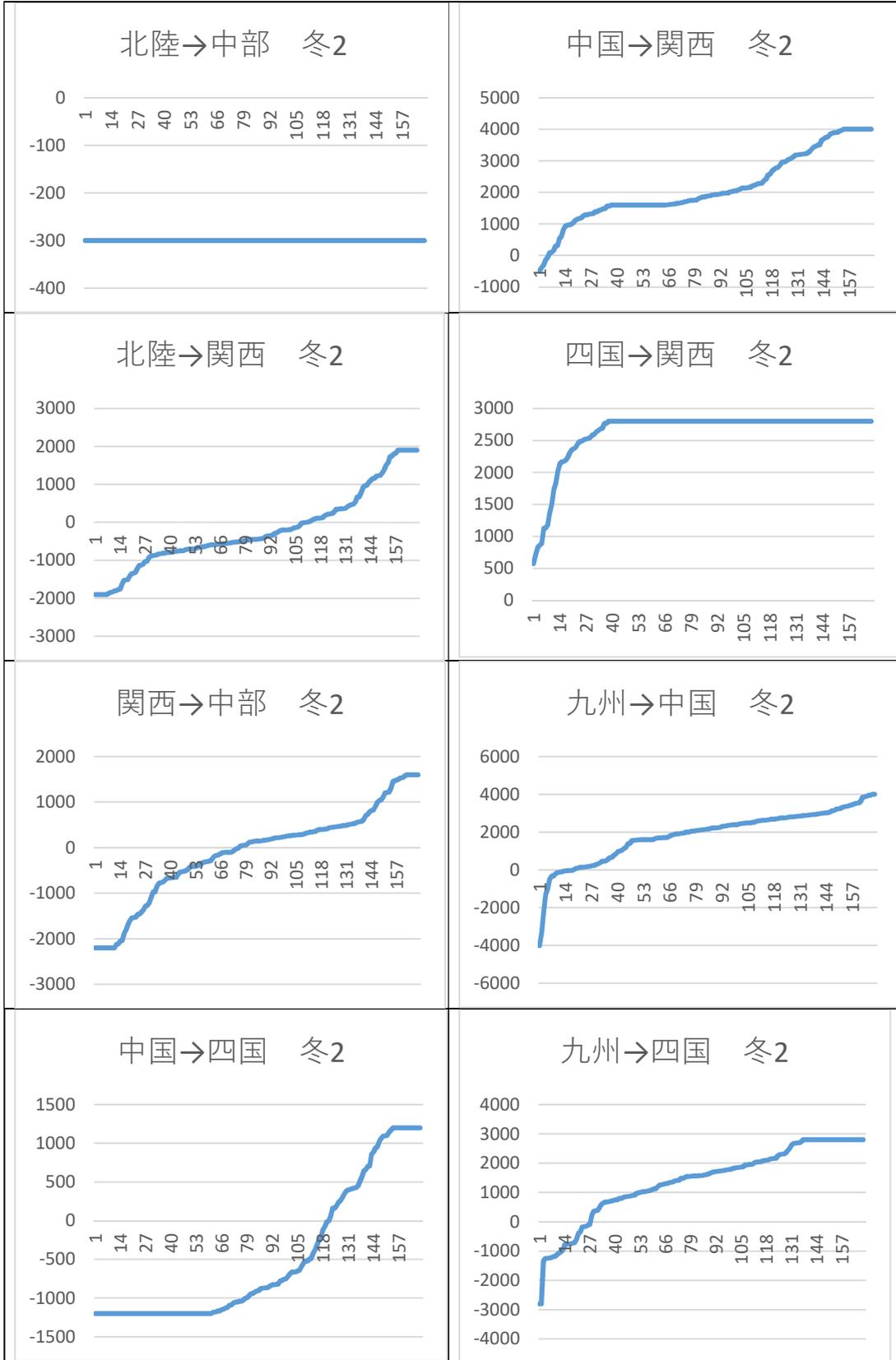
(13) 秋 系統増強あり，需要調整なし



(14) 秋 系統増強あり，需要調整あり



(15) 冬 系統増強あり，需要調整なし



(16) 冬 系統増強あり，需要調整あり

