

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

平成 22 年度

修士論文

太陽光発電大量導入における配電系統への
諸問題に対する FACTS 機器の有用性の研究

— 所要容量評価と瞬低補償効果 —

Study on usefulness of FACTS equipment to various
problems in distribution network under the large
penetration of photovoltaic generation

— Evaluation of required capacity and compensating effect of
instantaneous voltage drop —

2011 年 2 月提出

指導教員 高崎 昌洋 客員教授

096087 吉住 大介

内容梗概

本研究では、配電系統において太陽光発電が大量導入された場合における配電系統電圧逸脱問題、瞬時電圧低下時における太陽光発電一斉脱落問題の 2 点の問題に焦点を置き、これらを解決するために自励式インバータを応用したFACTS(Flexible AC Transmission Systems)を設置した。

近年太陽光発電大量導入が構想されており、需要家への供給電圧が電気事業法(101±6V)を逸脱してしまうのではないかとされている。この対策として、タップ制御や蓄電池の設置といったものが研究されており、様々な報告がなされている。さらに、太陽光発電大量導入時における問題はそれだけではなく、瞬時電圧低下時にある一定の条件を超えることにより太陽光発電一斉脱落が起きる可能性がある。

そこで本研究では電圧抑制も行え、高速制御が可能である FACTS 機器を用いる。一般に設備投資を行う場合、できるだけ少ないコストで最大限の効果を発揮しなければならない。このことより電圧逸脱問題は、電圧を制限範囲内に収めるために必要な所要容量を現実的に起こりうる太陽光発電導入の様々なパターンを考え、定量的に評価を行った。また、今までの研究報告では太陽光発電(PCS)を力率 1 運転するものが多かったが、本研究では力率を 0.85 とした場合も検討し、そのときの所要容量変化の検討も行っている。次に瞬時電圧補償として、その所要容量設置時においてフィーダ内での補償可能な範囲の評価を行った。

目次

第 1 章	序論	1
1.1	近年の太陽光発電動向	
1.2	配電系統電圧逸脱問題	
1.3	瞬時電圧低下の定義と太陽光発電への影響	
1.4	本研究の目的	
1.5	本論文の構成	
第 2 章	配電系統モデルと PV 導入条件	7
2.1	日本における配電系統	
2.2	配電系統簡易モデル	
2.3	低圧模擬モデル	
2.4	瞬低モデル	
2.5	PV 導入条件と各パターン	
第 3 章	FACTS 機器	13
3.1	FACTS 機器とは	
3.2	STATCOM	
3.3	BTB	
3.4	UPFC	
第 4 章	電圧抑制のための所要容量評価	20
4.1	シミュレーション条件	
4.2	STATCOM の所要容量	
4.3	BTB の所要容量	
4.4	UPFC の所要容量	
4.5	特殊パターンでの所要容量	
4.6	PCS 制御を組み合わせた所要容量	

4.7 第4章まとめ

第5章	瞬低補償効果	38
5.1	シミュレーション条件	
5.2	STATCOMの瞬低補償効果	
5.3	BTBの瞬低補償効果	
5.4	PCS	
5.5	第5章まとめ	
第6章	結論	56
参考文献	58
発表文献	60
付録A	STATCOM対策時瞬低各値	61
付録B	BTB対策時瞬低各値	63
謝辞	71

図目次

- 図 1-1 太陽光発電導入シナリオ
- 図 1-2 2007 年発電量内訳
- 図 1-3 一般家庭への太陽光発電
- 図 1-4 MPPT
- 図 1-5 配電系統への太陽光発電導入
- 図 1-6 瞬時電圧低下と停電の例
- 図 1-7 送電線故障原因比率
- 図 1-8 瞬低の発生実態
- 図 1-9 新規 FRT 要件

- 図 2-1 発電所から需要家まで
- 図 2-2 放射状(住宅地域；電協研モデル)
- 図 2-3 配電系統簡易モデル
- 図 2-4 中間季節期負荷需要
- 図 2-5 低圧模擬モデル
- 図 2-6 瞬低モデル
- 図 2-7 太陽光発電の最大出力(機器容量比)

- 図 3-1 STATCOM 基本構成
- 図 3-2 STATCOM 等価電力源モデル
- 図 3-3 BTB 基本構成
- 図 3-4 BTB 等価電力源モデル
- 図 3-5 UPFC 基本構成
- 図 3-6 UPFC 等価モデル
- 図 3-7 UPFC d-q 軸
- 図 3-8 UPFC 等価電力源モデル

- 図 4-1～3 各 FACTS 機器のフローチャート
- 図 4-4 STATCOM 無対策時電圧分布
- 図 4-5 STATCOM 対策時電圧分布
- 図 4-6 BTB 無対策時電圧分布
- 図 4-7 BTB 対策時電圧分布

- 図 4-8 P'3 感度選択
- 図 4-9 P'4 感度選択
- 図 4-10 UPFC 無対策時電圧分布
- 図 4-11 UPFC 対策時電圧分布
- 図 4-12 フィーダ間アンバランス
- 図 4-13 フィーダ内アンバランス
- 図 4-14 フィーダ間アンバランス(容量)
- 図 4-15 フィーダ内アンバランス(容量)
- 図 4-16 無対策時(低圧模擬モデル、PCS=0.85)
- 図 4-17 無対策時(配電系統簡易モデル、PCS=0.85)
- 図 4-18 各アンバランス時所要容量(PCS+STATCOM)
- 図 4-19 電圧分布比較

- 図 5-1 w/oSTATCOM 時電圧
- 図 5-2 withSTATCOM 時の電圧と太陽光発電
- 図 5-3 P'1STATCOM 出力
- 図 5-4 STATCOM 動作特性
- 図 5-5 P'1 主要ノードの電圧
- 図 5-6 P'4f1 末端電圧
- 図 5-7 P'6 末端電圧
- 図 5-8 BTB 設置時の瞬低モデル(系統)
- 図 5-9 直流回路
- 図 5-10 BTB 対策時と無対策時の比較
- 図 5-11 主要ノード比較
- 図 5-12 事故時各電圧(P'1f1&f2)
- 図 5-13 BTB+STATCOM

表目次

表 1-1 瞬低継続時間(保護リレー故障除去時間)

表 2-1 インピーダンスマップ

表 2-2 シミュレーションパターン

表 4-1 STATCOM 所要容量

表 4-2 BTB 所要容量

表 4-3 UPFC 所要容量

表 4-4 所要容量(PCS+STATCOM)

表 5-1 STATCOM による FRT 要件を満たす範囲

表 5-2 BTB による FRT 要件を満たす範囲

表 5-3 フィーダ 2 事故

第1章

序論

1.1 近年の太陽光発電動向

近年様々な分野においてCO2削減が注目されており、電力分野においても重要な技術課題となっている。この電力分野においてクリーンなエネルギー源として自然の力を用いた再生可能エネルギーが注目を集めている。この再生可能エネルギーとして太陽光、太陽熱、風力、地熱、バイオマス、小・中水力発電が挙げられる。この中でも日本において太陽光発電は大きな注目を集めており、配電系統に少しずつ連系されてきている。図1-1のように2020年に28GW、2030年には53GWの導入目標が提言されている。そのなかでも2020年の28GWのうち80%、2030年の53GWのうち60%は住宅用太陽電池だといわれている。ただし、現状は図1-2のように再生可能エネルギーが発電部門に占める割合はとて少なくて、今後の導入が期待されている。

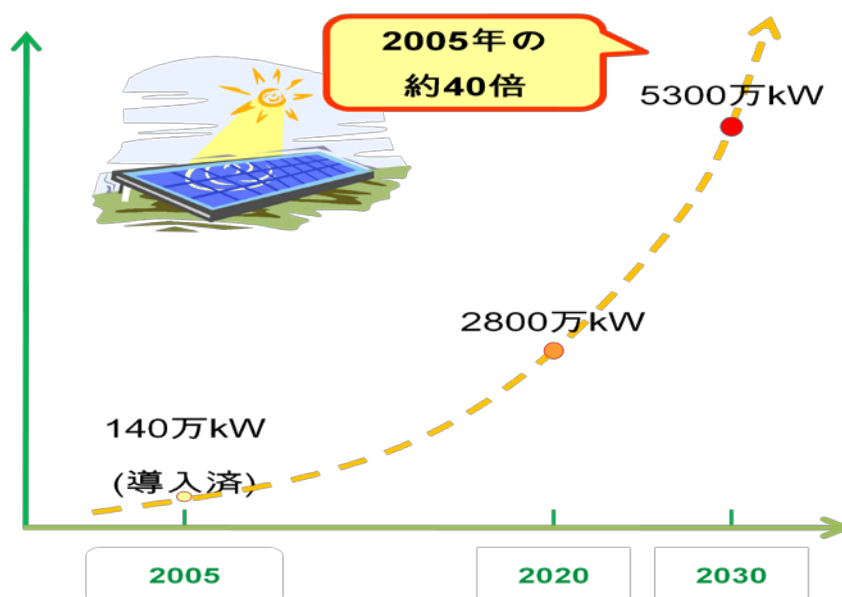


図1-1 太陽光発電導入シナリオ

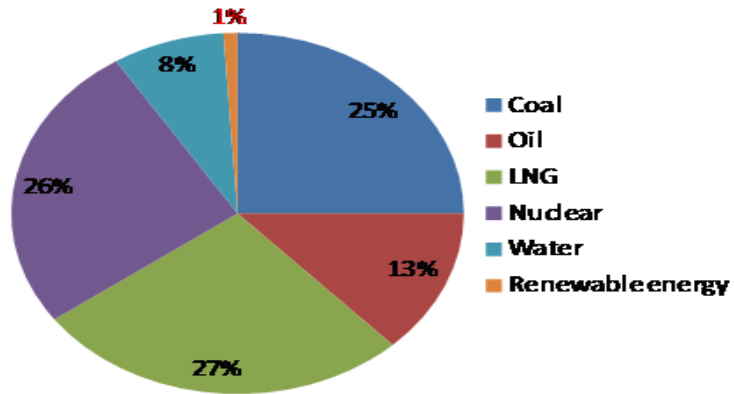


図 1-2 2007 年発電量内訳

実際に太陽光発電を一般家庭に導入する場合、図 1-3 のように太陽光発電は PCS(Power Conditioning System)を通して電力供給を行っている。この PCS は、太陽光発電が直流電源なので家庭に合うよう交流に直す DC/AC 変換機能や図 1-4 のように常に太陽光発電がフル出力をするための機能である MPPT(Maximum Power Point Tracking)をもっている。

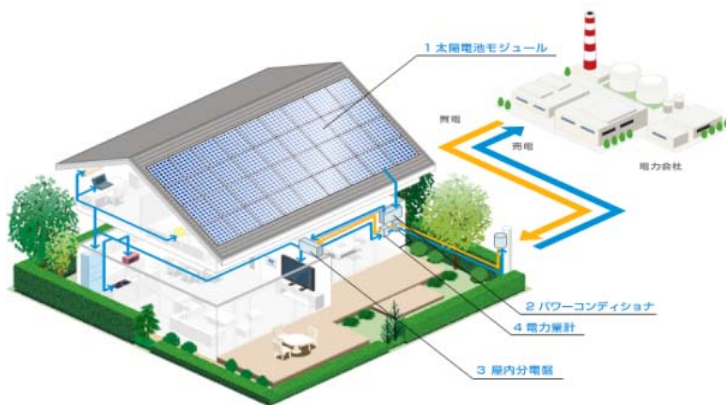


図 1-3 一般家庭への太陽光発電

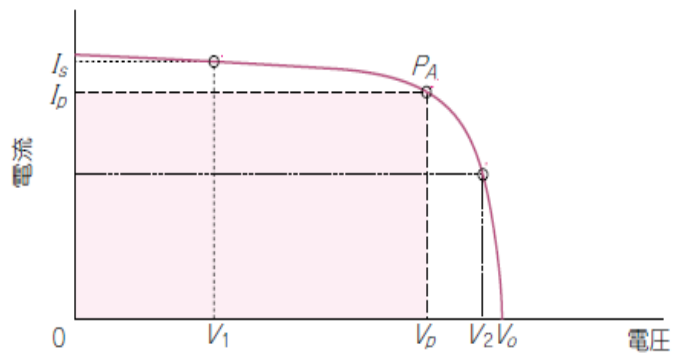


図 1-4 MPPT

しかし、その一方で再生可能エネルギーをエネルギー源とする分散型電源をはじめとし、導入量や出力の不確実性などから電力系統の計画、運用、事故など様々な問題点も多く指摘されている。それらの問題点を次の 1.2、1.3 節において説明を行う。

1.2 配電系統電圧逸脱問題

現在日本において電気事業法が定められており、一般家庭への電力供給において $101 \pm 6V$ 以内となっている。しかし前述の通り配電系統へ大量の太陽光発電が導入された場合、この電圧値を大きく上回ってしまう可能性がある。これをわかりやすく図に示したものを図 1-5 に示す。この図は上図が配電系統であり、配電用変電所から主幹線を経て、放射状に送電線が一般家庭へと伸びている。下図はフィーダの電圧分布であり、赤線のように太陽光発電により電圧が大きく逸脱してしまっている。日本の電化製品は $101 \pm 6V$ 以内の規格で作られているので電圧が大きく逸脱してしまった場合、機器の寿命の低下や、最悪機器の故障が起きる可能性が考えられる。それだけではなく、太陽光発電が連系されるまでの配電系統では、潮流は配電用変電所から配電系統の末端の負荷に向けて一方方向に流れるだけであったことに対し、太陽光発電が連系されるようになると、潮流の方向が定まらなくなり、配電系統の電圧分布維持がこれまでの制御方式ではうまく機能しなくなり、配電用変電所に潮流が流れ込む(バンク逆潮流)がおきることが考えられる。今現在日本においてこのバンク逆潮流は禁止されており、タップ制御、パワーエレクトロニクス機器、電力貯蔵装置、揚水式発電所での吸収など様々な研究がされている。

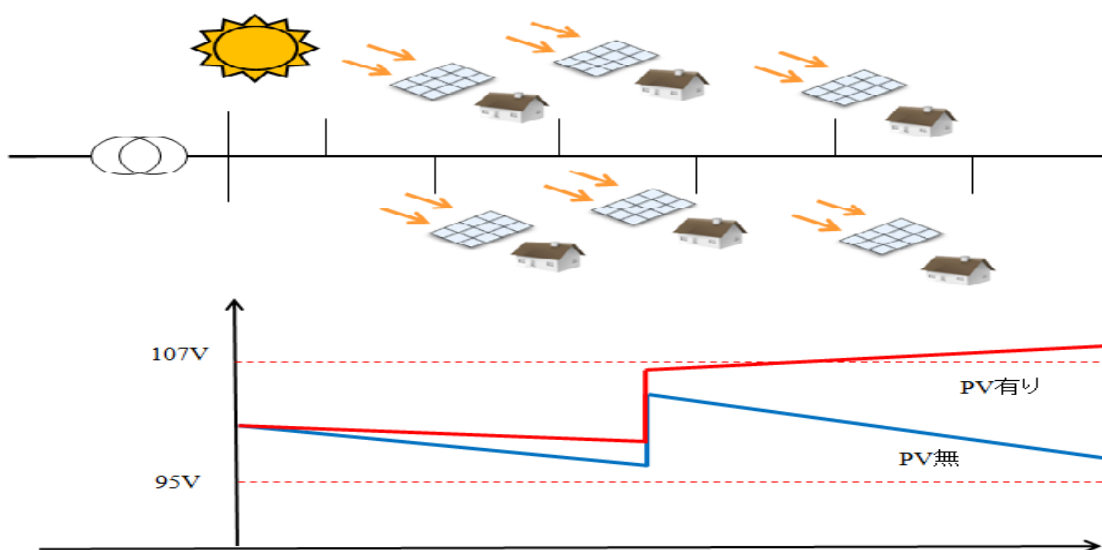


図 1-5 配電系統への太陽光発電導入

1.3 瞬時電圧低下の定義と太陽光発電への影響

瞬低とは電圧が瞬間的に低下する現象であり、特に基準は定められていないが、「送電線等の事故除去のため2秒程度以下の短い時間、電圧が通常の90%程度以下に低下した場合」を瞬低と呼んでいる。なお、電圧が途絶えたのち1分程度以内に電圧が回復することを短時間停電、電圧が途絶えることを停電という。この一連の現象を図1-6のように例を示す。図のように送電線1に事故が発生したことにより需要家Aでは停電が発生し、需要家Bは影響を受け瞬時電圧低下が発生している。

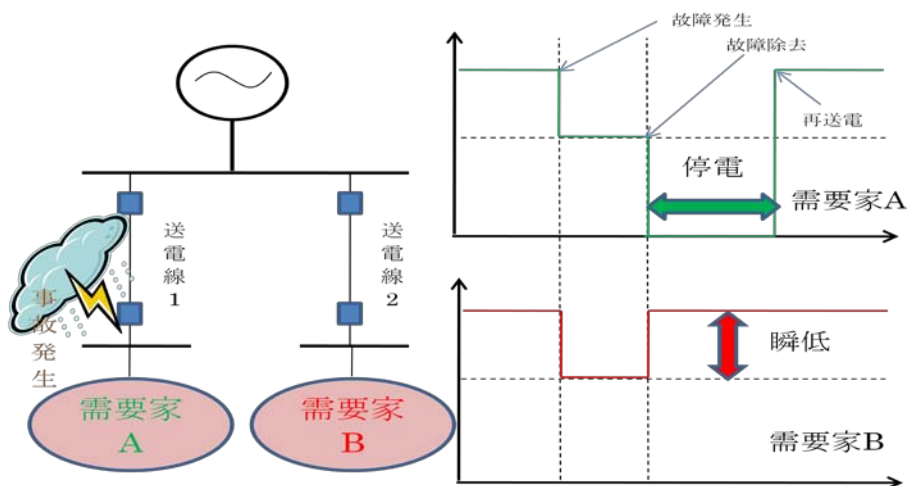


図 1-6 瞬時電圧低下と停電の例

主な原因は落雷や雪害などの気象によるものである(図1-7)。送電線に落雷すると送電線に高電圧が発生する。送電線と鉄塔の間は平常時では絶縁されているが、高電圧により絶縁が保てなくなり送電線から鉄塔に過電流が流れ地絡する。これをフラッシュオーバーという。この過電流により送電線で電圧降下が発生し、末端の電圧が低下する。フラッシュオーバーが発生すると送電線の保護リレーが送電線故障を検出、動作し送電線の送電端と受電端の遮断機を開き故障している部分を電力系統から切り離し、健全な回線からの送電を継続する。故障している部分が電力系統から切り離されると、電圧は回復する。このフラッシュオーバーから故障送電線の切り離しまでの故障除去にかかる時間は0.007~0.2秒程度。送電線が上位になればなるほど広範囲に電力を送電しているので、故障除去時間が短くなるよう配慮されている。なお、年間の瞬低の発生実態を図1-8に、各電圧階級における故障除去時間を表1-1に示す。1需要家当たり平均5回/年発生していると言われている。

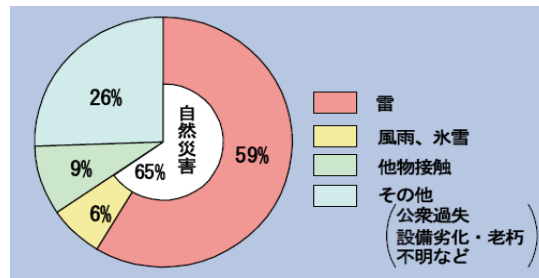


図 1-7 送電線故障原因比率

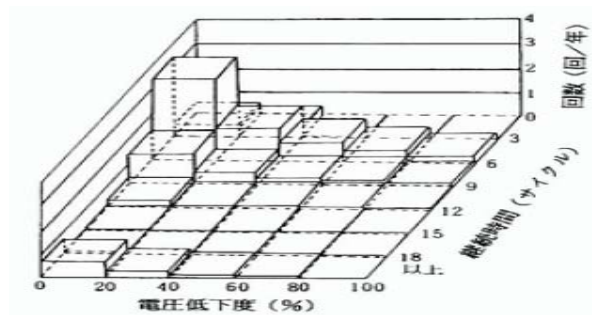


図 1-8 瞬低の発生実態

表 1-1 瞬低継続時間(保護リレー故障除去時間)

電圧階級	瞬低継続時間(秒)
500kV系	0.007～0.3
275kV系	0.007～0.3
154kV系	0.1～2
77/66kV系	0.1～2
6.6kV系	0.3～2

一般家庭への太陽光発電大量導入時において電圧逸脱以外に瞬時電圧低下時においても問題が発生する。この問題とは、現状の PCS には FRT(Fault Ride Through:瞬時電圧低下時運転継続)があり、その条件を上回る場合に最悪 PV 一斉脱落が起きることが想定されている。

実際には瞬時電圧低下が起きた場合過電流が流れることにより太陽光発電ではなく PCS を停止しなければならないことにより脱落が起きる。現状の PCS においては約 20%の電圧低下で PCS は停止するものもある。現在検討されている新規の FRT 要件として電圧低下 80%、継続時間は 1 秒以内、つまり図 1-9 を守るようにしなければならない。

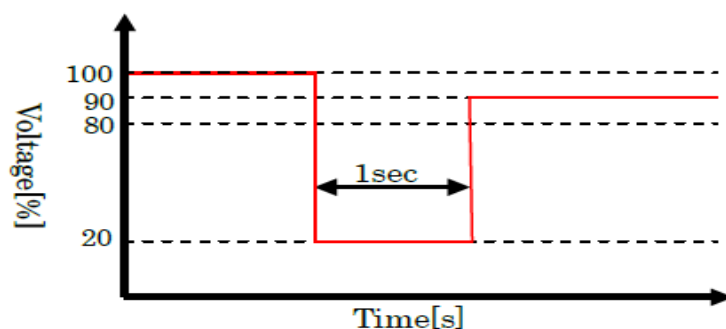


図 1-9 新規 FRT 要件

1.4 本研究の目的

第 1 章において太陽光大量導入時における問題点について書いてきた。そこで本研究において電圧逸脱問題、瞬時電圧低下問題について解決すべく、FACTS(Flexible AC Transmission System)機器を導入し、電圧逸脱の対策への必要なインバータ最少容量の算定を行う。また、FACTS 機器は電圧抑制だけでなく、高速制御が可能であるメリットを活かし、その容量設置時における瞬時電圧低下時 PV 一斉脱落を防ぐための補償効果を明らかにする。

1.5 本論文の構成

第 2 章ではシミュレーションに用いた配電系統モデルを 3 種類紹介し、太陽光発電導入のベースパターンを示す。

第 3 章では本研究で用いた FACTS 機器の基本的な動作や機器構成、モデルを示す。

第 4 章では 2 章、3 章の導入条件やモデルを用い電圧逸脱を防ぐための必要最小容量の算定を行っていく。また、それに加えベースパターン以外のパターンや PCS の力率制御を組み合わせた場合の検討も行う。

第 5 章では配電用変電所の上位側での事故を想定し、第 4 章で求めた最少容量での瞬時電圧低下補償効果の検討を行う。

第 2 章

配電システムモデルと PV 導入条件

2.1 日本における配電システム

電力システムとは、電力を需要家の受電設備に供給するための、発電・変電・送電・配電を統合したシステムである。日本では、10 の電力会社がそれぞれ電力システムをもち、沖縄電力を除いた 9 電力会社の電力システムは近隣のいずれかの電力システムと接続されている。日本の商用電力のほとんどはこの巨大な電力システムに接続されている。50Hz と 60Hz をつなぐ東京電力と中部電力接続など、いくつかの接続は直流を介しており、相互影響が少ないが、ある電力システムが不安定になることは、接続された他の電力システムに影響を与えうる。大陸では国境を越えた電力システムの接続も行われている。

電力の供給の流れは、発電所で発電された電力を、3 相 3 線式で送電ロスを減らすため、基幹的な長距離送電の区間は出来るだけ高電圧で送電され、消費地に近い場所で何段かに分けて電圧が降圧される。柱上変圧器以降は単相 2 線式や単相 3 線式での配電も行なわれる。この流れを図 2-1 のように表す。この図の中で配電用変電所以下のピンクで囲われた部分を配電システムと呼ぶ。日本において配電システムは配電用変電所より需要家まで図 2-2 のように放射状(樹枝状)に分かれており、高圧フィーダ需要に応じて樹枝状に分岐させ、区分開閉器を通して接続された変圧器で供給する、配電方式である。この放射状システムは以下のような特徴を持つ。

- 保安装置などの施設が単純で安価である。
- 幹線から分岐線を敷設するだけで、新規需要に対応可能である。
- 分岐線の事故時は、簡単に分岐線を開放でき、停電範囲を局在化できる。
- 幹線の事故時は、停電が広範囲となる。

本研究においてこのような配電システムを簡易的に模擬したものをを用いる。実際に使用したモデルを次節 2.2 より説明する。

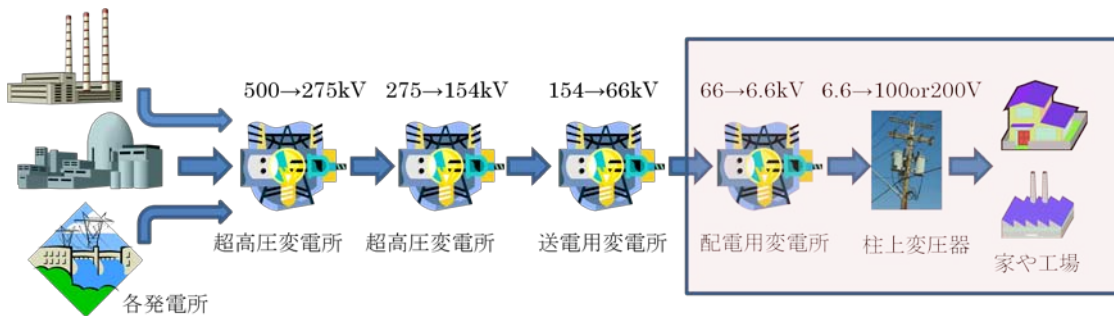


図 2-1 発電所から需要家まで

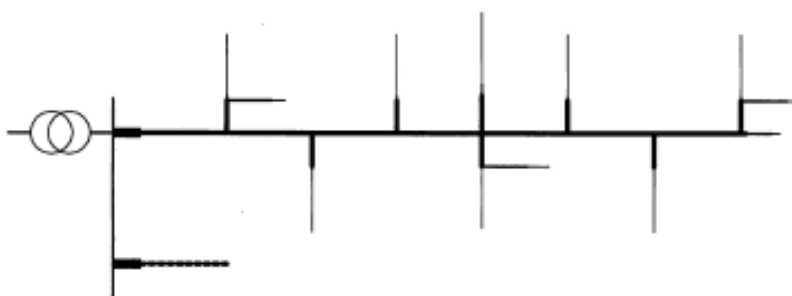


図 2-2 放射状(住宅地域；電協研モデル)

2.2 配電系統簡易モデル

電圧逸脱問題へのシミュレーションに用いる配電系統モデルを図 2-3 に示す。このモデルでは低圧系統(100V 系)は模擬せず、6.6kV 系から換算を行い電圧値を求めるものである。このときのインピーダンスマップを表 2-1 に示す。タップ変更点はノード 6 とし、1 フィーダに 1000 軒、1 ノードに 100 軒の家庭があることとしている。このタップ比の場合、例えば送り出し電圧が 6720V の場合タップ変更点であるノード 6 において約 150V ほどの電圧降下になる。電圧制限については、この簡易モデルにおいて低圧は考慮していないのでタップ比をもとに低圧換算するため、低圧部分の電圧降下を考慮し電圧制限範囲を $101 \pm 6V$ から変更しなければならない。そこで電圧範囲を 106~102V とした。

また、1 フィーダあたりの負荷需要は中間季節期 12 時のものを用い、図 2-4 のようになる。この負荷は均等にノードに入っているものとする。

※今後図 2-3 の上部のフィーダをフィーダ 1、下部をフィーダ 2 と便宜的に呼ぶことにする。

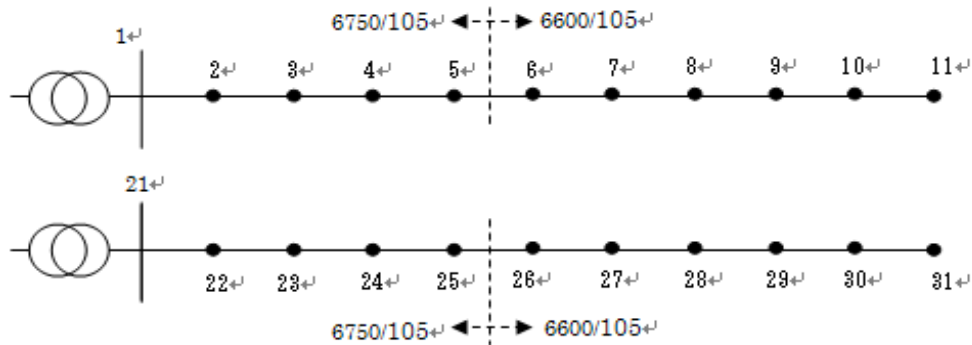


図 2-3 配電系統簡易モデル

表 2-1 インピーダンスマップ

from	to	R[p.u.]	X[p.u.]	Y/2[p.u.]	ブランチ番号
1	2	0.00324	0.00393	0.0001	1
2	3	0.02579	0.04413	0	2
3	4	0.02579	0.04413	0	3
4	5	0.02579	0.04413	0	4
5	6	0.02579	0.04413	0	5
6	7	0.02579	0.04413	0	6
7	8	0.02579	0.04413	0	7
8	9	0.02579	0.04413	0	8
9	10	0.02289	0.02159	0	9
10	11	0.08976	0.0359	0	10

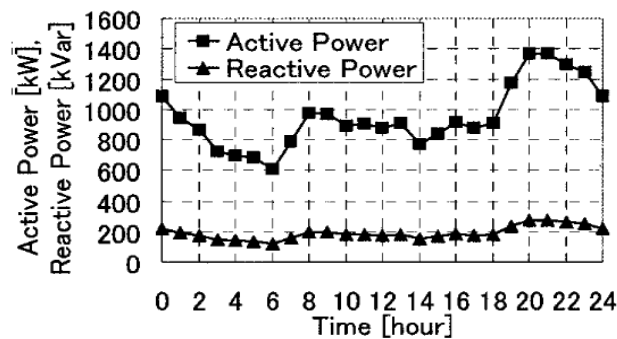


図 2-4 中間季節期負荷需要

2.3 低圧模擬モデル

本研究において FACTS 機器に PCS の力率制御を加えた場合も考慮する。実際には PCS は低圧側に繋がっており、低圧側のインピーダンスにより力率制御の効果が小さくなるのではないかとされている。そこで本モデルは先ほどの簡易モデルと違い低圧側の損失を含めるために低圧模擬をしなければならない。各ノードには柱上変圧器が 4 台(75kVA)あり 1 つに 25 軒の家がある。この 4 台×25 軒を 1 つにまとめた低圧模擬モデルを図 2-5 に示す。

なお PCS は力率 0.85 とする。

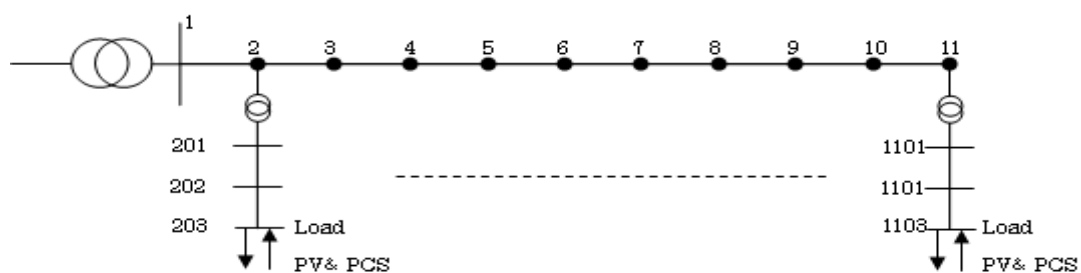


図 2-5 低圧模擬モデル

このとき新規に加えたノードのインピーダンスは以下のように設定した。

2-201 間 $R=0.2125[\text{pu}], X=0.55625[\text{pu}]$

201-202 間 $R=0.03875[\text{pu}], X=0.03875[\text{pu}]$

202-203 間 $R=0.115[\text{pu}], X=0.0047[\text{pu}]$

2.4 瞬低モデル

次に瞬時電圧低下を考慮するため、上位(66kV系)と無限大発電機を加え、66kV-6.6kV-100V系で構成された瞬低モデルを図 2-6 に示す。このモデルではノード 12(配電用変電所上位側)に事故模擬リアクタンスを入れることにより事故を模擬する。このモデルにおいて電圧低下率の基準を事故ノード 12 とする。

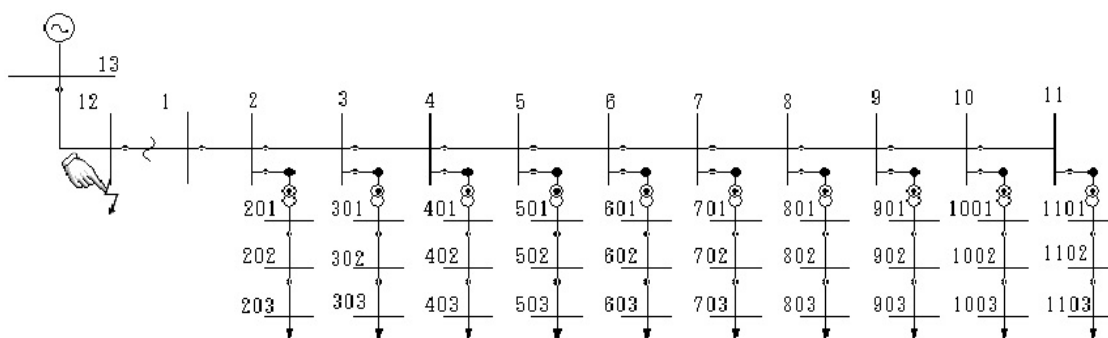


図 2-6 瞬低モデル

2.5 PV 導入条件と各パターン

今まで説明した 3 つのモデルに太陽光発電を導入するにあたって導入量を考えていく。一般家庭に入る太陽光発電は 4kW 級を考え、図 2-7 のような 12 時に機器容量比が 0.8、つまり太陽光発電出力 $4\text{kW} \times 0.8 = 3.2\text{kW}$ とする。

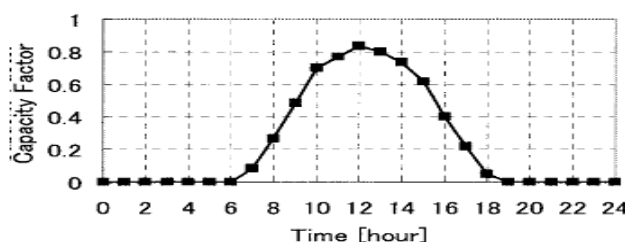


図 2-7 太陽光発電の最大出力(機器容量比)

第 1 章図 1-1 の説明通り 2020 年には 28GW 中の 80%が、2030 年には 53GW 中の 60%の住宅が太陽光発電を導入していることになっており、現在の日本の全戸建住宅は約 3000 万軒あるといわれているので、つまり 2020 年は日本の全戸建住宅のうち・・・

$$2800\text{kW} \times 0.8 / 4\text{kW} \times 0.8 = 700 \text{ 万軒}$$

$$700 \text{ 万軒} / 3000 \text{ 万軒} \cong 0.25$$

となり約 25%の家が太陽光発電を導入していると言える。

2030 年は日本の全戸建住宅のうち・・・

$$5300\text{kW} \times 0.6 / 4\text{kW} \times 0.8 = 1087.5 \text{ 万軒}$$

$$1087.5 \text{ 万軒} / 3000 \text{ 万軒} \cong 0.40$$

となり約 40%の家が太陽光発電を導入していると言える。

この家庭用太陽電池導入率を踏まえ、表 2-2 のような太陽光発電導入シナリオを考える。大きくわけて 2020 年度、2030 年度の年度条件、フィーダ内もしくはフィーダ間にアンバ

ランスがある場合で分けることができ、前者をフィーダ内アンバランス、後者をフィーダ間アンバランスと呼ぶことにする。このように分けた理由はフィーダ内アンバランスの場合フィーダ末端の電圧が高くなることにより条件が厳しくなり、フィーダ間の場合はBTBやUPFCのようなループがある装置に有利に働く可能性があるからである。また、片方のフィーダに雲が陰ったりしたときに出力がフルフィーダとゼロフィーダというパターンも考えられるが、両フィーダともにフル出力のほうが必要な容量は明らかに大きくなるので今回は考慮しない。

表 2-2 シミュレーションパターン

パターン名	年度条件	PV設置条件(比率)	
		フィーダ1	フィーダ2
P*1	2020	1	1
P*2	2030	1	1
P*3	2020	2	1
P*4	2030	2	1
P*5	2020	フィーダ内不均一	フィーダ内不均一
P*6	2030	フィーダ内不均一	フィーダ内不均一

※フィーダ内不均一はフィーダのノード前半部：後半部=1:2の割合で導入した場合

第3章

FACTS 機器

3.1 FACTS 機器とは

パワーエレクトロニクスは、電力用半導体素子を用いた電力変換、電力開閉に関する技術を扱う工学である。広義では、電力変換と制御を中心とした応用システム全般の技術とも言える。

電力変換の基本となる整流回路は1897年にドイツの物理学者であるレーオ・グレーツによって考案された（グレーツ回路）。1957年、ゼネラル・エレクトリック社によって開発されたサイリスタの登場以後、それまでの回転機や磁気、液体、気体などを用いたものと変わって、固体の半導体素子による電力変換、電力開閉技術が発展した。1969年、ゼネラル・エレクトリックのハーバート・ストームがIEEE（アメリカの電気電子学会）の雑誌『スペクトラム』の記事で固体パワーエレクトロニクスという用語を用いてその定義を説明した。また1973年、ウェスティングハウス社のウィリアム・ニューウェルによって「パワー（電気・電力・電力機器）と、エレクトロニクス（電子・回路・半導体）と、コントロール（制御）を融合した学際的分野」と図を用いて説明された。以後、電力用半導体素子や制御用コンピュータの進化などによって発展・繁栄した。

代表的な技術例として、交流から直流に変換する順変換器（整流器）、直流を交流に変換する逆変換器（インバータ）などの半導体電力変換装置が挙げられる。またその利用例として、発電や送電などの電力分野、回転機・ファン・ポンプ・ブローなどを利用する産業分野、通信システムや工場などの電源装置、電車の駆動・変電などの電気鉄道分野、自動車、家庭用電化製品など非常に幅広く使用されている。電力分野においても年々と風力や太陽光が注目を集めており、電圧逸脱問題や周波数変動抑制としてパワーエレクトロニクス機器の需要は高まっていると言える。

このような近年電力システムの複雑化や需要の増加、再生可能エネルギーの増加といった様々な解決手法のひとつとして、交流電力システムの弱点をそれぞれの用途に応じて改善する半導体を用いた高速制御が可能なFACTS(Flexible AC Transmission Systems)機器と呼ばれるパワーエレクトロニクス機器が期待されている。このFACTS機器は高速制御、高信頼度を誇るため電力用コンデンサやリアクトルに代わってFACTS機器を用いる研究が数

多くされている。これまでの研究内容として、潮流制御、送電能力拡大、電圧制御、過渡安定度の向上といったものが一例としてあげられる。

FACTS機器にも様々な種類があり代表的にはSVC (Static Var Compensator)、自励式SVCであるSTATCOM (Static Synchronous Compensator)、交直変換器を持つBTB (Back to Back)、SSSC (Static Synchronous Series Compensator)、STATCOMとSSSCを組み合わせたUPFC (Unified Power Flow Controller) といったものが挙げられる。従来のFACTS機器であるSVCは他励式変換器であったが、近年GTO (Gate Turn Off Thyristor) といった自己消弧機能をもつ半導体デバイスの登場によって、STATCOMといった自励式変換器を用いたFACTS機器が誕生した。

本研究において上記で挙げた STATCOM、BTB、UPFC を用い所要容量の算定と瞬時電圧低下対策を行っていく。次節 3.2 より用いた各 FACTS 機器の動作や構成、シミュレーションモデルの説明を行う。

3.2 STATCOM

STATCOM の基本的な構成を図 3-1 に示す。自励式変換器と直流コンデンサから構成され、この機器は分路変圧器を介し系統に並列に繋ぎ、無効電力の供給、吸収を行うことができる。通常自励式変換器は定格範囲内で変換器を通過する有効電力、無効電力を独自に制御できるが、STATCOM は背後電圧を持たないために無効電力のみ制御が行える。

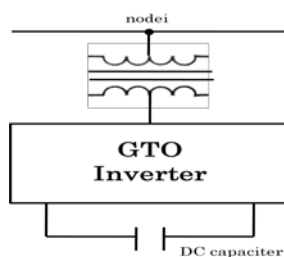


図 3-1 STATCOM 基本構成

STATCOM の等価電力源モデルを図 3-2 に示す。このモデルにおいて、端子電圧の影響を受けることなく無効電力の制御が可能である。つまり、操作可能な変数は Q_{inj} のみであり、この値のみでインバータ容量を計算することができる。インバータ容量の式は以下となる。

$$Inv = |Q_{inj}|$$

なお、このような等価電力源と考えた場合、STATCOM は潮流計算上ではあたかも可変負荷のような動作をすることになり、操作変数を変える毎に潮流計算をし直すことになる。

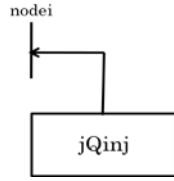


図 3-2 STATCOM 等価電力源モデル

3.3 BTB

BTB は 2 つ以上の電力系統を直流で連系する装置である。系統間の距離が長ければ直流送電、隣接していれば BTB となる。BTB の基本的な構成を図 3-3 に示す。この BTB は Back to Back(背中あわせ)という名の通り、自励式変換器が 2 台背中あわせのように設置されており、交流を直流に変換し、また交流に戻す。系統の別々のノードから変圧器を介し直列に接続されている自励式変換器 2 台を、直流回路を通して接続している。このため nodei から nodej、nodej から nodei といった双方向の有効電力の融通が可能となっている。

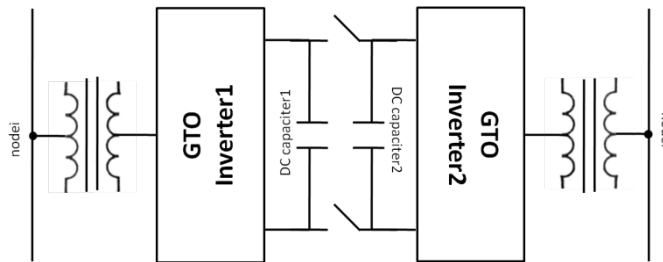


図 3-3 BTB 基本構成

BTB の等価電力源モデルを図 3-4 に示す。BTB は自励式変換機の無効電力を合わせると $P_i (= -P_j)$ 、 Q_i, Q_j の計 3 つの操作変数を持つことになり、インバータ容量は以下の式のようにになる。

BTB も STATCOM と同様等価電力源モデルになるので、可変負荷として取り扱うことができる。

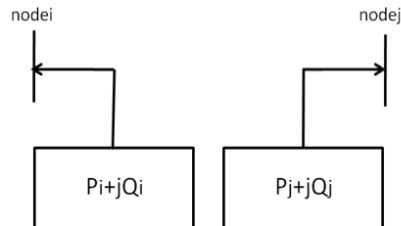


図 3-4 BTB 等価電力源モデル

3.4 UPFC

UPFC の基本的な構成を図 3-5 に示す。UPFC は分路変圧器を介し、系統に並列に接続されている自励式変換器 1(インバータ 1)と、系統に直列に接続されている自励式変換器 2(インバータ 2)、さらにこれらの自励式変換器を繋ぐ直流コンデンサで構成されている。自励式変換器 1(インバータ 1)側を STATCOM 側、自励式変換器 2(インバータ 2)側を SSSC 呼ぶこともある。

UPFC は 2 つの自励式変換器を直流コンデンサで接続しているため、片側の自励式変換器が発生、吸収した有効電力を、もう片側の自励式変換器が補償することが出来、直流コンデンサに保持されているエネルギーを変動されることなく有効電力の制御を行うことができる。つまり自励式変換器 2 つが持つ無効電力に加え、通過する有効電力も制御できるということになる。

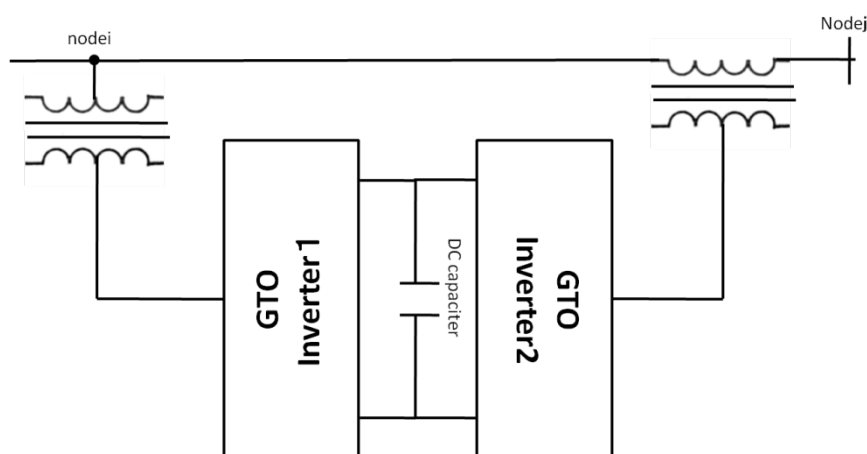


図 3-5 UPFC 基本構成

UPFC をシミュレーションモデル化するためには、STATCOM と BTB と違い様々な計算が必要となる。ここで図 3-5 を図 3-6 のような等価モデルとして表現する。図 3-6 は Inv1 側が供給する無効電力、吸収する有効電力をそれぞれ等価電流源として模擬し、Inv2 側が直列変圧器を介して印加する電圧を等価電圧源として模擬している。

図 3-6 では電圧に添え字で d, q と書いてある。これは実際には UPFC の印加電圧を $d-q$ 軸変換を行っていることを意味する。そこで $d-q$ 軸変換を行うために、母線ノードを $D-Q$ 軸とし、 $nodej$ の電圧ベクトルと平行に d 軸と定めた $d-q$ 軸座標系を図 3-7 のように定義し、この $d-q$ 軸座標系から各値を求める。なお UPFC の操作変数は V_{du}, V_{qu}, Q_{inj} の計 3 つとなる。

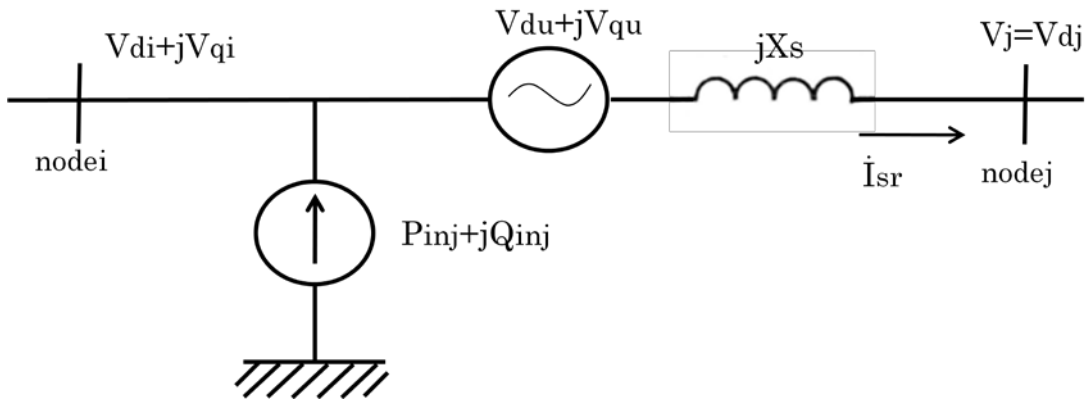


図 3-6 UPFC 等価モデル

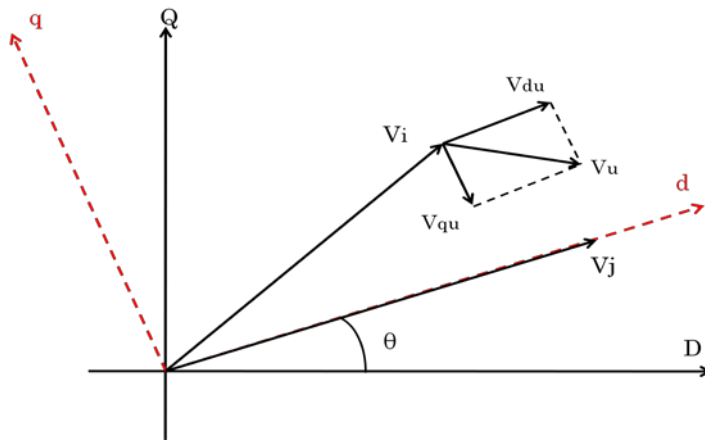


図 3-7 UPFC d-q 軸

図 3-7 より d-q 軸変換の計算式は、d-q 軸は D-Q 軸から見て反時計まわりなので θ の順回転変換行列を掛けてやればよく、

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_D \\ V_Q \end{bmatrix}$$

として d-q 軸変換を行うことができる。

ここで図 3-6 のようなただの等価モデルのままではシミュレーションに組み込むことは難しいので、図 3-8 のように等価電力源モデルに変更を行う。この等価電力源モデル BTB のように nodei に P_i, Q_i を、nodej に P_j, Q_j の電力を注入することができ、STATCOM や BTB と同様潮流計算上可変負荷のような扱いとなる。

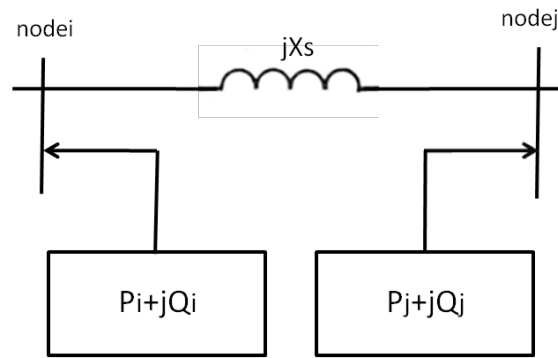


図 3-8 UPFC 等価電力源モデル

ここで図 3-6 を図 3-8 に変換を行うために各値を求める計算を行う。 P_{inj} は図 3-6 の電圧源から出る有効電力と考えることができ、

$$\begin{aligned}
 P_{inj} &= -\text{Re} \left[(V_{du} + jV_{qu}) \cdot \overline{I_{sr}} \right] \\
 &= -\text{Re} \left[(V_{du} + jV_{qu}) \cdot \left(\frac{V_{di} + jV_{qi} + V_{du} + jV_{qu} - V_{dj}}{jX_s} \right) \right] \\
 &= \frac{(V_{du} V_{qi} + V_{du} V_{qu} - V_{qu} V_{du})}{X_s}
 \end{aligned}$$

として計算を行うことができる。

(I_{sr} はオームの法則より求めることができる)

ノード i に供給される有効電力、無効電力は

$$\begin{aligned}
 P_i + jQ_i &= P_{inj} + jQ_{inj} - (V_{di} + jV_{qi}) \frac{(V_{du} + jV_{qu})}{jX_s} \\
 &= \frac{V_{qu} V_{dj}}{X_s} + j \left(Q_{inj} - \frac{V_{du} V_{di} + V_{qu} V_{qi}}{X_s} \right)
 \end{aligned}$$

となる。

ノード j に供給される有効電力、無効電力は

$$P_j + jQ_j = (V_{dj} + jV_{qj}) \frac{(\overline{V_{du} + jV_{qu}})}{jX_s}$$

$$= -\frac{V_{qu} V_{dj}}{X_s} + j \frac{V_{du} V_{dj}}{X_s}$$

として求めることができる。これまでの研究ではこの X_s をフェーザ図より計算するものが多かったが、本研究では Inv2 側の容量の 20%Z として計算を行った。これは実際に機器設計を行う場合にこれ位の値で設計しており、この値を用いることにより機器運用の際の短絡電流防止用になるからである。

以上より UPFC の等価電力源モデルの各操作変数の適用の計算を示した。しかしこのモデルの場合、STATCOM, BTB と違い不確定要素が含まれる。つまり、操作変数を変更し、潮流計算を繰り返す度に操作変数以外の値も刻一刻と変化してしまうことにある。しかも、リアルタイムでの更新が難しいためにこのモデルでは前回の潮流計算値の V_i, V_j, X_s の値を使うことになる。よって実際に出力された結果はアバウトの値となってしまうが、操作変数の刻み幅を小さくすることにより、ある程度の精度は保たれると推測して、本研究を進めた。

最後に UPFC の Inv 容量は以下となる。

$$\text{Inv1} = \sqrt{\left(\frac{V_{du} V_{qi} - V_{qu} V_{di} + V_{qu} V_{dj}}{x}\right)^2 + Q_{inj}^2}$$

Inv2

$$= \sqrt{\left(\frac{V_{du} V_{qi} - V_{qu} V_{di} + V_{qu} V_{dj}}{x}\right)^2 + \left(\frac{V_{du}^2 + V_{qu}^2 + V_{qu} V_{qi} + V_{du} V_{di} - V_{du} V_{dj}}{x}\right)^2}$$

第 4 章

電圧抑制のための所要容量

4.1 シミュレーション条件とフローチャート

基本的には第 2、3 章でものを使用する。今までのシミュレーション条件と新規に追加するシミュレーション条件をまとめると・・・

今までのもの

- 1、電圧制限は 106～102V。各ノードには均等に負荷が入っているものとする。
- 2、負荷、太陽光発電出力は中間季節期 12 時($P_{load}=900kW, Q_{load}=200kvar, PV_{output}=3.2kW$)のものを使用する。また PV は力率 1 の一定運転を行う。
- 3、2020 年には 25%の家が、2030 年には 40%の家が太陽光発電を導入している。

新規の条件

- 1、STATCOM は 1 ノード 300kVA までの容量とし、フィーダの末端から設置を行っていく。これは STATCOM の将来的な柱上設置を考えており、1 ノードについている柱上変圧器が 300kVA 程度なのでその容量と同じ値にした。末端から設置とは、例えばノード 11 に 300kVA の設置を行い、それでも電圧制限違反を起こしていた場合次のノード 10 にという流れになる。
- 2、BTB と UPFC はフィーダの末端のみに設置を行う。またフィーダ末端同士は十分に近いものとする。

次に所要容量を求めるためのフローチャートを図 4-1、4-2、4-3 に示す。この図の感度は

$$\text{感度} = \frac{(\text{操作前電圧最大値} - \text{操作後電圧最大値})}{\text{インバータ容量増分}}$$

で定義する。すなわち電圧が制限範囲内に収まらない場合、各操作変数を各々増やし最も感度が高いものを選出し潮流計算を再実行、それを範囲内に収まるまで繰り返すプログラムでる。

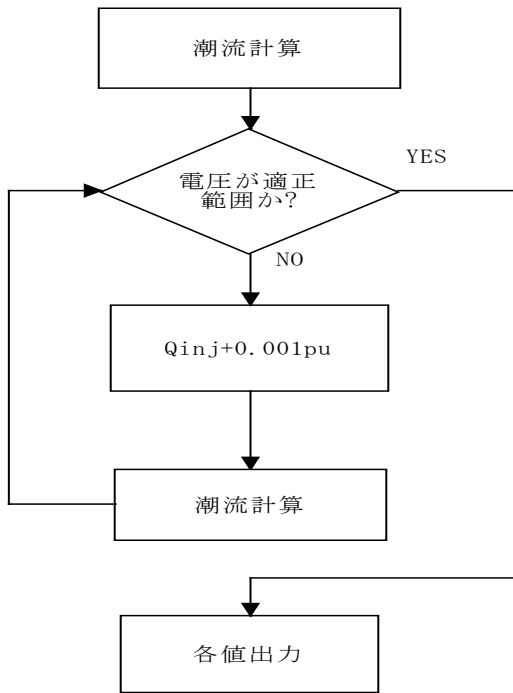


図 4-1 STATCOM フローチャート

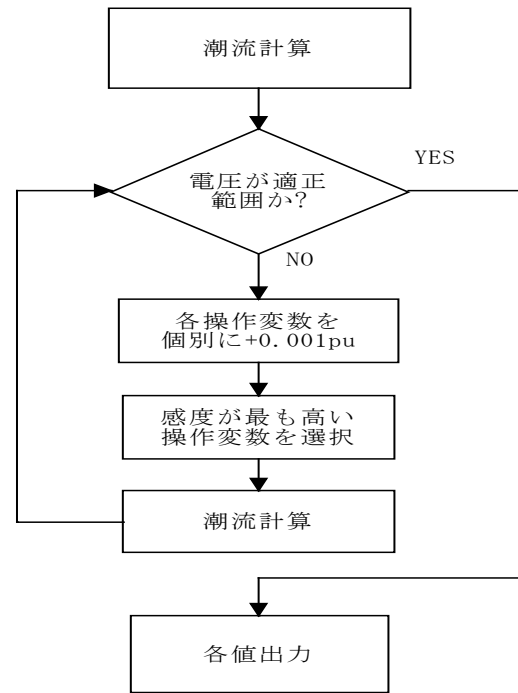


図 4-2 BTB フローチャート

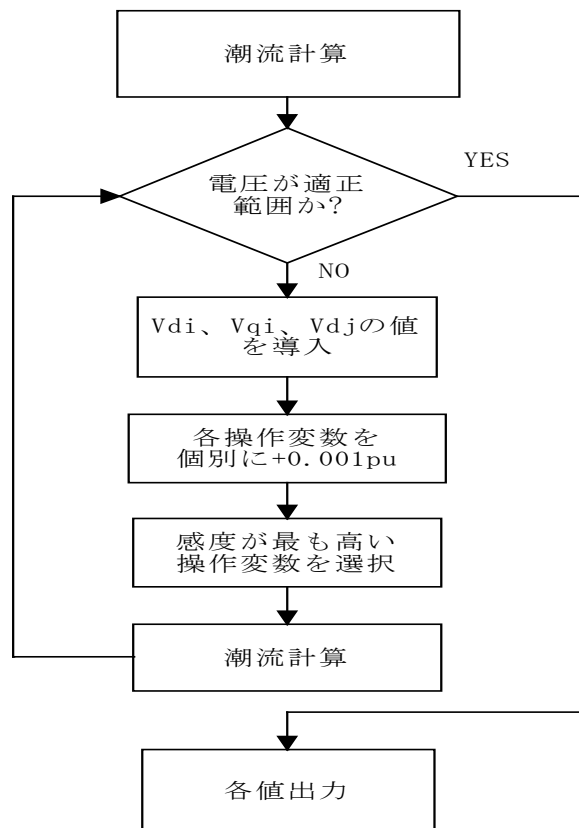


図 4-3 UPFC フローチャート

4.2 STATCOM の所要容量

4.2において配電系統簡易モデルの STATCOM 導入時における必要最小容量の算定を行う。まず太陽光発電の導入率の違いを確かめるために、各パターンにおける STATCOM 導入前における電圧分布を図 4-4 に示す。図中 f1 はフィーダ 1 を、f2 はフィーダ 2 のことである。

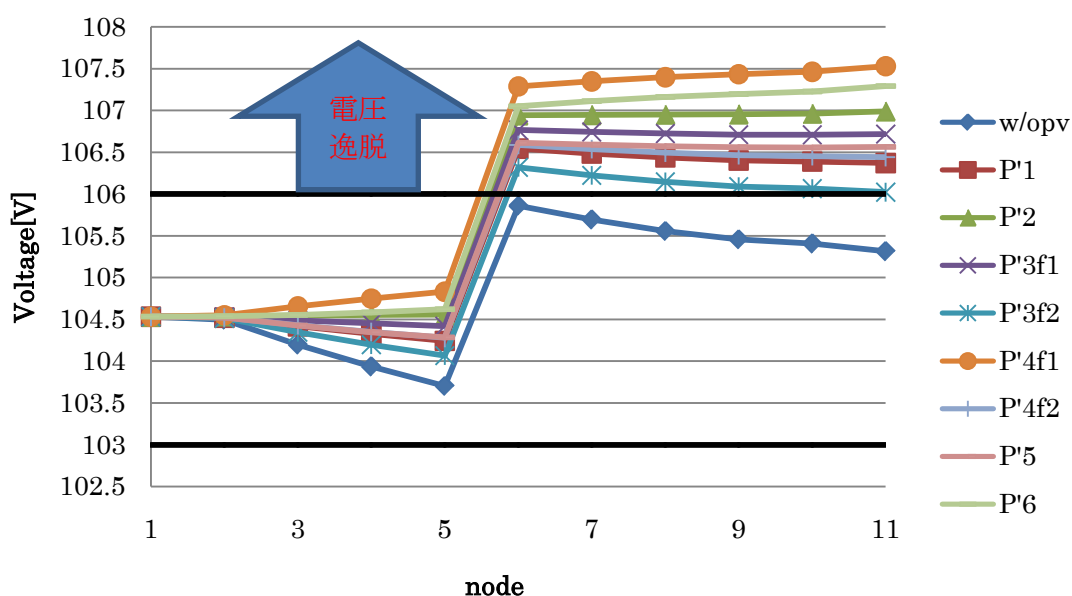


図 4-4 STATCOM 無対策時電圧分布

太陽光発電導入前(w/opv)には電圧制限範囲内に収まっており、太陽光発電導入により全てのパターンにおいてタップ変更点以降で大きな電圧逸脱を起こしている。またこのグラフを右肩上がり(末端電圧が高い)と右肩下がり(末端電圧順に並べると

●右肩上がり

P'4f1、P'6、P'2

●右肩下がり

P'3f1、P'5、P'4f2、P'1、P'3f2

となり、2030 年度では導入量の少ない P4f2 以外全て末端に行くほど電圧が高くなっていることがわかる。

このような電圧分布のもと STATCOM の所要容量の算定を行った結果を表 4-1 に示す。P'1 と P'3、P'2 と P'4 は片側フィーダでの容量は違うが、両フィーダでの合算値ではほとんど変わることがない。つまり STATCOM はベースパターンにおいてフィーダ間アンバランスの有無に関わらず一定の容量が必要になる。P'1 と P'5、P'2 と P'6 を比べると、大きく容量差があることがわかる。先ほどのフィーダ間アンバランスと違い、末端電圧が大きく跳ね上がるフィーダ内アンバランスは、他のパターンより余分に無効電力による電圧降下が必要になるため大容量の STATCOM が必要になるということになる。

表 4-1 STATCOM 所要容量

	フィーダ1			フィーダ2		計[kVA]
	ノード11[kVA]	ノード10[kVA]	ノード9[kVA]	ノード11[kVA]	ノード10[kVA]	
P'1	290	0	0	290	0	580
P'2	300	200	0	300	200	1000
P'3	300	100	0	180	0	580
P'4	300	300	100	300	10	1010
P'5	300	30	0	300	30	660
P'6	300	250	0	300	250	1100

実際に表 4-1 の所要容量導入時において STATCOM を設置した電圧分布を図 4-5 に示す。

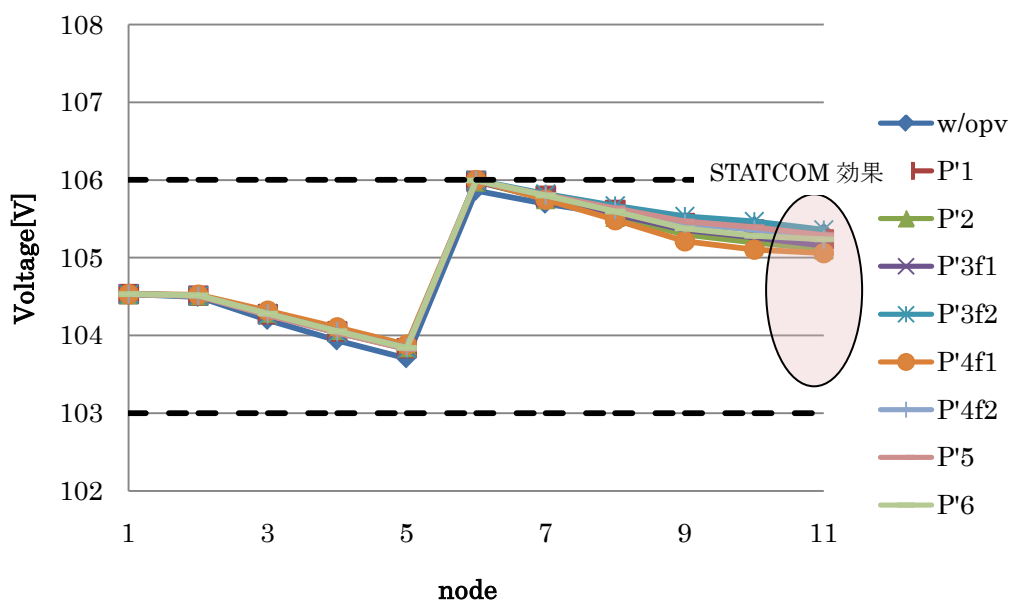


図 4-5 STATCOM 対策時電圧分布

図 4-4 と図 4-5 を見比べると、図 4-4 ではタップ変更点に比べ末端の電圧が高いものがあった。しかし図 4-5 ように STATCOM を設置した場合においてタップ変更点での低圧換算電圧が電圧規定値に最後まで引っかかり、そのために容量 STATCOM が増さなければならないことがわかる。これはおそらく線路間のインピーダンスによる損失であると推測ができる。このタップ変更点のノードを変更し STATCOM の容量を削減することができるという研究報告があるか、本章において各 FACTS 機器の性能の比較も行っているため今回は検討しない。

以上より本節において STATCOM の効果が確認でき、所要容量設置時には電圧制限範囲内に収まっていることが確認できた。

4.3 BTB の所要容量

STATCOM と同様に BTB 導入前の電圧分布を図 4-6 に示す。この図は末端を送電線で繋いでいないので別々に潮流計算を行ったものである。なお BTB は本来直流部分がありループ効果があるが、単純に電圧抑制のための各 FACTS 機器の性能比較を行いたかったため今回のモデルには入っていない。

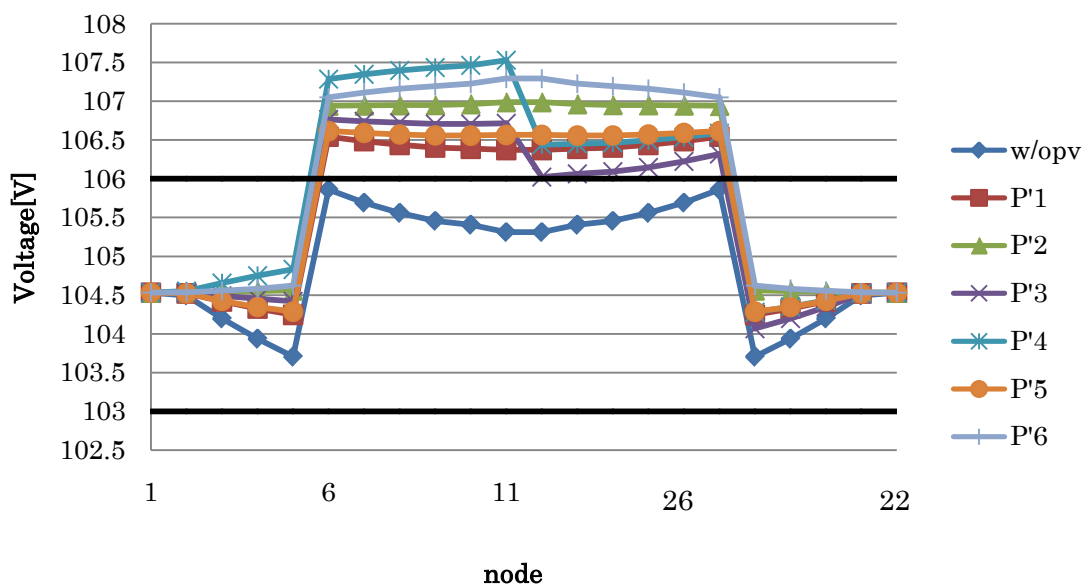


図 4-6 BTB 無対策時電圧分布

先ほどと同様に太陽光発電導入時に大きな電圧逸脱を確認できる。P'3 と P'4 はフィーダ間アンバランスがあるので他のパターンと違いフィーダ 1、2 での電圧分布に大きな違いが出ていることもわかる。このようなフィーダ間で大きな違いがあった場合 BTB といった有効電力の融通ができる装置にメリットがあると考えられる。

BTB の所要容量を表 4-2 に示す。STATCOM の所要容量(表 4-1)と比べると P'1、P'2、P'5、P'6 は容量が同じであり、BTB 自身も無効電力の出力しか行っていない。これは有効電力での制御より無効電力の制御が強く影響を与えていることに起因し、各々のフィーダで無効電力出力を行うほうが容量が少ないということである。P'3 は P'4 の場合 BTB は STATCOM に比べ、やや容量が減っている。これはフィーダ間にアンバランスがあることにより有効電力の融通が行われているからである。このときの電圧分布を図 4-7 に示す。STATCOM と同様にすべてのノードで電圧制限範囲内に収まっていることがわかる。図の薄い赤丸が BTB の効果である。

P'3 と P'4 の有効電力出力と無効電力出力のシミュレーションの更新時の感度選択図を図 4-8、4-9 に示す。始めは電圧が高いフィーダ 1 の電圧を下げるために無効電力出力を行い、何回かの更新後に有効電力出力、また無効電力出力を行い何回か後に有効電力出力・・・となっている。図ではすべての更新回数を載せていないがフィーダ 2 側の無効電力出力が始まると、有効電力の出力はそれ以上更新されることはなかった。つまり BTB はフィーダ間にアンバランスがあった場合、両フィーダのバランスが近くなるまで電圧が高い方のフィーダの無効電力出力、さらに有効電力融通を行い、バランスが整うと有効電力融通は一切行われなくなることがわかる。

以上より STATCOM と BTB を比べるとフィーダ間アンバランスがあった場合のときのみ容量が小さくなったことが確認された。

表 4-2 BTB 所要容量

	Pi[kW]	Pj[kW]	Qi[kvar]	Qj[kvar]	Inv1[kVA]	Inv2[kVA]	Inv[kVA]
P'1	0	0	-290	-290	290	290	580
P'2	0	0	-500	-500	500	500	1000
P'3	-30	30	-370	-190	380	190	570
P'4	-60	60	-640	-340	640	350	990
P'5	0	0	-330	-330	660	660	660
P'6	0	0	-550	-550	550	550	1100

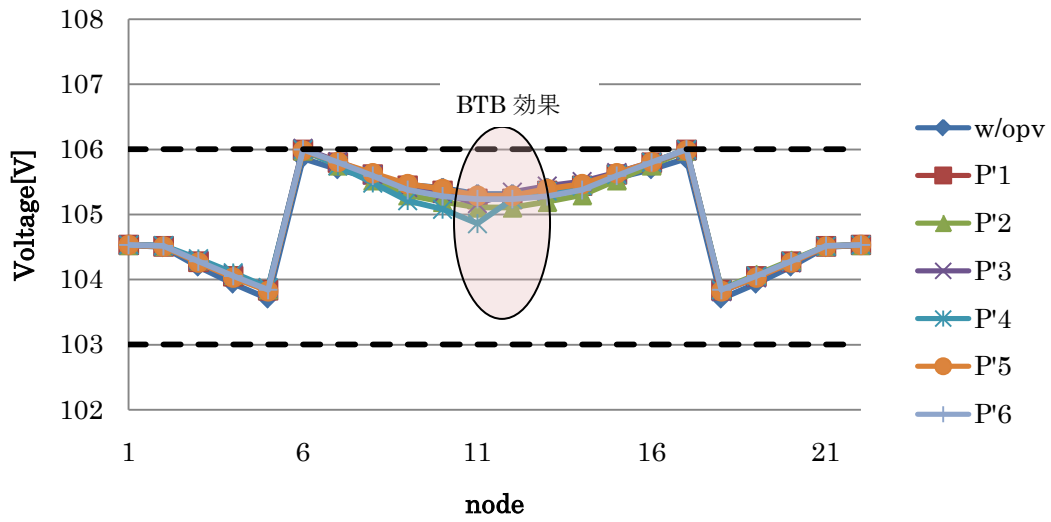


图 4-7 BTB 対策時電圧分布

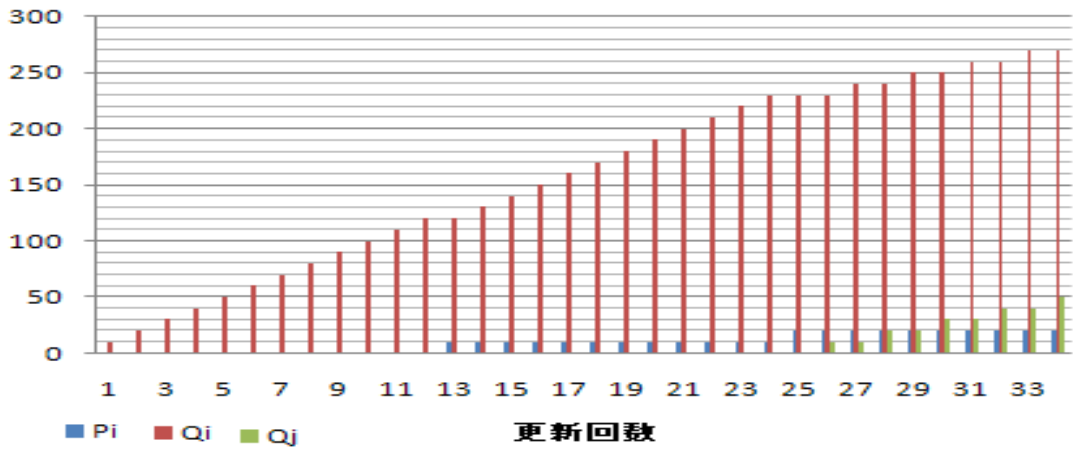


图 4-8 P'3 感度選択

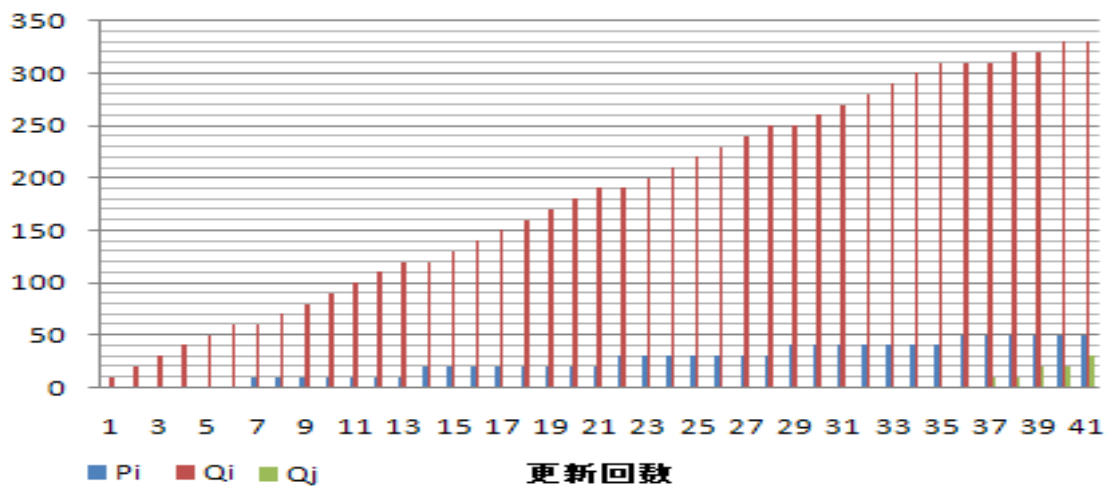


图 4-9 P'4 感度選択

4.4 UPFC の所要容量

UPFC 導入前の電圧分布を図 4-10 に示す。この電圧分布は UPFC 導入前なので BTB と同様に末端を送電線で繋いでいないので別々に潮流計算を行ったものである。

この電圧分布のときの UPFC 所要容量を表 4-3 に示す。

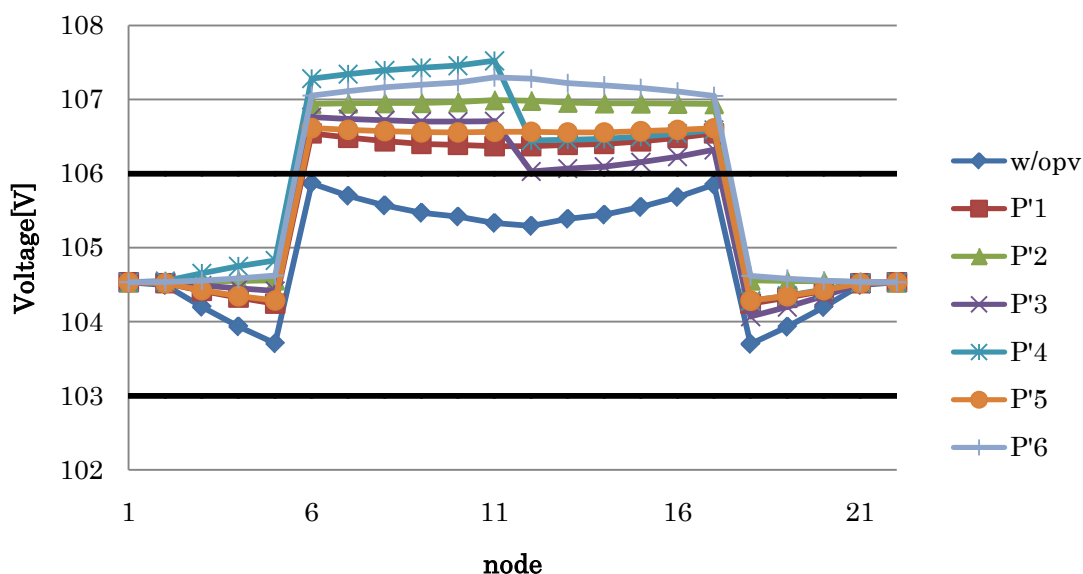


図 4-10 UPFC 無対策時電圧分布

表 4-3 UPFC 所要容量

	$Q_{inj}[pu]$	$V_{du}[pu]$	$V_{qu}[pu]$	$inv1[kVA]$	$inv2[kVA]$	$inv[kVA]$
P'1	-0.05	-0.382	0	500.003	54.7843	560
P'2	-0.076	-0.524	0	760.0254	140.2897	910
P'3	-0.05	-0.315	-0.15	500.0016	49.2179	550
P'4	-0.08	-0.41	-0.164	800.0023	90.1973	890
P'5	-0.055	-0.432	0	550.0048	70.0947	620
P'6	-0.089	-0.547	0	890.0707	186.0965	1080

UPFC の所要容量は他の機器に比べ全てのパターンにおいて全体的に容量が減っている。これは UPFC 自身が持つ漏れインピーダンスによる無効電力消費と、BTB と同様に P'3 と P'4 の場合は有効電力の融通も行われているからであると考えられる。またこのときの対策

後の電圧分布を図 4-11 に示す。図の赤丸が UPFC による効果であり、電圧制限範囲内に収まっていることが確認できる。

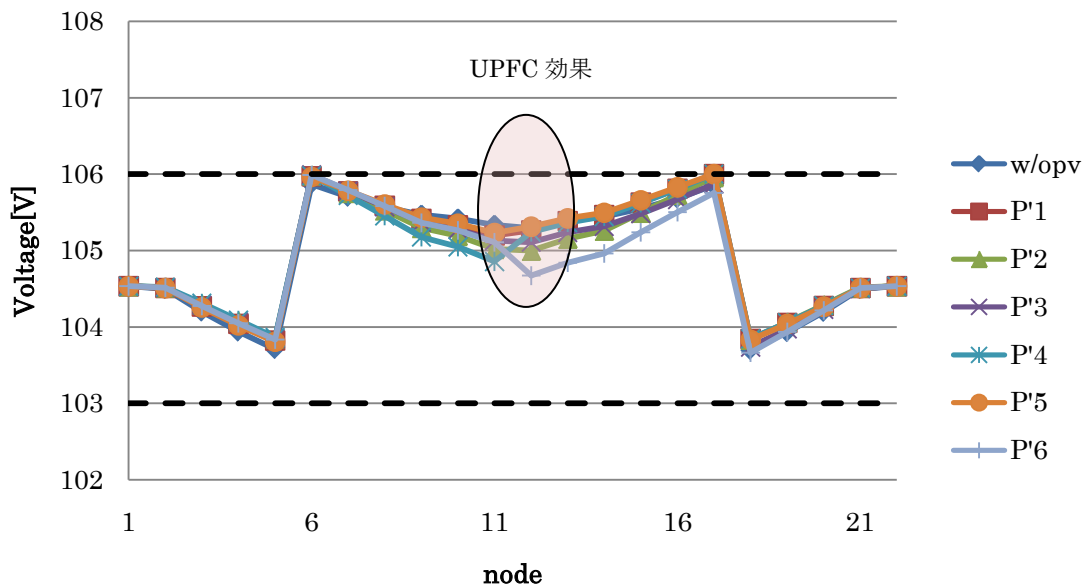


図 4-11 UPFC 対策時電圧分布

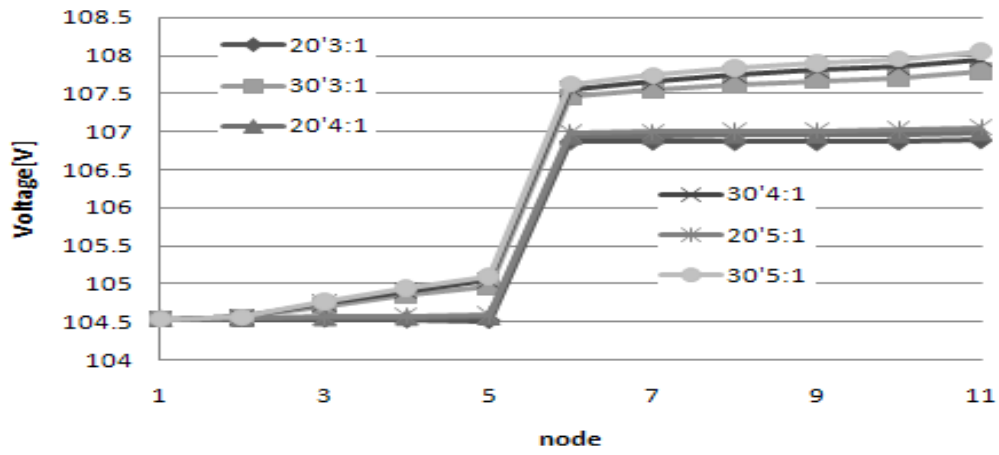
4.5 特殊パターンでの所要容量

4.5 節では今までのベースパターンに加えてフィーダ内,間のアンバランスを追加する。追加パターンとして、

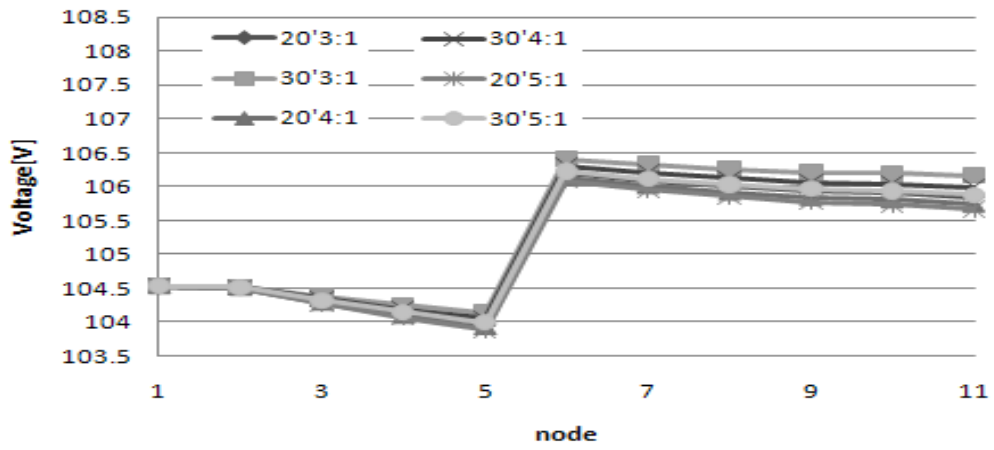
- フィーダ間アンバランス 3:1,4:1,5:1
- フィーダ内アンバランス 3:1,4:1,5:1

の計 6 パターンを追加する。

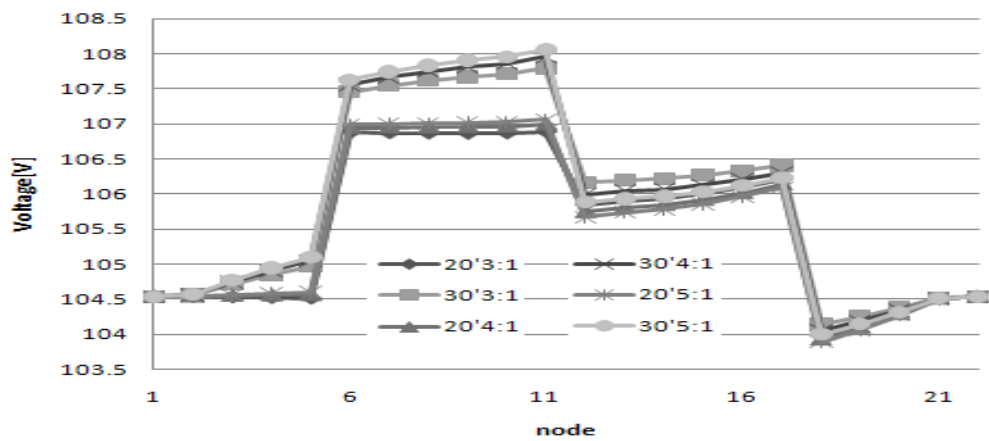
このとき電圧分布はフィーダ間が図 4-12(a)~(c)、フィーダ内が図 4-13(a)~(b)となる。BTB と UPFC の電圧分布は似ているので BTB のみ載せる。なお図中'20 は 2020 年のことである。



(a)STATCOM(feeder1)

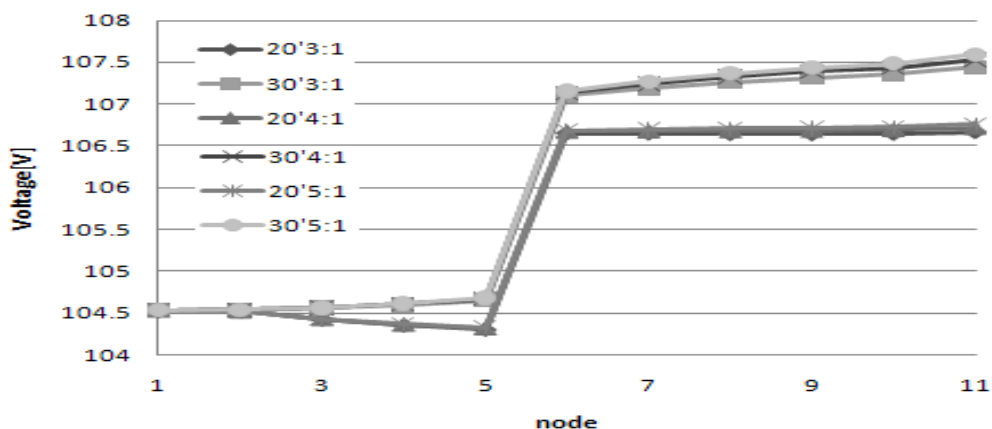


(b)STATCOM(feeder2)

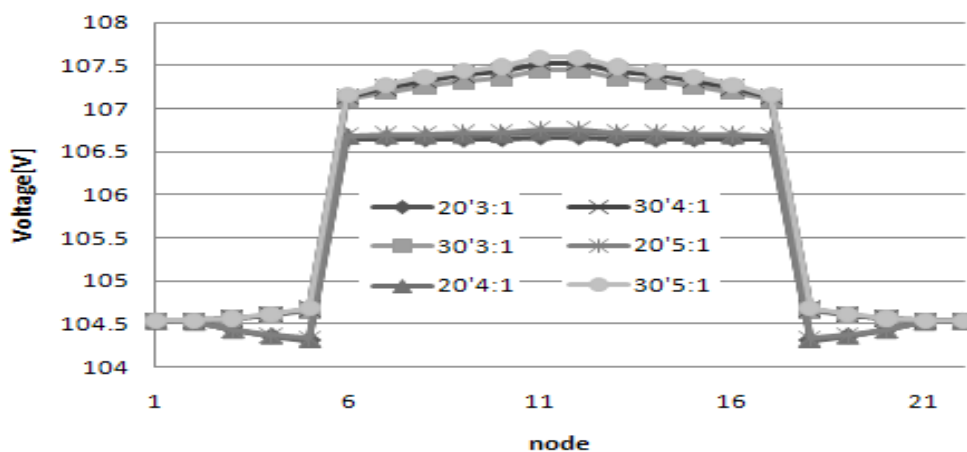


(c)BTB

図 4-12 フィーダ間アンバランス



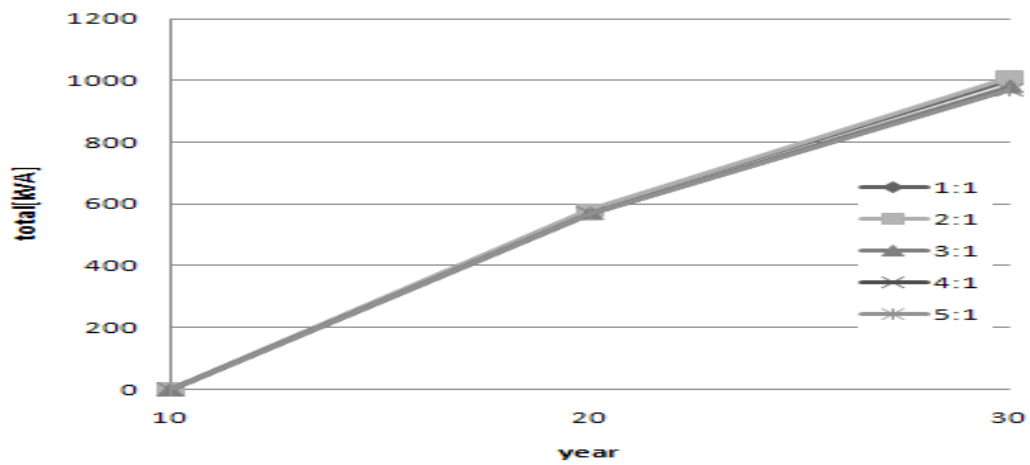
(a)STATCOM



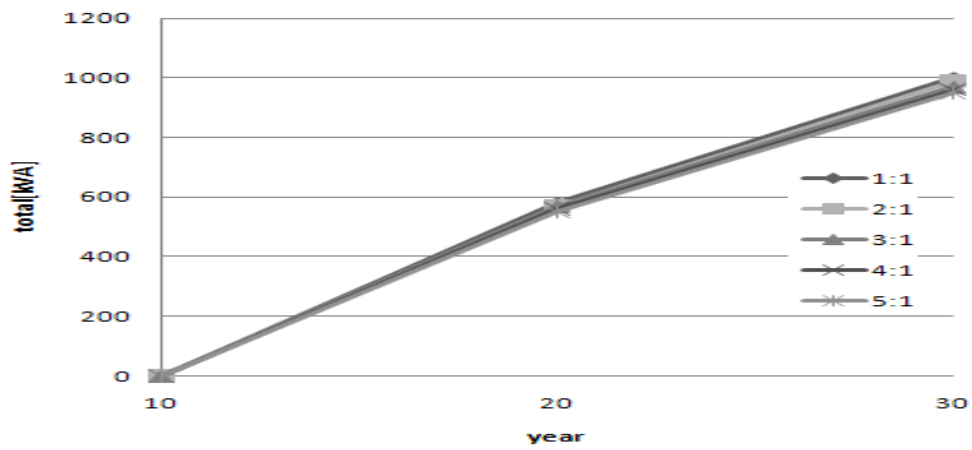
(b)BTB

図 4-13 フィーダ内アンバランス

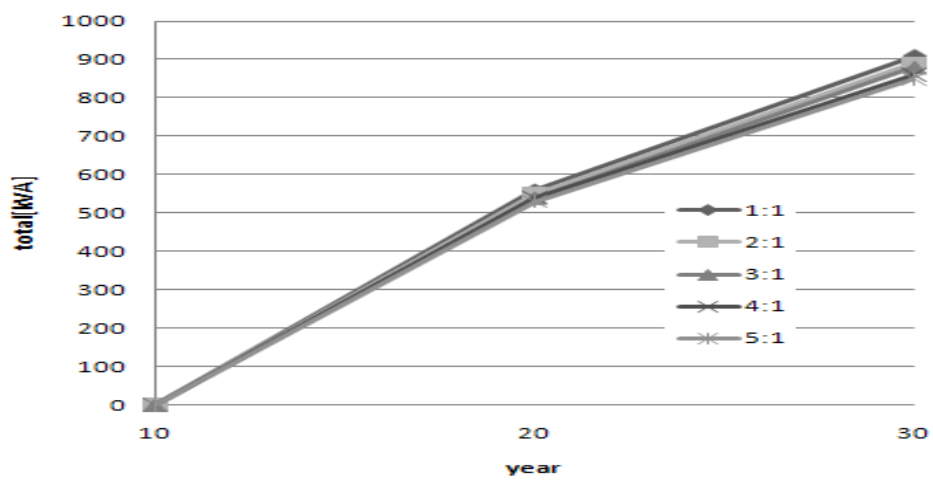
このときの各対策装置の容量をグラフにまとめると図 4-14,4-15 となる。先ほどと同じで STATCOM,BTB ともに容量はあまり変わらない。フィーダ間でのアンバランスにおいて必要となる無効電力量はほとんど変わらないことがわかる。逆にフィーダ内でのアンバランスがあった場合のほうが必要な容量は増すことがわかる。UPFC ではフィーダ間アンバランスがあった場合の容量変化の挙動は他の機器とあまり変わりがなく、フィーダ内でのアンバランスがあった場合の容量は STATCOM,BTB よりばらつきが少ない。全体を通した結果として、フィーダ内アンバランスが最も容量が大きくなるといえる。



(a)STATCOM

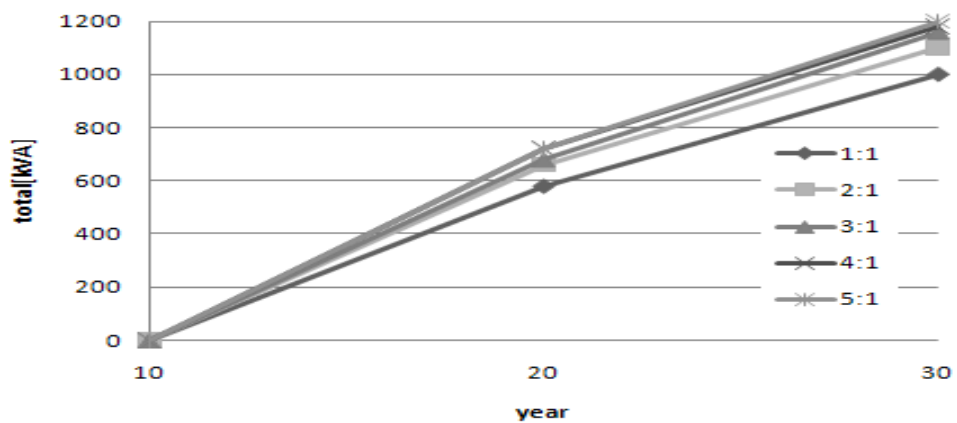


(b)BTB

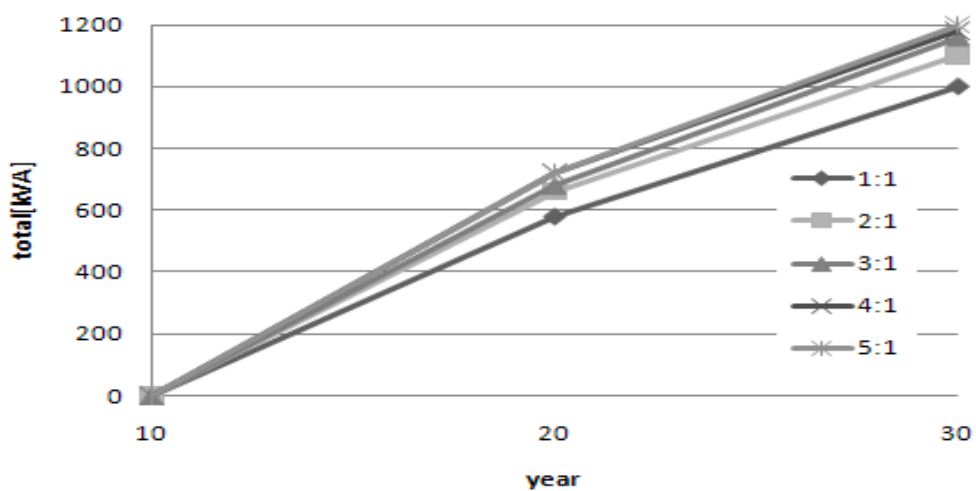


(c)UPFC

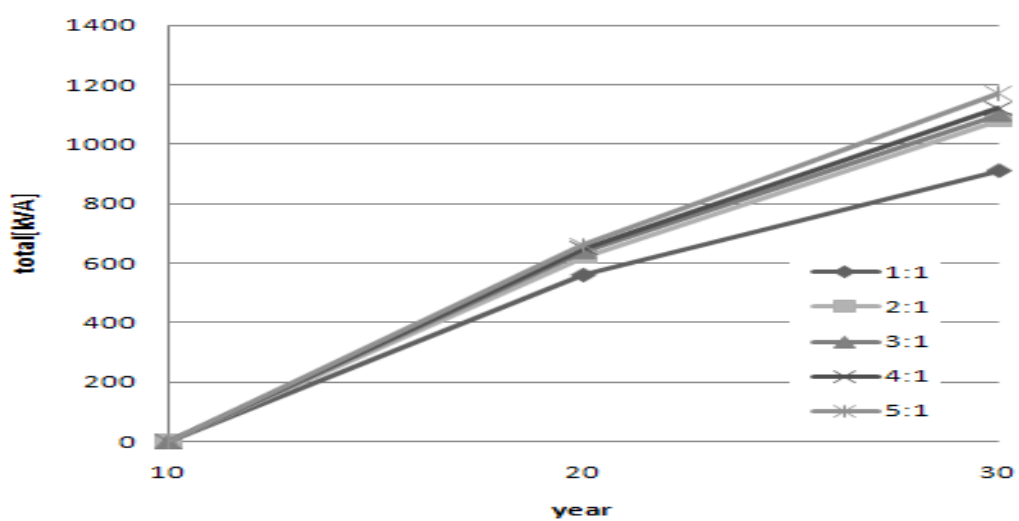
図 4-14 フィーダ間アンバランス(容量)



(a)STATCOM



(b)BTB



(c)UPFC

図 4-15 フィーダ内アンバランス(容量)

4.5 PCS を組み合わせた所要容量

4.2～4.4 までは太陽光発電の力率を 1 としてシミュレーションを行ってきた。しかし実際には PCS は力率が 0.85～1 までの間で運転が可能であり、これにより電圧をある程度制御することが可能である。今までの配電系統簡易モデルでは低圧系がないため、低圧系を含めた低圧模擬モデルを使用する。これは第 2 章で述べた通り、PCS の力率制御の効果は実際には低圧系のインピーダンスにより効果が小さくなるのではないかとされているからである。また、低圧系を模擬したことにより今までの電圧制限範囲を変える必要がある。そこでこの系統での無対策時の電圧分布を図 4-16 に、さらに模擬した場合としてない場合を比較するため配電系統簡易モデルでの力率を 0.85 にした場合の図を図 4-17 に示す。

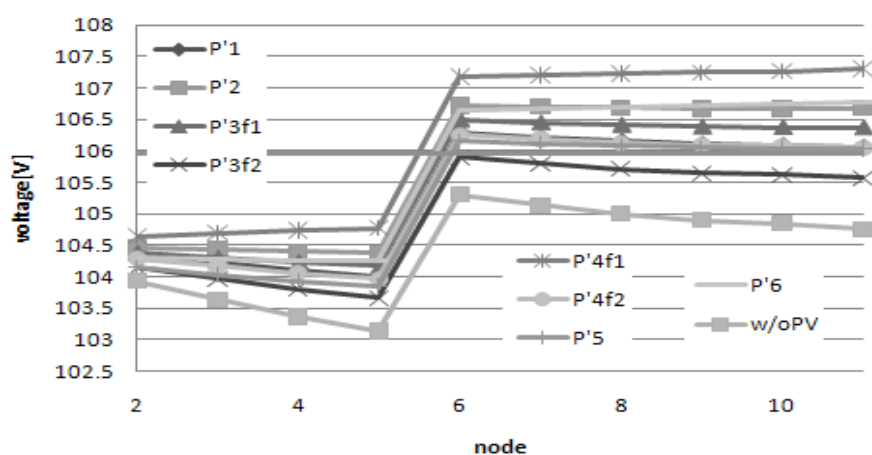


図 4-16 無対策時(低圧模擬モデル、PCS=0.85)

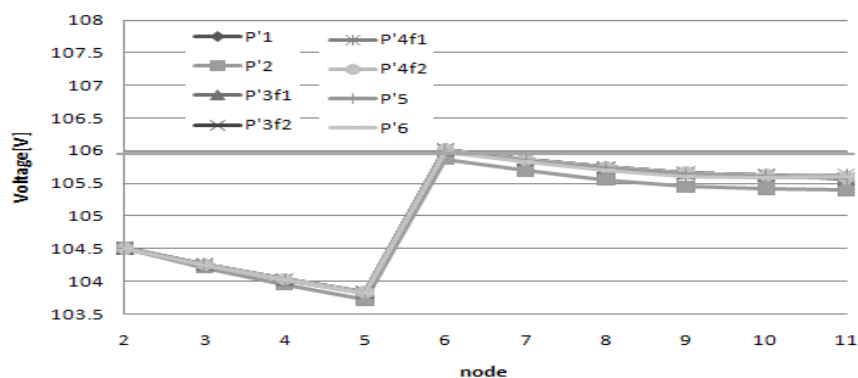


図 4-17 無対策時(配電系統簡易モデル、PCS=0.85)

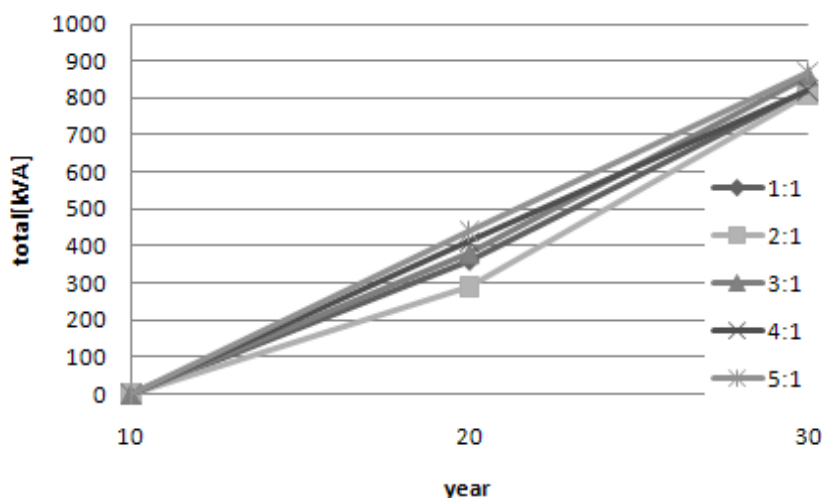
図 4-16,17 を比較すると簡易モデルの場合対策を行わなくても全てのパターンでぎりぎり適正範囲内に収まっているということになり FACTS 機器の設置の必要性がないということになる。しかし実際は低圧系があり、図 4-16 のように PCS のみでは適正範囲内に収まることはない。このことより PCS の力率制御を行う場合低圧系統模擬が必要であることが裏付けされた。電圧制限範囲だが、図 4-16 に新しい電圧制限範囲の設定を設けるために、力率 1 の時 P'6 の STATCOM 容量を同じにするように電圧制限(15.94V)とした。

これらを踏まえ、柱上設置が可能である STATCOM に焦点を置き、必要最小容量の算定を行ったものを表 4-4 に示す。

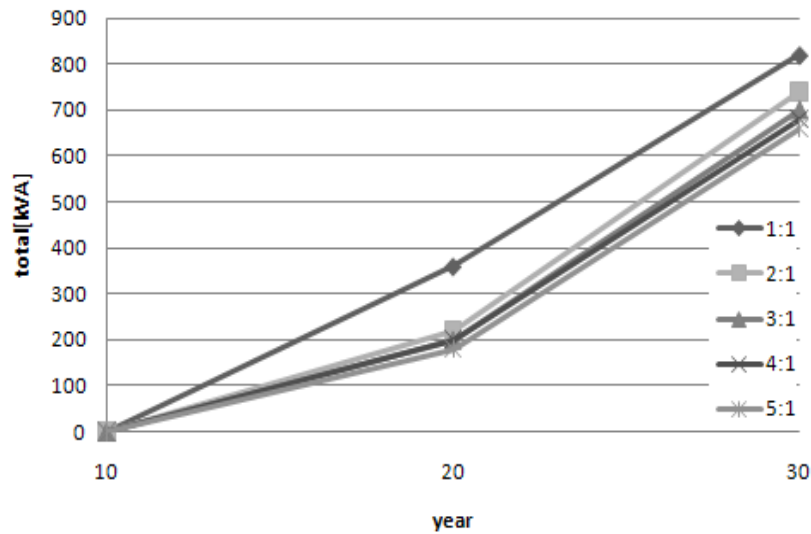
表 4-4 所要容量(PCS+STATCOM)

	feeder1 [kVA]	feeder2 [kVA]	total [kVA]
P'1	180	180	360
P'2	410	410	820
P'3	290	0	290
P'4	640	170	810
P'5	110	110	220
P'6	370	370	740

表 4-4 より容量が 100kVA 以上削減されており PCS 力率制御の効果が確認される。さらに 4.4 節のようにアンバランスを持たせた場合を考える。結果は図 4-18(a)(b)となり、フィーダ間の場合には 2020 年度 2:1 において最小でありフィーダ 1 に PV 量が増すほど次第に大きくなっている。これは 2:1 のときにフィーダ 2 側に STATCOM が不要なことにも関わらず、フィーダ 2 側の PV 量が減っていることに起因する。2030 年度においては全てのアンバランスにおいて容量はあまり変わらないものとなっている。一方フィーダ内のときは常に減少していることがわかる。これは末端に PV を多く入れたほうが PCS の力率制御に効果的であることがわかる。



(a) フィーダ間アンバランス



(b)フィーダ内アンバランス

図 4-18 各アンバランス時所要容量(PCS+STATCOM)

この結果を考察する。図 4-19 に力率 1,0.85 の時の電圧分布を示す。フィーダ間アンバランスの場合表 4-4 から単純に考え、フィーダ 1 側の電圧値が一番高いので容量が最も必要になるがフィーダ 2 は容量 0kVA より、2:1 時には既に制限範囲内である。さらにアンバランスを増やすとフィーダ 1 側の太陽光発電が増加する(フィーダ 1 容量増加)のに対し、フィーダ 2 側の太陽光発電が減少するが容量は常に 0 なので、図 4-18(a)のような結果になる。フィーダ内アンバランスは図 4-19 の P'2 と比較すると

力率 1

末端電圧は P'2 のほうが高い、タップ変更点は P'6 のほうが高い

力率 0.85

末端電圧は P'6 のほうが高い、タップ変更点は P'2 のほうが高い

と入れ変わったようになっている。これは STATCOM をフィーダ末端に設置したほうが効果が高いことと同様の理由で、P'6 の無効電力の出力がフィーダ末端に集中しているため末端に近づくほど電圧が下がっていくということになる。それならばアンバランスを増すことにより容量は 0kVA になるのではないかと考えられる。しかし、図 4-18(b)をみると容量自体は減るもののその減少量が減っていることより、STATCOM により末端の電圧を下げても効果が薄くなっている。つまりフィーダの前半部分、特にタップ変更点の PCS による電圧減少幅が小さく電圧制限範囲内に収まることがないということになる。そのことは図 4-19 のタップ変更点と末端の電圧差より読み取ることができる。

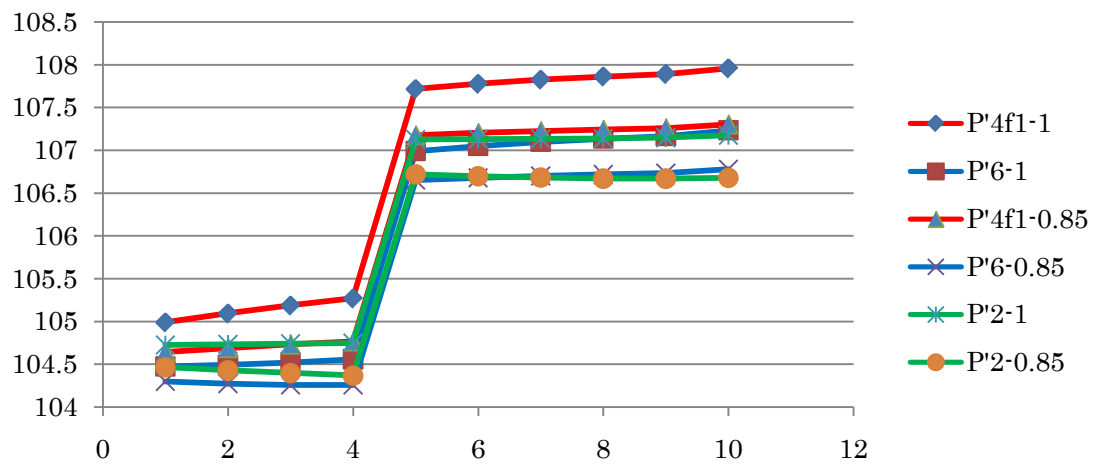


图 4-19 电压分布比较

4.6 まとめ

第4章において各 FACTS 機器と PCS を組み合わせ場合の電圧抑制のための所要容量を定量的に評価した。

まず始めに FACTS 機器の容量は STATCOM が最も大きく、BTB はフィーダ間アンバランスのときのみやや小さくなり、UPFC は常に最少であった。これらは有効電力の融通があることと、漏れインピーダンスによる無効電力消費であると考えられる。しかし実際に設置を行う場合には単純に容量の点ではなく、柱上設置が可能である STATCOM は設置の簡易さ、設置コストがかからないことを考えると一概に UPFC と比較は行うことができないかもしれない。特にフィーダ内アンバランスのように 2020 年度と 2030 年度の容量差が多い場合、簡易に容量が増すことができる STATCOM は便利であると言え、設置場所の確保が必要な UPFC は不便であると言える。

次に、ベースパターンにさらにアンバランスを持たせたときも含めて考えた場合、最も容量が大きくなるのはフィーダ内アンバランスであることがわかった。

最後に PCS の力率制御を組み合わせたところ全体的に容量が 100kVA 以上削減されることがわかった。容量は通常>フィーダ間>フィーダ内となり制御がない場合と全く違う結果となった。考察は 4.5 節に書いた通りで長いのでここでは割愛する。

以上より様々な条件下での各 FACTS 機器(+PCS)の性能と所要容量の比較を行い、その容量を設置した場合電圧抑制が可能であることが確認できた。

そこでこの所要容量を用い、次章より瞬時電圧低下対策装置としての検討を行っていく。

第 5 章

瞬低補償効果

5.1 シミュレーション条件

前章において FACTS 機器を用いた電圧抑制の検討を行い、所要容量設置時に電圧逸脱を解消できることがわかった。本章において、配電系統でのもう一つの問題点である瞬時電圧低下対策装置として FACTS 機器を用いる。背景でも述べている通り、FACTS 機器は高速制御が可能であるので、他のパワーエレクトロニクス機器に比べ過渡的な応答に特化しているといえる。

配電用変電所上位側で事故を模擬するために第 2 章図 2-6 のように無限大発電機と 66kV を加えた瞬低モデル(66kV-6.6kV-100V)を使用する。FACTS 機器は STATCOM と BTB を用い、今回は UPFC の検討を行っていない。系統に設置する各 FACTS 機器の容量は第 4 章の結果を使用する。太陽光発電の一斉脱落を防ぐためには電圧 80%低下までに抑えなければならないが、ある程度は誤差と許容し、小数第 3 桁目を四捨五入し 80%、つまり 0.194pu 以上の電圧を保つことができた場合に補償できたことにしている。事故時における電圧低下率は各パターン毎に 80%以上での事故を想定していく。なお本研究において FRT 要件を満たす条件を電圧のみで考慮し、事故時間は 1 秒間としている。以下に条件の要点をまとめる。

- 電圧低下は 80%以上考慮し、0.194pu まで可とする。
- 事故時間は 1 秒間とする。本研究では始めは定常で開始し、シミュレーション開始 2 秒後に事故、3 秒後に事故除去とし、シミュレーション時間を 5 秒にしている。解析時間刻みは 0.001 秒で行っている。
- シミュレーションパターンはベースパターンを、FACTS 機器の容量は第 4 章で求めたものを用いる。

5.2 STATCOM の瞬低補償効果

これまでの条件の下行ったシミュレーションの結果の一例として、始めに STATCOM の効果を確認するために、パターン 1 でのノード 1103 の w/oSTATCOM の電圧を図 5-1、withSTATCOM 時を図 5-2(a)電圧、(b)太陽光出力(有効電力)、(c) 太陽光出力(電流)を示す。(82、84、86、88 は電圧低下率であり、電圧図の青線は基準線)

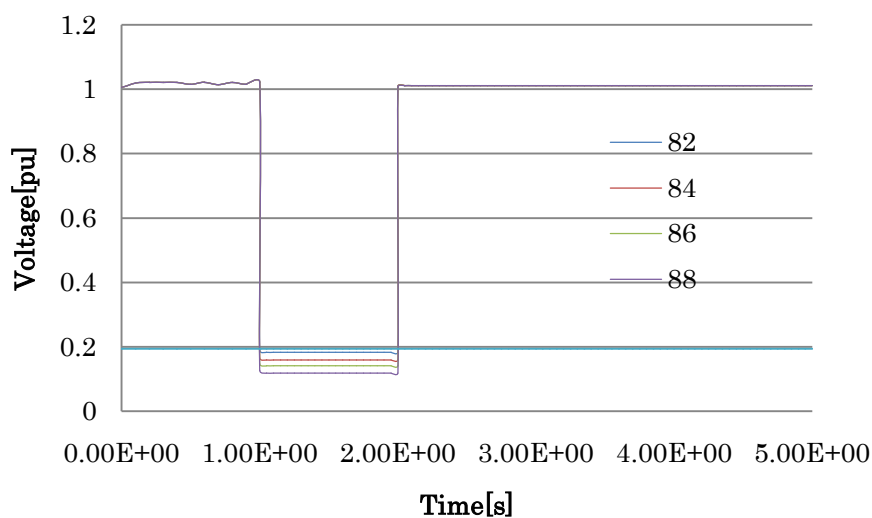
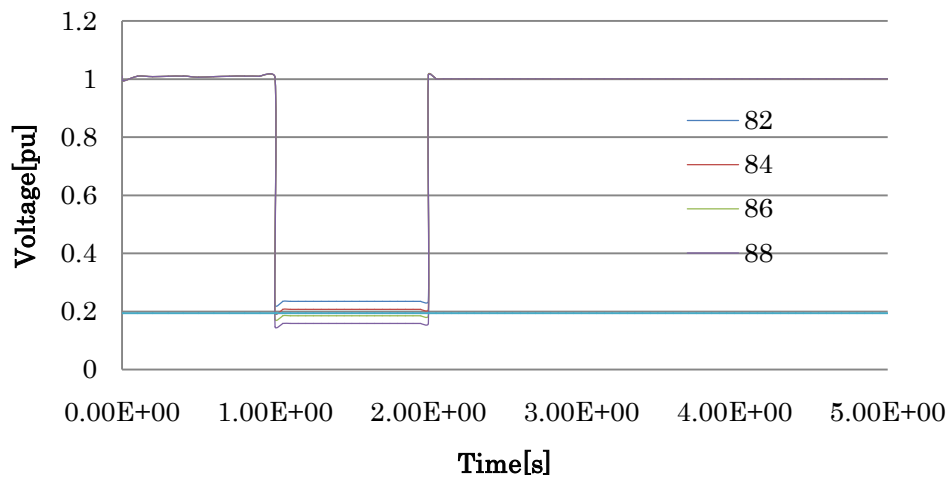
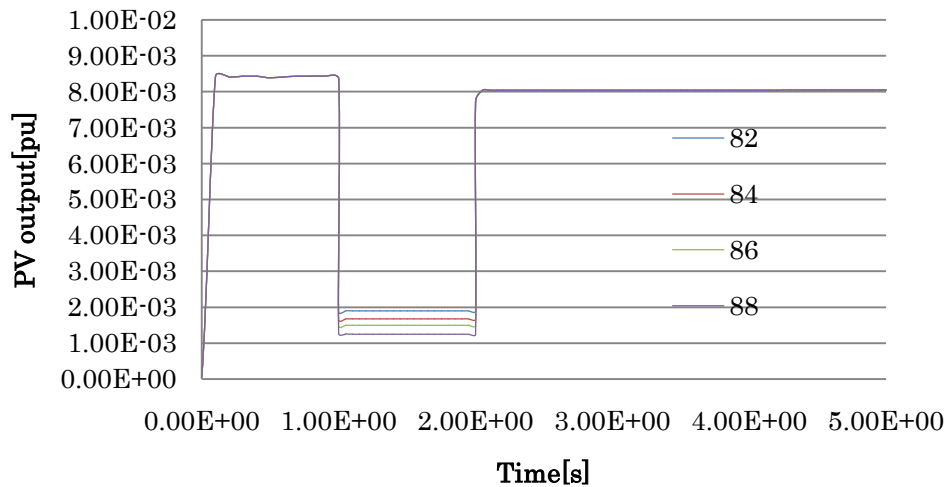


図 5-1 w/oSTATCOM 時電圧



(a) P1 末端電圧



(b) P1 太陽光出力(有効電力)

図 5-2 withSTATCOM 時の電圧と太陽光発電

各図の電圧を比較すると w/oSTATCOM 時は FRT 要件を満たすことは無く、この場合一斉脱落の可能性はある。対策装置として STATCOM を設置した場合図のように 82,84%電圧低下時のみ要件を満たすことができ、他は脱落となっている。このことより STATCOM の効果が確認できる。(b)より太陽光発電は事故前、事故後を通して最大出力が出ていることがわかる。また事故時は出力が大幅に減少している。しかし実際には電流値は d-q 軸合わせると一定の出力をしており(0.08pu)事故による太陽光発電による設置ノードの電圧変動は事故による電圧低下のみとなっている。0秒付近から出力が上がっているのは PCS の制御遅れによるものである。

次に STATCOM の出力を確認するために図 5-3 に先程と同じ条件で STATCOM の出力値を示す。

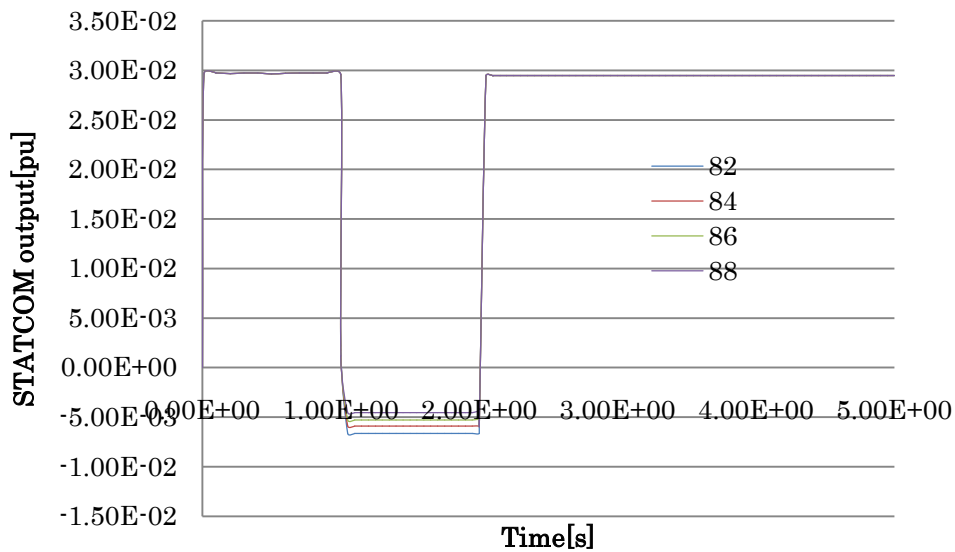


図 5-3 P1STATCOM 出力

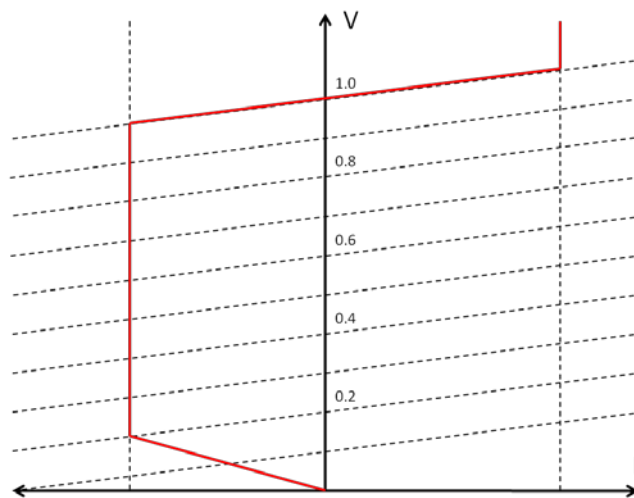
図 5-3 の STATCOM の動作として+側(事故前後)は電圧を下げる方向に、-側(事故時)は電圧を上げる方向に動作をしている。事故前後は電圧逸脱を防ぐために最大出力である 0.029pu を出力していることに対し、事故時は 0.005pu 程度しか出力されていない。また、電圧低下率が上がるほどその出力は下がっていることがわかる。

電圧低下時の STATCOM 出力減少について、機器特性を考え考察を行う。そこで STATCOM 動作の V-I 特性、V-Q 特性を図 5-4(a)、(b)に示す。V-I 特性では電圧が 1~0.2pu までフルに近い出力を出し、次第に減少していることがわかる。V-Q 特性において、こちらも電圧が低下するに従い、無効電力出力が減少していることがわかる。つまり STATCOM の無効電力出力は電圧低下に比例し減少するという機器特性を持っているため図 5-3 のような結果になっている。

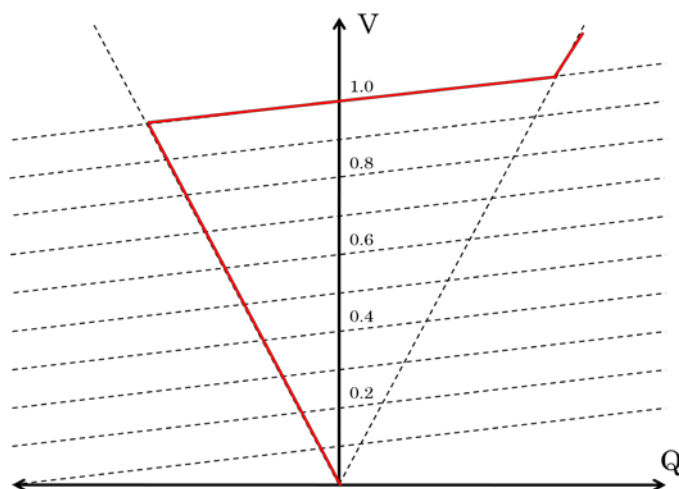
さて、この V-I 特性より STATCOM の事故時電流はフル出力の 0.029pu 近くであることから、82%電圧低下時の Q は

$$\begin{aligned}
 Q &\cong VI \\
 &=(1.0 \times 0.18) \times 0.029 \\
 &=0.00522[\text{pu}]
 \end{aligned}$$

として簡易的に計算でき、図 5-3 の値に近いものとなっている。



(a) STATCOM V-I 特性



(b) STATCOM V-Q 特性

図 5-4 STATCOM 動作特性

次に補償可能範囲の結果の前に、P'1 の電圧 82% 降下時において主要なノード(ノード先端 203, タップ変更点 603, ノード末端 1103)の電圧分布を図 5-5 に示す。

第 4 章図 4-5 でもそうであったが、P'1 は太陽光発電導入量が少なく、タップ変更点が最も電圧が高く、常に右肩下がりのグラフであった。図 5-5 においても事故前後の定常時にはタップ変更点(603) > 先端ノード(203) > 末端ノード(1103)の順番で電圧が高い。事故時にはタップ変更点が最も電圧が高く、先端と末端ノードは近い電圧値となっている。なお図を見てわかる通り、P'1 の 82% 電圧低下では全てのノードにおいて FRT 要件を満たしていることがわかる。

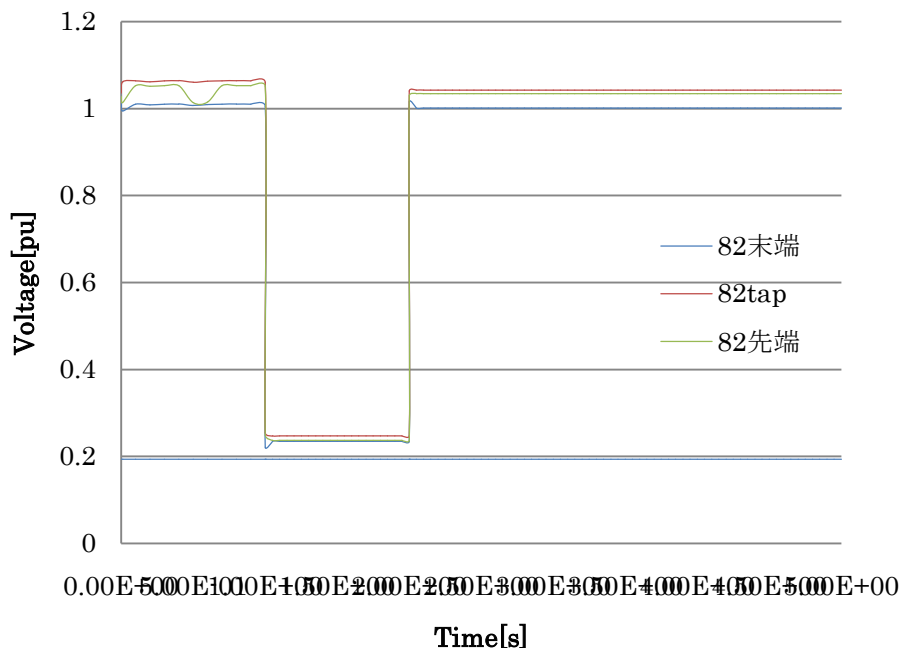


図 5-5 P'1 主要ノードの電圧

以上より 80%以上電圧低下時の補償可能な範囲について表 5-1 のように、補償できているノードは●、できていないノードには×を付けて示す。82%、84%、86%、88%までしか載せていないが、実際には 100%までを検討している。

表 5-1 より P'1 と P'5、P'2 と P'6 を比較すると FRT 要件を満たす範囲が違うことがわかる。これは STATCOM の容量の違いもしくは、PV が末端に大量設置されているためではないかと考えられるがこれだけではどちらが効果が大いのかわからない。次に 84%の P'3f1 と P'5 を比べると P'3f1 のほうが STATCOM の容量が大いにも関わらず、P'5 のほうが末端ノードのみであるが FRT 要件を満たすことができる。先ほどの STATCOM 容量の違いもしくは PV 末端大量設置の効果は PV 大量設置のほうが効果が高いと推測できる。一方、P'4f1 と P'6 を比べると P'4f1 のほうが範囲が広い。この比較では STATCOM の容量差が先ほどより大きく、その差が効いているのではないかと推測できる。全体を見ると、82%は全てのノードが補償されており、それ以上電圧が下がると 2020 年パターンでは全てのノードが、2030 年では PV のさらに導入されることにより、STATCOM の容量も増えることによりさらに FRT 要件を満たす範囲が広がることわかる。

参考までに図 5-6 に最も FRT 要件を満たす範囲が広がった P'4f1(フィーダ 1)、次に広がった P'6 の末端の電圧を載せておく。図 5-2(a)に比べ電圧がやや高めの数値であることがわかる。他のパターンでの電圧、STATCOM 出力については付録に載せるのでそちらを参照していただきたい。

表 5-1 STATCOM による FRT 要件を満たす範囲

	%	203	303	403	503	603	703	803	903	1003	1103
P'1	82	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	84	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	86	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	88	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
P'2	82	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	84	x	x	x	x	x	x	x	●	●	●
	86	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	88	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
P'3 f1	82	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	84	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	86	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	88	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
P'3 f2	82	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	84	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	86	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	88	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
P'4 f1	82	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	84	x	x	x	x	●	●	●	●	●	●
	86	x	x	x	x	x	x	x	x	x	●
	88	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
P'4 f2	82	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	84	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	86	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	88	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
P'5	82	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	84	x	x	x	x	x	x	x	x	x	●
	86	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	88	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
P'6	82	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	84	x	x	x	x	x	x	●	●	●	●
	86	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	88	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x

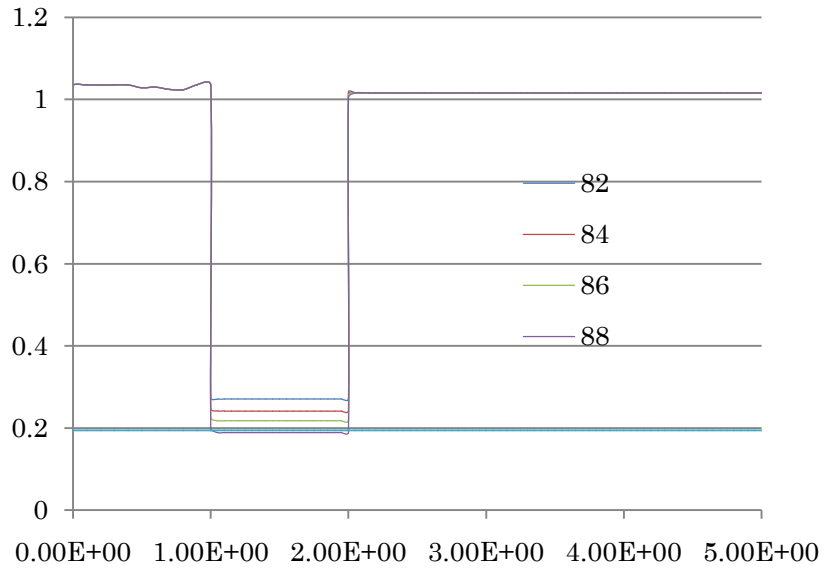


图 5-6 P'4f1 末端电压

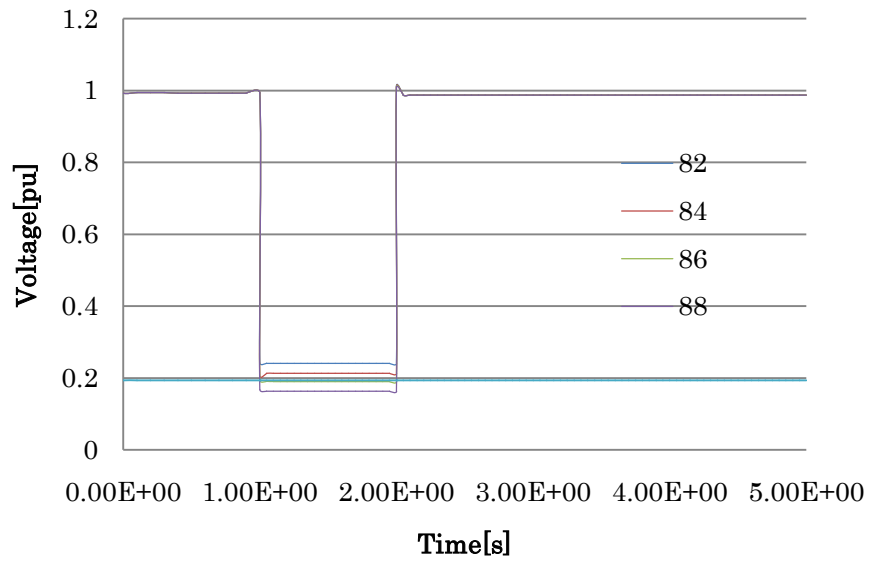


图 5-7 P'6 末端电压

5.3 BTB

前節において STATCOM の瞬低補償の検討を行ったので、本節では BTB を用いる。ただし、図 2-6 のシステムを少し見直す必要があり、BTB を設置した場合を図 5-8 に示す。フィーダ 1 とフィーダ 2 の間に直流送電(BTB)でループしており、フィーダ 2 の各ノードは、フィーダ 1 のノードに対応している。

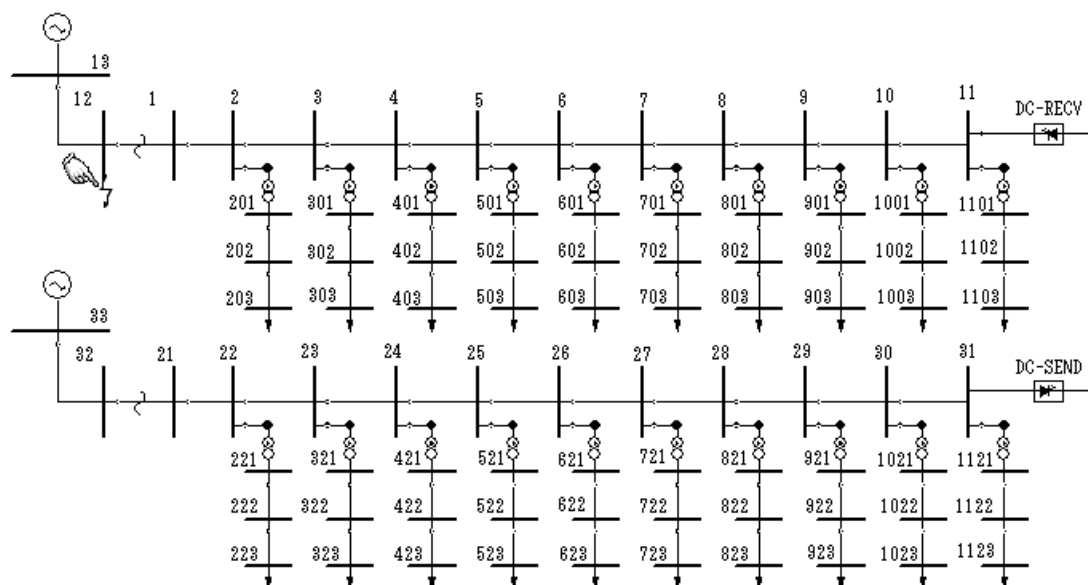


図 5-8 BTB 設置時の瞬低モデル(系統)

第 4 章において BTB は第 2 章の等価電力源モデルを使用していたが、実際には図 5-7 のように直流回路部分を模擬しなければならない。この線路間は図 5-9 のように考えることができる。第 4 章では線路間の損失は考慮していなかったため、それにできるだけ近づけるよう線路間のインピーダンスは小さい値にしている。

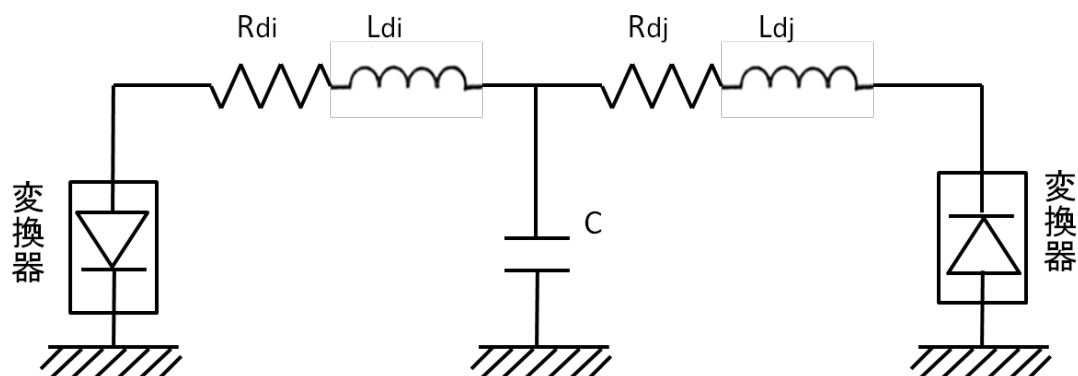
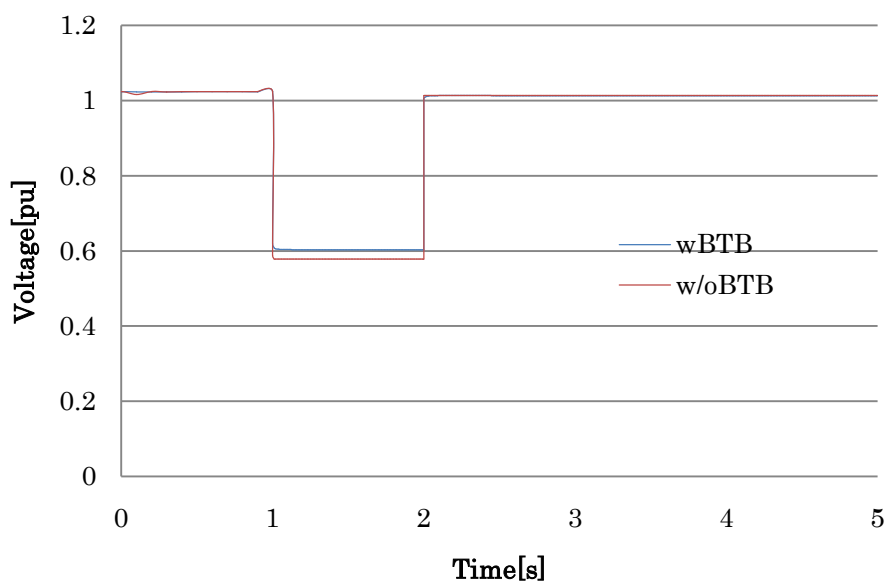
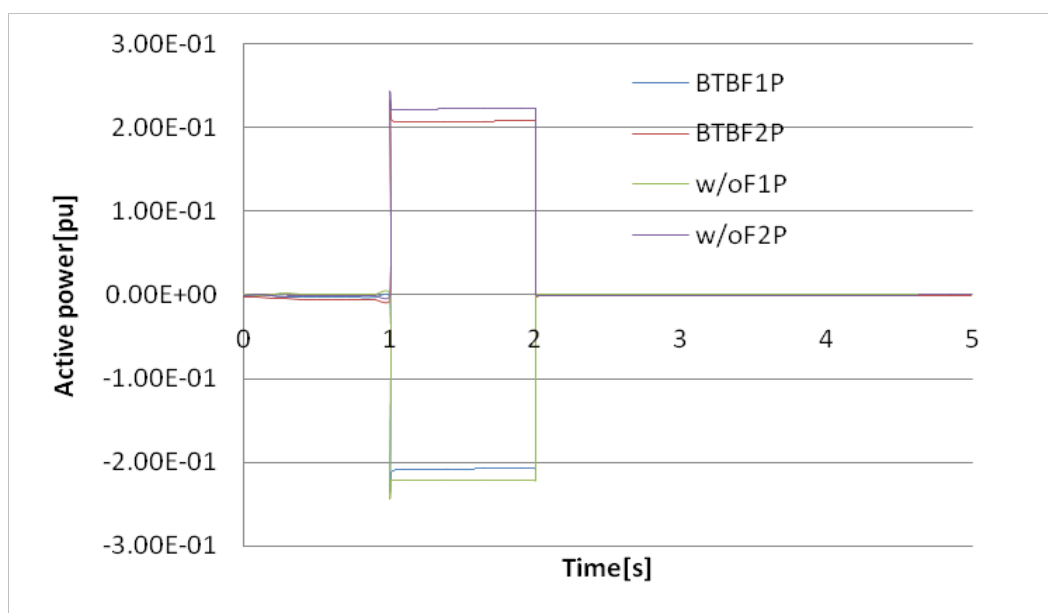


図 5-9 直流回路

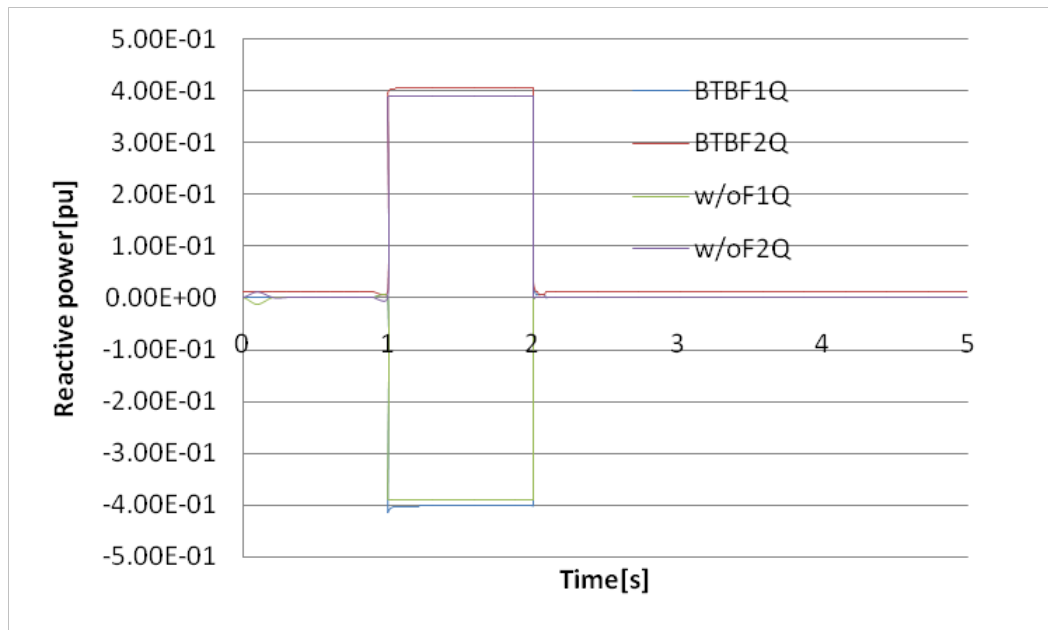
以上のような条件で BTB 無対策時と対策時の比較を行った。しかし、BTB 無対策時ではフィーダ末端同士を繋いでいないため対策時との比較ができない。そこで図 5-8 と同じようなインピーダンスを持つ単純な送電線を挿入し、BTB 対策時と無対策時の 82%低下時の電圧を図 5-10(a)、有効電力を(b)、無効電力(c)に示す。



(a)BTB 電圧(対策時、無対策時)



(b)BTB 有効電力(対策時、無対策時)



(c) BTB 無効電力(対策時、無対策時)

図 5-10 BTB 対策時と無対策時の比較

図 5-9(a)より事故時に電圧を上げていることが確認できる。次に事故時に関して有効電力、無効電力を比較する。(b)では送電線のみでループしたほうが有効電力の融通は大きく、(c)の**BTB**を設置したほうが無効電力は大きい。第 4 章でも述べた通り、**BTB**は設置されたノード同士の電圧を等しくするように動作していると考えられ、無効電力により両フィーダともに電圧が下がったため、有効電力の融通が減少したと考えられる。したがって、一般的には電圧に対し無効電力 > 有効電力であるので、**BTB**を設置したほうが事故時に電圧が上がっているということになる。

先ほどの考察の確認と、補償可能範囲の確認のため図 5-11 に P'182%低下時の F1 末端(1103)、タップ変更点(603)、先端(203)、F2 末端(1123)の電圧を示す。図では見えにくいですが末端の電圧がほとんど一致し、先ほどの考察が正しいことがわかる。また、P'1 は太陽光発電導入量が少なく、タップ変更点が最も電圧が高く、常に右肩下がりのグラフであった。図 5-10 においても **STATCOM** 対策時と同様、事故前後の定常時ではタップ変更点(603) > 先端ノード(203) > 末端ノード(1103)の順番で電圧が高い。事故時においては **STATCOM** と違い、末端ノードが他のノードと比べ大きく電圧が高く、タップ変更点はその次に、先端ノードは最も低い値になっている。この図よりループ効果の高さがよくわかる結果になっている。

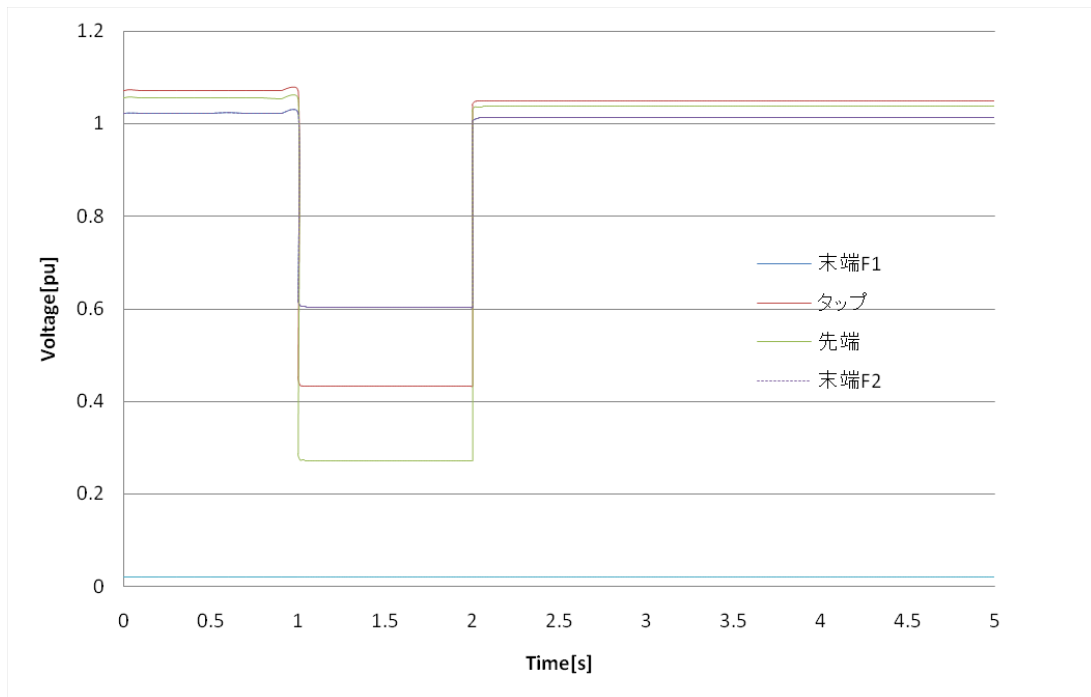


図 5-11 主要ノード比較

以上より 80%以上電圧低下時の補償可能な範囲について表 5-2 のように、補償できているノードは●、できていないノードには×を付けて示す。

全てのパターンにおいて補償範囲は等しくなった。BTBはSTATCOMと違い事故時にループの影響で有効電力、無効電力の融通が大きく働くため補償可能範囲が広がっている。最終的に100%低下したとしてもタップ変更点以降は補償され、かなりの事故にも補償可能なノードは多いといえる。STATCOMでは出力低下により補償範囲が狭かったためわからなかったが、最終的にはタップ変更点前の電圧が引かかっている。

次にフィーダ間で太陽光発電導入が違ふ、P'3,P'4のフィーダ2の事故を行った。

表 5-3 フィーダ 2 事故

	%	223	323	423	523	623	723	823	923	1023	1123
P'3	82	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	84	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	86	×	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	88	×	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	90	×	×	●	●	●	●	●	●	●	●
	92	×	×	●	●	●	●	●	●	●	●
	94	×	×	×	●	●	●	●	●	●	●
	96	×	×	×	●	●	●	●	●	●	●
	98	×	×	×	×	●	●	●	●	●	●
	100	×	×	×	×	●	●	●	●	●	●
		223	323	423	523	623	723	823	923	1023	1123
P'4	82	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	84	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	86	×	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	88	×	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	90	×	×	●	●	●	●	●	●	●	●
	92	×	×	●	●	●	●	●	●	●	●
	94	×	×	×	●	●	●	●	●	●	●
	96	×	×	×	●	●	●	●	●	●	●
	98	×	×	×	●	●	●	●	●	●	●
	100	×	×	×	×	●	●	●	●	●	●

フィーダ2で事故が発生した場合、94%事故時は表 5-2 と比べ 423 ノードで補償ができなくなっている(赤×)。これはフィーダ2にP太陽光発電導入量が少ないことより電圧が低くなったと考えることができる。

以上より BTB の補償効果は STATCOM による補償効果と比べ圧倒的に高いと言える。それは STATCOM では無効電力出力のみしか制御できなく、その無効電力出力に関して事故時に電圧低下に比例して出力が大幅に下がってしまうことに対して、BTB は自励式変換器による無効電力出力に加え、有効電力の融通といったループ効果があるためである。

さらに表 5-2、5-3 と太陽光発電導入量により多少の違いはあるといえども、導入量の違いによる補償可能範囲はあまり変化がなく、逆に言えば太陽光発電導入量の違いに問わず、一定した補償効果が得られるといえる。

しかし、この BTB には問題も多い。図 5-11 を見るとわかるが、フィーダ 1(事故フィーダと呼ぶことにする)の電圧低下を救うために、フィーダ 2(健全フィーダと呼ぶことにする)の電圧も大幅に低下し、電圧適正範囲(101±6V)から大きく逸脱してしまっている。この問題点を解決すべく、次節より新しい検討を行う。

5.3 健全フィーダ補償

この節において BTB 設置時の健全フィーダを補償するための検討を行う。P'1 の 82,90,100%事故時のいくつかのノードの電圧(Time=1.5s 時)を図 5-12 に示す。

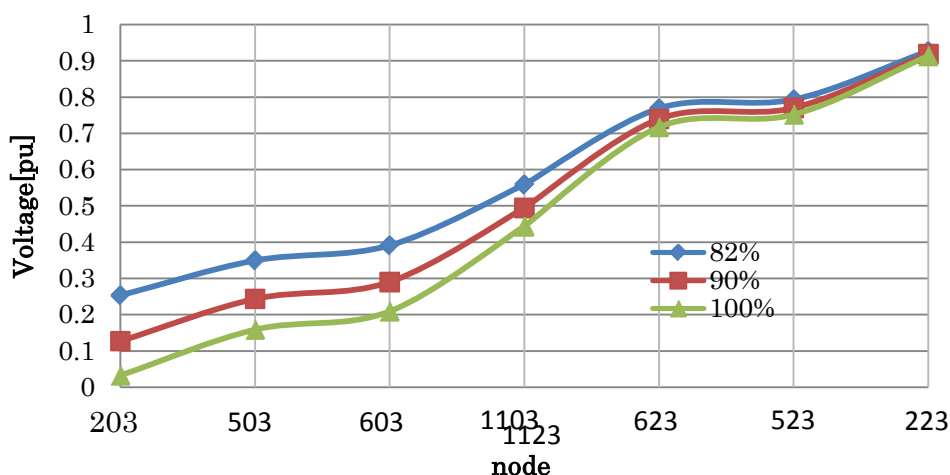


図 5-12 事故時各電圧(P'1f1&f2)

さらに本検討に対し以下の新たな条件を加える。

- BTB の容量は先ほどと同じ固定とし、健全フィーダ側にのみ STATCOM を設置する。
- STATCOM の容量は可変とし、健全フィーダのノードの電圧を適正範囲内に収めるためにのみ設置を行う。

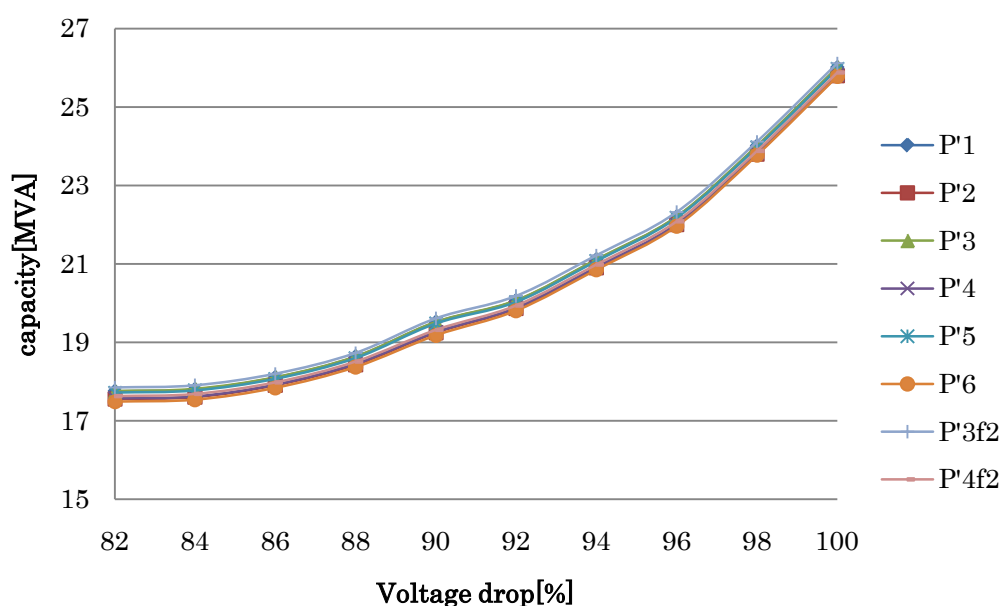
STATCOM でこの対策を行った理由は、第 4 章での条件での STATCOM が柱上設置可としていることにある。設置が簡易であることは、簡易に容量を増やすことが可能であること

を意味しているからである。また BTB は設置した両ノードの電圧をできるだけ等しくするように動作してしまうので容量を増すことによる効果はそれほど大きくないと思われる。STATCOMは無効電力の出力しかないので健全フィーダを救うためであればSTATCOMが向いているのではないかと考えたためである。つまり両フィーダの電圧を上げるにはBTBが向いており、片側フィーダの電圧を上げるのはSTATCOMのほうが向いていると考えたからである。

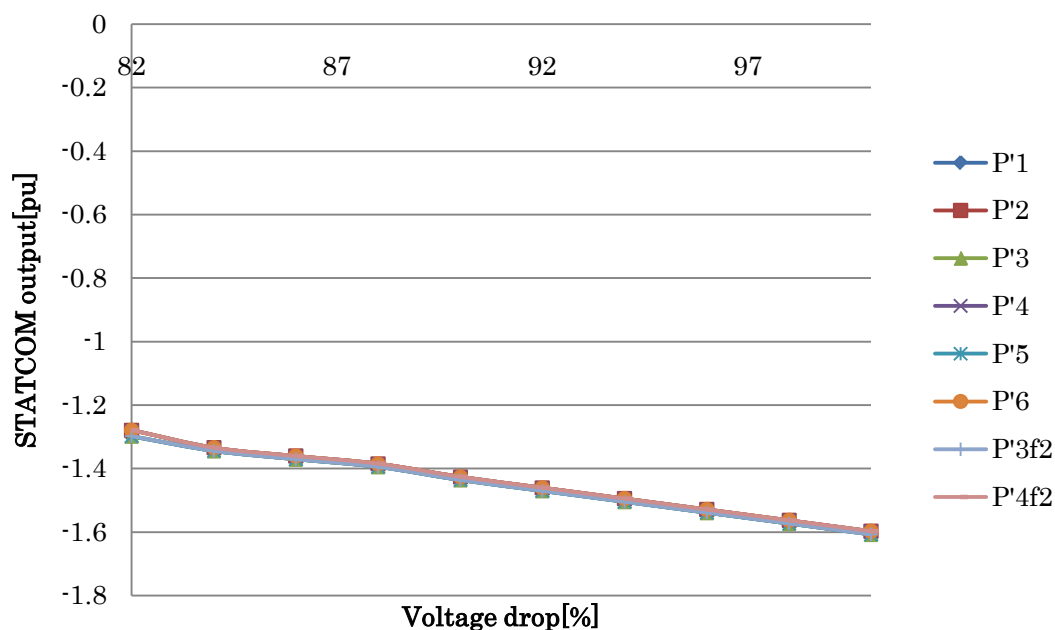
なお、健全フィーダ側の電圧を上げるということはループ効果により事故フィーダの電圧も上げることが可能であり補償可能範囲も広がることを意味するが、本節の目的とは違うので補償可能範囲は考えない。

シミュレーションを行う前に必要なSTATCOMの容量にある程度目算を付けることができる。例えば図5-10を見るとわかるが事故時60Vを95V近くまで電圧を上げなければならない。第4章図4-4のP'2の電圧分布と容量を見ると0.5MVAで1V近く降圧できていることがわかる。これを単純に計算し、35V上げるためにはと考えると17.5MVA近く、100%低下は50V上げるために25MVA近く必要であることがわかる(実際にはフィーダに分布している太陽光発電の発電量、低圧配電線での損失、図5-4(b)のようなSTATCOMの特性があるのでこの値からの前後はある)。また、パターンによる大きな違いは表5-2よりないと考えることができる。

以上より実際の結果を図5-13(a)に必要なSTATCOM容量を、(b)に実際のSTATCOM出力を示す。



(a) STATCOM 容量



(b) STATCOM 出力

図 5-13 BTB+STATCOM

(a)よりシミュレーション結果を示す前に記した目算値に近いものになっている。この図を見ると、パターン差に大きなばらつきがなく一定の傾向を示していることがわかる。(実際には 150kVA ほどのばらつきはあるが、レンジが広いいため大きな違いはないように見える)その傾向を以下のように書き下す。

- (1)電圧低下率が上がるにつれ容量の増加率が上がっている。
- (2)2020 年度パターンに比べ 2030 年度パターンの容量が少ない。

(1)に関しては、STATCOM の機器特性が関係していると推測することができる。(b)より電圧が 2%ずつ低下したところで、電圧を 95V に保つために必要な無効電力量は比例増加することがわかる。しかし、(a)のように増加率が変わるということはつまり、STATCOM の出力が低下していることを意味することになる。

(2)に関しては 150kVA ほどの違いは実際電圧でいうと 0.3V 前後であり、前節までの補償範囲を求める際にある程度の誤差を許容していたために出たものだと考えられる。

以上より BTB で瞬時電圧低下を解消しかつ、健全フィーダの電圧適正範囲を守ることが可能であることがわかった。

5.4 まとめ

本章において STATCOM, BTB による瞬時電圧低下補償効果、BTB+STATCOM による健全フィーダの補償を行った。

STATCOM において 82% 低下まで完全に補償することができるがそれ以降の補償効果は小さなものであった。これは電圧低下に伴い STATCOM の出力も低下するという考察を行った。

BTB は全ての電圧低下に対し広範囲での補償が可能であった。これは有効電力の融通は自励式変換器がもつ無効電力が行えるからであると考えられる。

しかし、BTB にはデメリットがあり健全フィーダの電圧を下げてしまうことより電圧適正範囲から逸脱してしまうということであった。そこで BTB は既存の設備とし STATCOM を健全フィーダに設置することで、健全フィーダの電圧を適正範囲に収める検討を行った。

その結果パターンによる差は 150kVA 程であったが全パターン傾向は同じであり、電圧低下率が比例増加するに従い、必要な容量の増加率は上がるということがわかった。

以上より BTB による瞬時電圧補償効果は大変大きなものであるが、そのデメリットを解消するためには STATCOM は大容量を必要とするが有効な装置の一つであると言える。

第 6 章

結論

本研究では、配電系統において太陽光発電が大量導入された場合における配電系統電圧逸脱問題、瞬時電圧低下時における太陽光発電一斉脱落問題の 2 点の問題に焦点を置き、これらを解決するために自励式インバータを応用したFACTS(Flexible AC Transmission Systems)を設置した場合の所要容量の評価、瞬時電圧低下時の効果の検証を行い結論をまとめる。本章では各章の結論をまとめたうえで最終的な結論を述べたいと思う。

まず電圧逸脱問題だが、各 FACTS 機器の所要容量設置時において電圧適正範囲を満たすことができることがわかった。FACTS 機器の所要容量は STATCOM が最も大きく、BTB はフィーダ間アンバランスのときのみやや小さくなり、UPFC は常に最少であることがわかった。これらは有効電力の融通があることと、漏れインピーダンスによる無効電力消費であると考えられる。しかし実際に設置を行う場合には単純に容量の点ではなく、柱上設置が可能である STATCOM は設置の簡易さ、設置コストがかからないことを考えると一概に UPFC と比較は行うことができないかもしれない。特にフィーダ内アンバランスのように 2020 年度と 2030 年度の容量差が多い場合、簡易に容量が増すことができる STATCOM は便利であると言え、設置場所の確保が必要な UPFC は不便であると言える。次に PCS の力率制御+STATCOM による検討も行った。この検討を行う際に低圧配電線部分も損失を加味するために、低圧配電線を系統に加えた。シミュレーションの結果としては全てのパターンにおいて 100kVA 以上の容量が削減された。容量は通常>フィーダ間>フィーダ内となり制御がない場合と全く違う結果となった。これは STATCOM をフィーダ末端に設置したほうが効果が高いことと同様の理由で、P'6 の無効電力の出力がフィーダ末端に集中しているため末端に近づくほど電圧が下がっていくということになる。それならばアンバランスを増すことにより容量は 0kVA になるのではないかと考えられる。しかし、アンバランスを増す毎に容量自体は減るもののその減少量が減っていることより、STATCOM により末端の電圧を下げても効果が薄くなっている。つまりフィーダの前半部分、特にタップ変更点の PCS による電圧減少幅が小さく電圧制限範囲内に収まることにならないということになる。以上をまとめると、PCS 制御をしない場合、フィーダ内アンバランスは最も容量が必要であり、制御をした場合フィーダ内アンバランスは最も容量が少なく電圧適正範囲に収めることができた。以上より電圧逸脱問題は所要容量設置において解消でき、有効である。し

かし他の機器でも可能なため有用性については費用対効果の面から更なる検討が必要である。

次に瞬時電圧補償効果だが、STATCOM,BTBでの検証を行った。結果としてはBTBは補償可能範囲が広く、STATCOMは狭いということがわかった。さらに所要容量設置時にはBTBだと84%電圧低下時まですべてのノードを補償可能であり、以降電圧低下まで少しずつ範囲が狭くなっている。STATCOMでは82%低下時まですべてのノードを保障可能であり、84%低下時に範囲が急激に狭くなり、88%以降は全く補償されなくなっている。これはBTBは有効電力の融通(ループ効果)、自励式変換機の無効電力制御といったものがあることに対し、STATCOMは無効電力のみしか制御できないことに起因する。さらにSTATCOMは電圧が低下することに比例し、無効電力出力が大幅に下がること機器特性を持つためである。しかしBTBにもデメリットがあり、健全フィーダの電圧適正範囲を満たせなくなる。そこでBTBは容量固定のまま、柱上設置可能であるSTATCOMを容量可変とし設置を行った。その結果パターンによる差は150kVA程であったが全パターン傾向は同じであり、その結果電圧低下率が比例増加するに従い、必要な容量の増加率は上がることがわかった。最終的にはBTBによる瞬時電圧補償効果は大変大きなものであるが、そのデメリットを解消するためにはSTATCOMは有効な装置の一つであると言える。以上より瞬低問題はBTBを設置することで、太陽光発電導入量問わず様々な事故に対応できる。STATCOMと併用することにより補償効果は上がるが、大容量を設置しないといけないため費用対効果の面から見て難しい。

以上より、太陽光発電が大量導入された場合においてFACTS機器を設置した時、電圧逸脱問題に対してだけでなく、瞬時電圧低下対策としても高いポテンシャルを秘めていることが確認され、全てのFACTS機器は電圧逸脱問題に対し有効であり、BTBは瞬低問題に対して有用でもある。

参考文献

- [1] 長期エネルギー需給見通し（再計算）,09/08/26,経済産業省
- [2] 電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法の平成19年度の施行状況について,経済産業省資源エネルギー庁
- [3] SHARP : 「住宅用太陽光発電システム」
http://www.sharp.co.jp/sunvista/inquire/product/solar_system/
- [4] 塚本勝孝, 延原高志 : 「太陽電池をフルパワー発電させる MPPT の製作」, トランジスタ技術, 2005 年 9 月号
- [5] 東京海上日動リスクコンサルティング株式会社 : 「瞬時電圧低下(瞬低)の実態と対策」, E08-87410, 2005 年 4 月
- [6] NEDO 「大規模電力供給用太陽光発電系統安定化等実証研究北杜サイト本格運用について」
- [7] NEDO 委託業務成果報告書太陽光発電システム実用化技術開発:「太陽光発電システムの実証研究」(高密度連系技術の研究),(2000)
- [8] 近藤太郎, 馬場旬平, 横山明彦 「太陽光発電が多数導入された配電系統の FACTS 機器を用いた電圧制御」, IEEJ Trans PE, Vol.126, No3, 2006
- [9] 益田泰輔, 元木啓明, 横山明彦 : 「UPFC を用いた最適潮流制御による過渡安定度を考慮した ATC 拡大手法の基礎的検討」, 電学論 B, Vol.127-B, No.1, pp53-60, 2007
- [10] 河辺賢一, 横山明彦 「複数 UPFC による停電量極小化制御の改善手法」, 平成 21 年電気学会全国大会
- [11] 小林広武, 伊藤正幸: 「系統連系形太陽光発電用パワーコンディショナの過渡特性解

析モデルの開発」，電力中央研究所研究報告:R07027

[12] 小林広武, 伊藤正幸:「太陽光発電用パワーコンディショナの運転安定化技術の開発 - 系統周波数変動時における単独運転検出装置の不要動作防止法 -」, 電力中央研究所研究報告:R08013

[13] Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugyi: 「Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems

発表文献

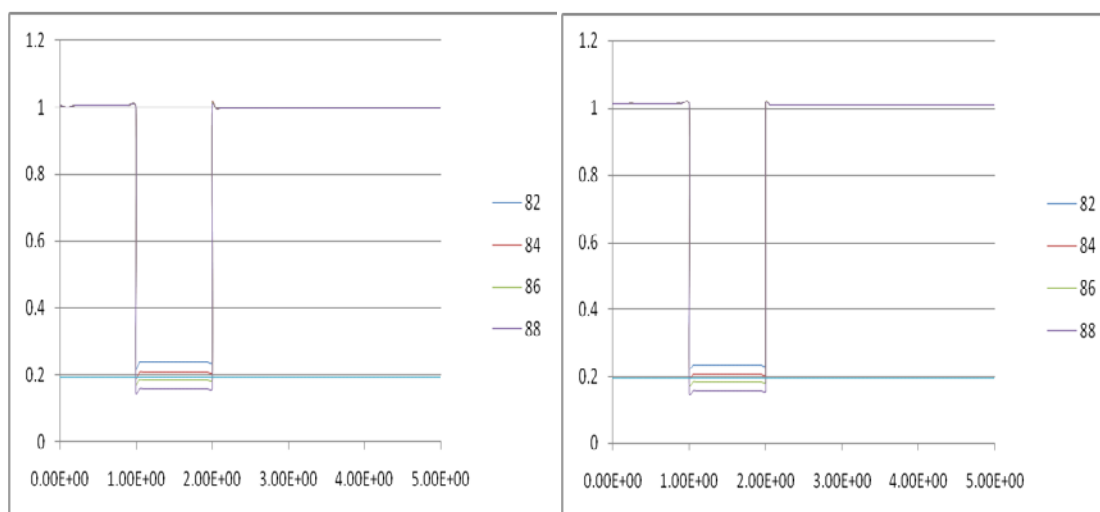
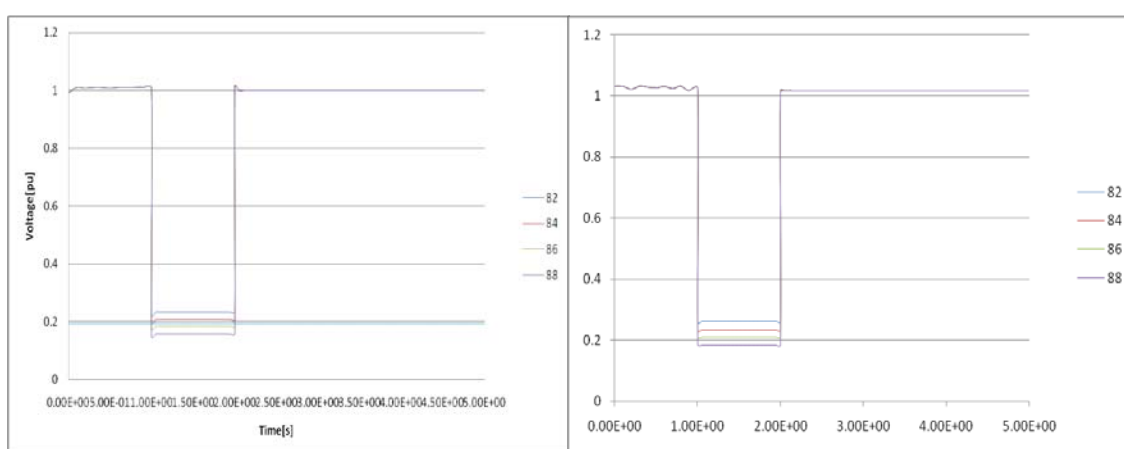
- [1] 吉住大介, 高崎昌洋, 横山明彦:「太陽光発電大量導入における配電系統電圧制御装置の所要容量評価」, 電気学会, 電力・エネルギー部門大会, 2010

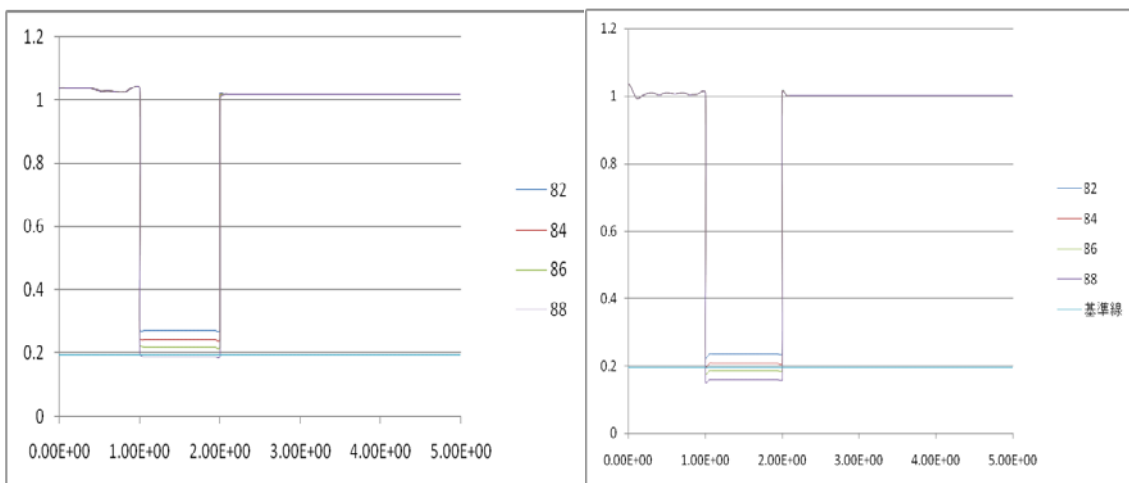
- [2] 吉住大介, 高崎昌洋, 横山明彦:「太陽光発電大量導入における PCS 制御を考慮した配電系統用 FACTS 機器の所要容量評価」, PE-10-144,PSE-10-143, 電気学会, 電力技術・電力系統技術合同研究会, 2010

- [3] 吉住大介, 高崎昌洋, 横山明彦:「太陽光発電大量導入における 配電系統用 STATCOM の瞬低補償効果」, 電気学会, 全国大会, 2011(発表予定)

付録 A STATCOM 対策時瞬低各値

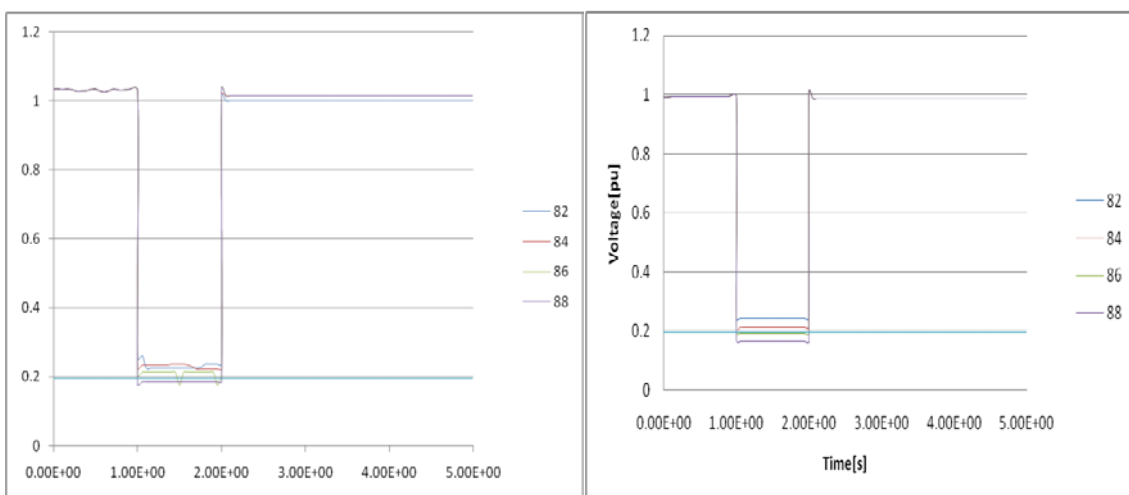
5.1 節の STATCOM 対策時における末端ノードの各電圧分布を示す。





(e)P'4f1

(f)P'4f2



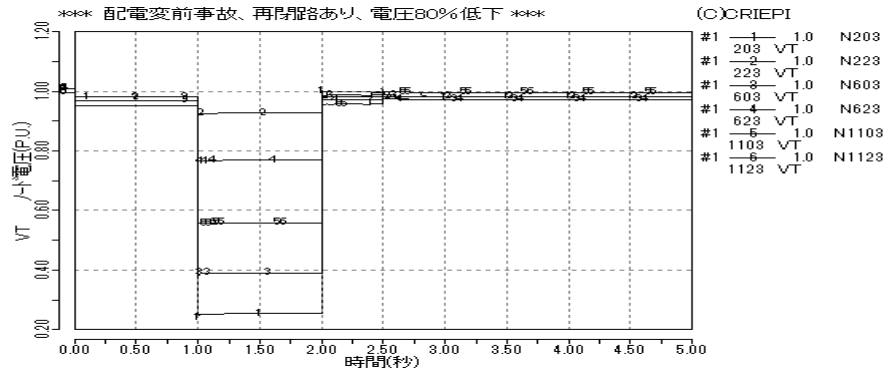
(g)P'5

(h)P'6

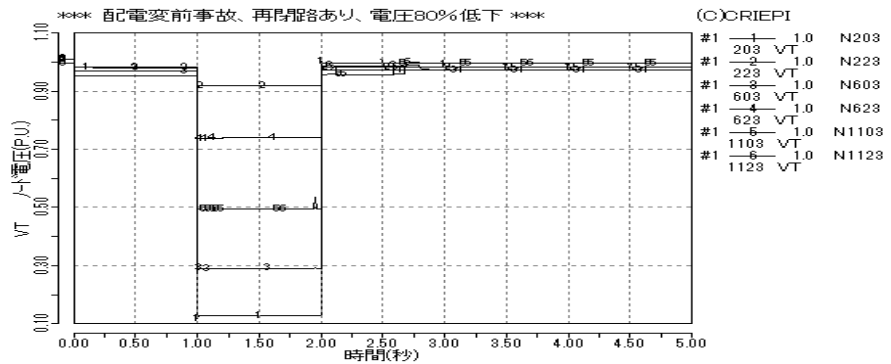
図 A STATCOM 対策時電圧

付録 B BTB 対策時瞬低各値

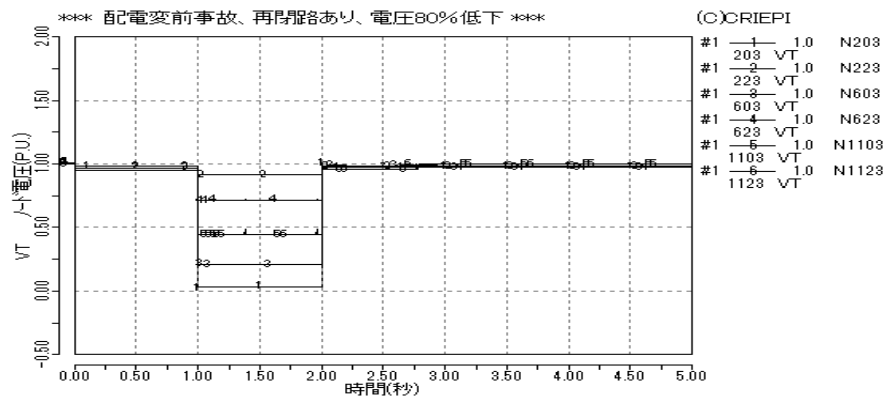
5.2 節の BTB 対策時電圧低下 82,90,100%における主要ノードの各電圧分布を示す。



(a)82%電圧低下

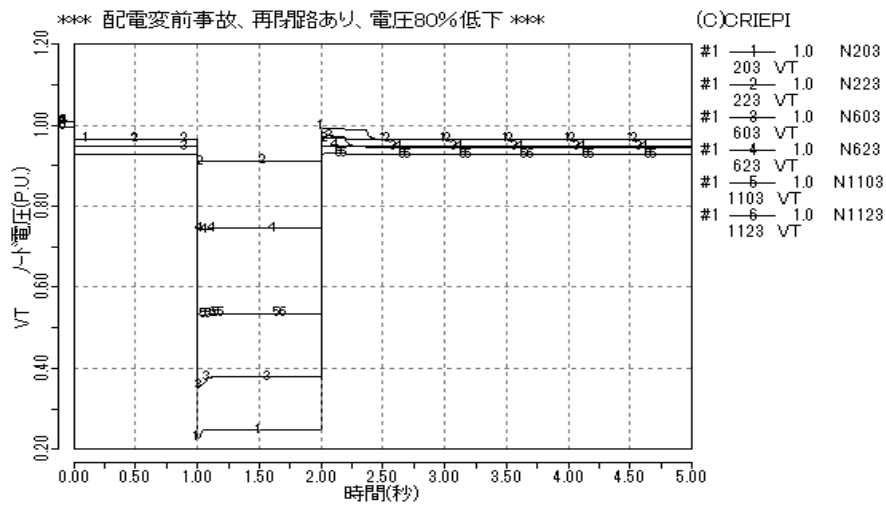


(b)90%電圧低下

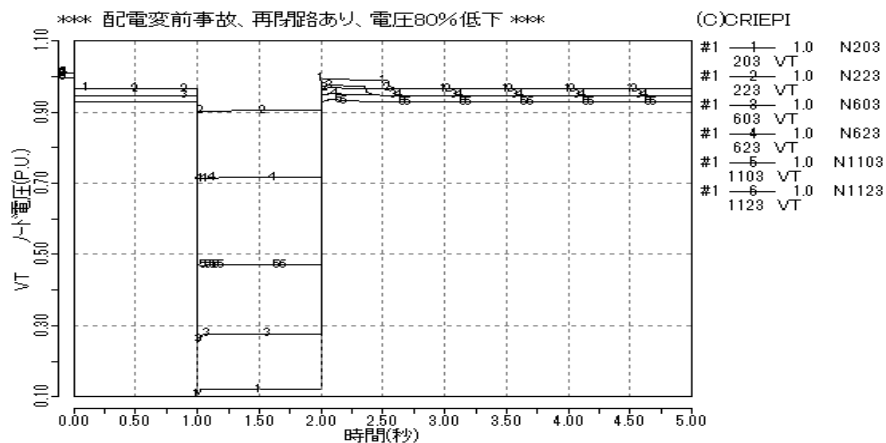


(c)100%電圧低下

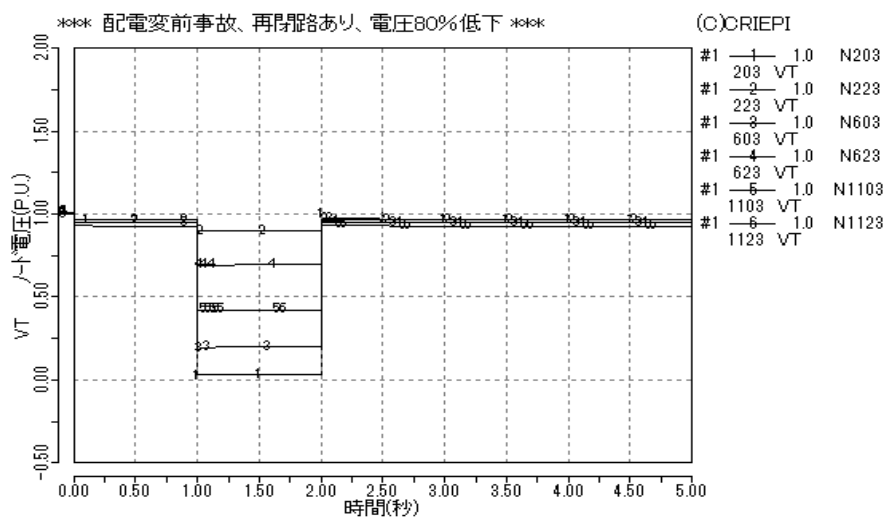
図 B-1 P1



(a)82%電圧低下

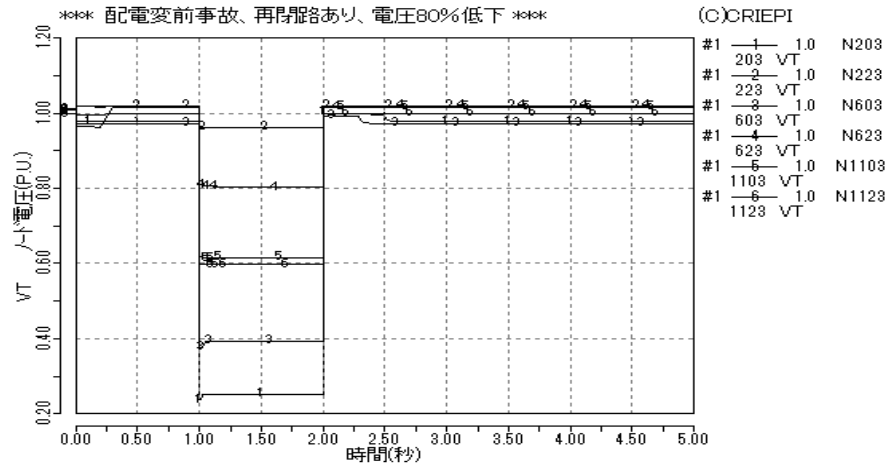


(b)90%電圧低下

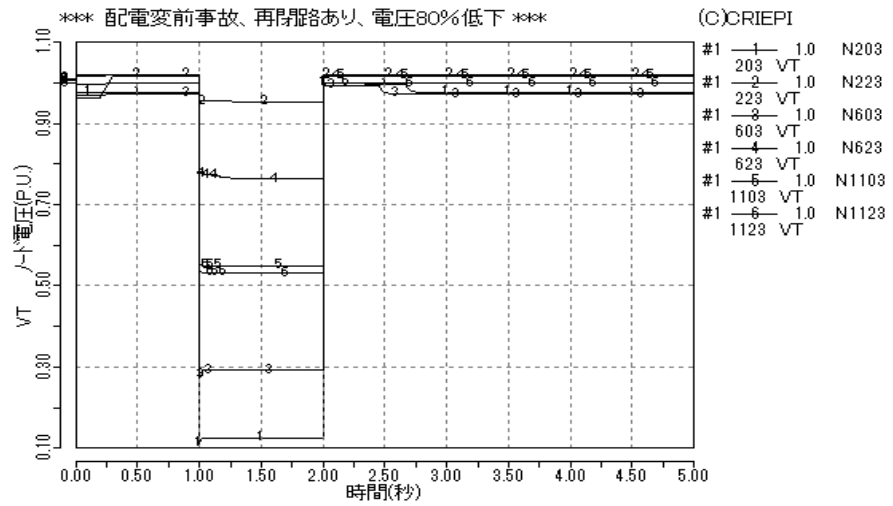


(c)100%電圧低下

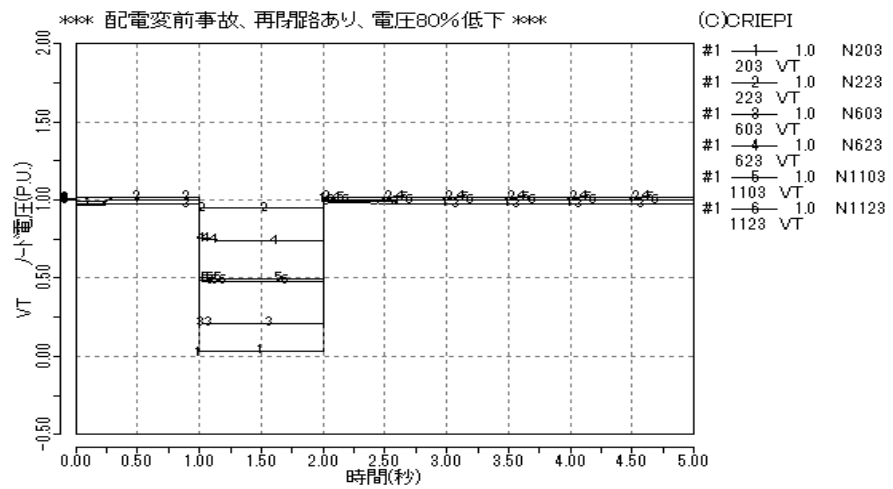
図 B-2 P'2



(a)82%電圧低下

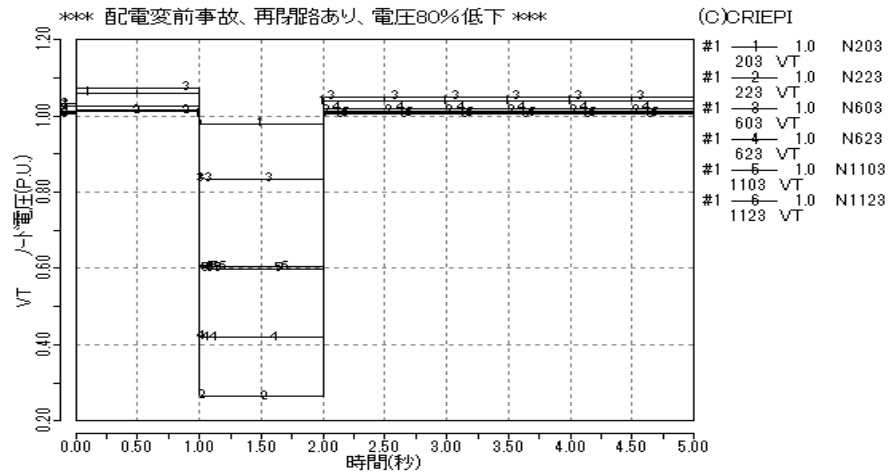


(b)90%電圧低下

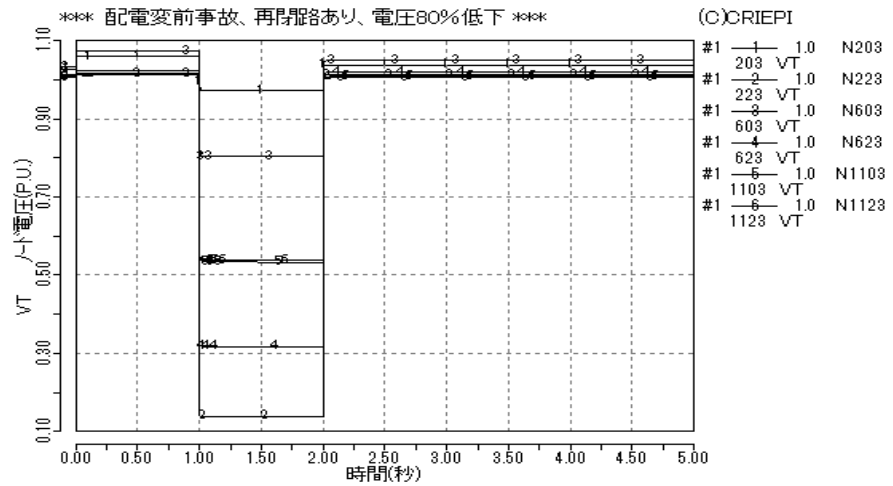


(c)100%電圧低下

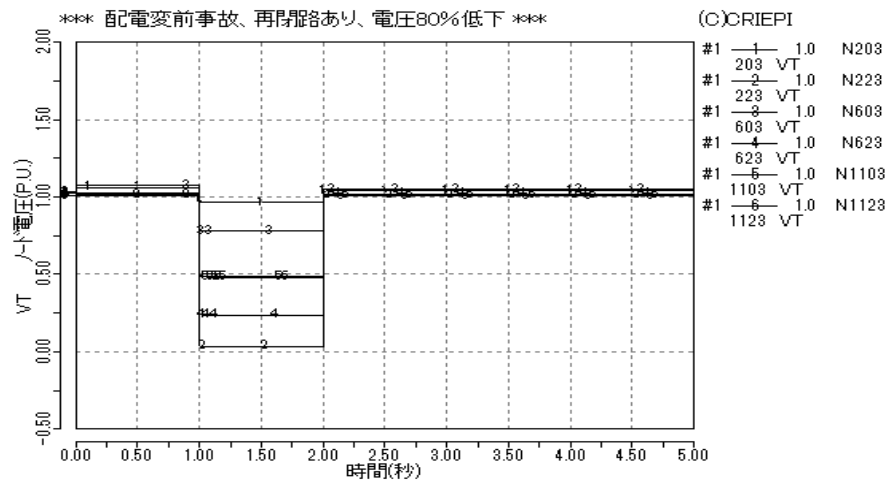
図 B-3 P'3f1



(a)82%電圧低下

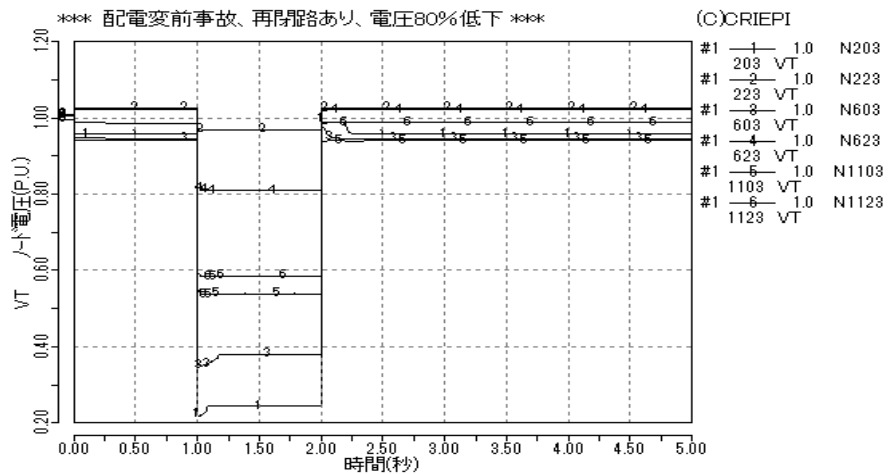


(b)90%電圧低下

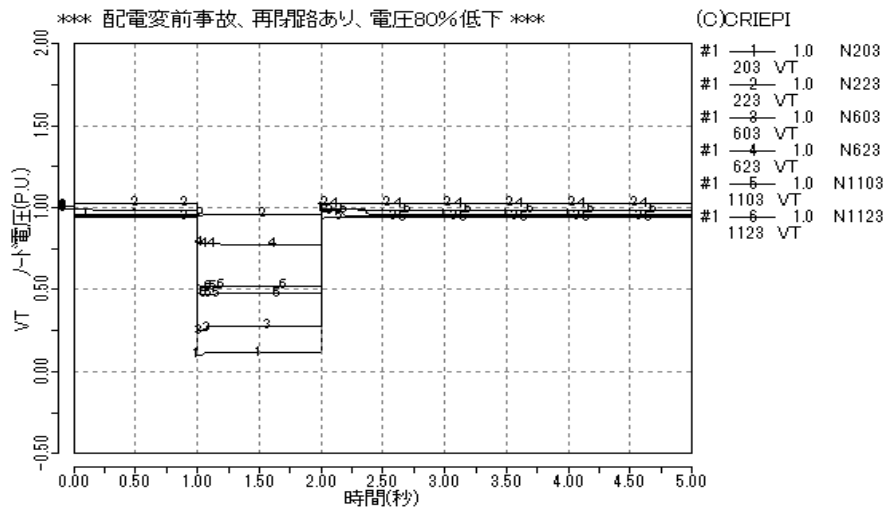


(c)100%電圧低下

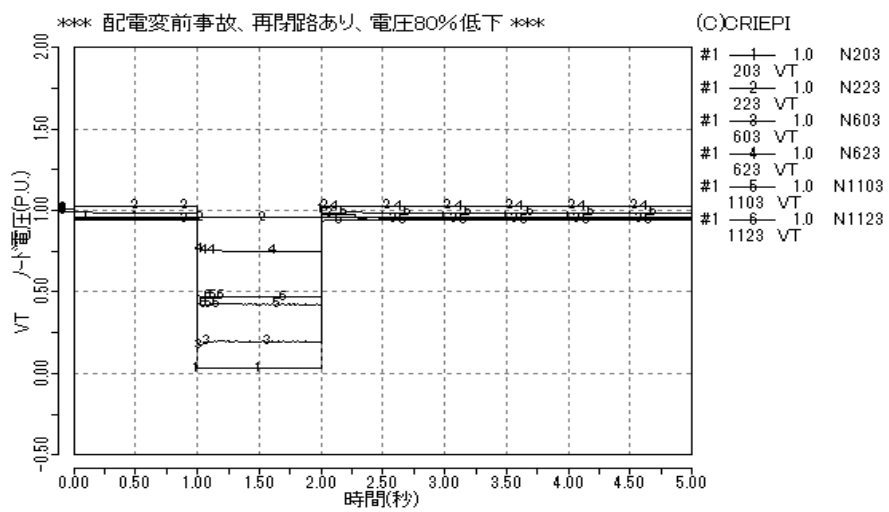
図 B-4 P'3f2



(a)82%電圧低下

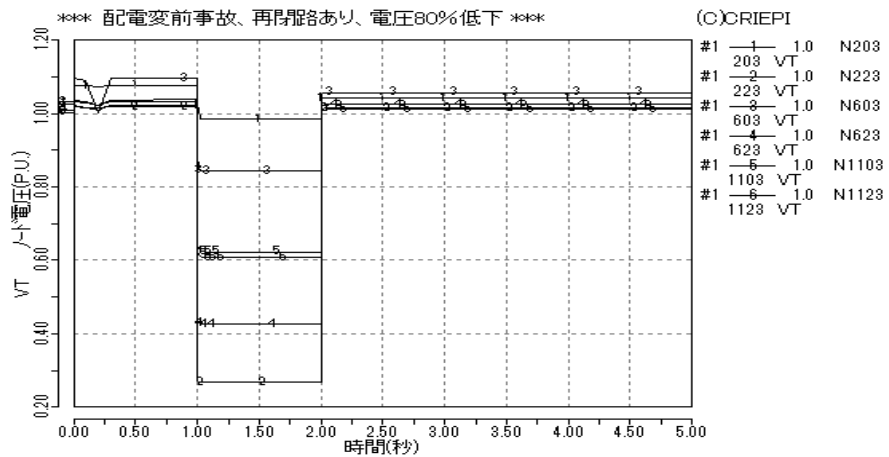


(b)90%電圧低下

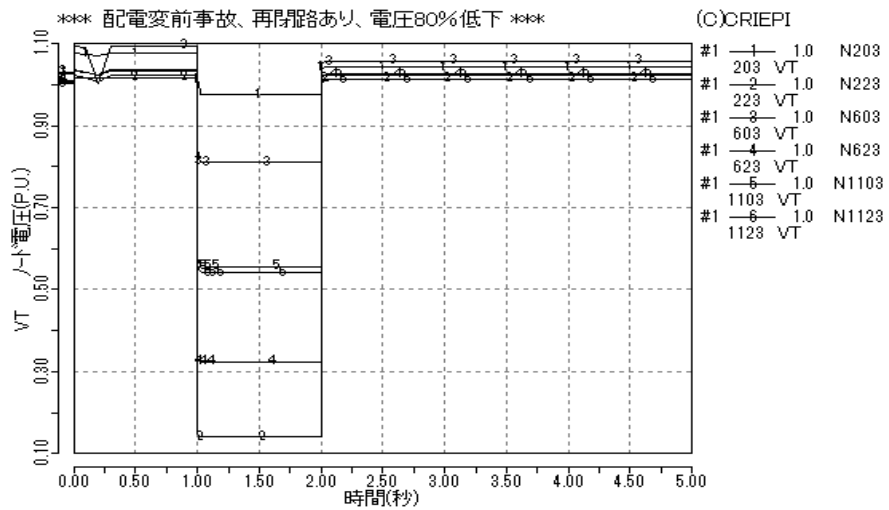


(c)100%電圧低下

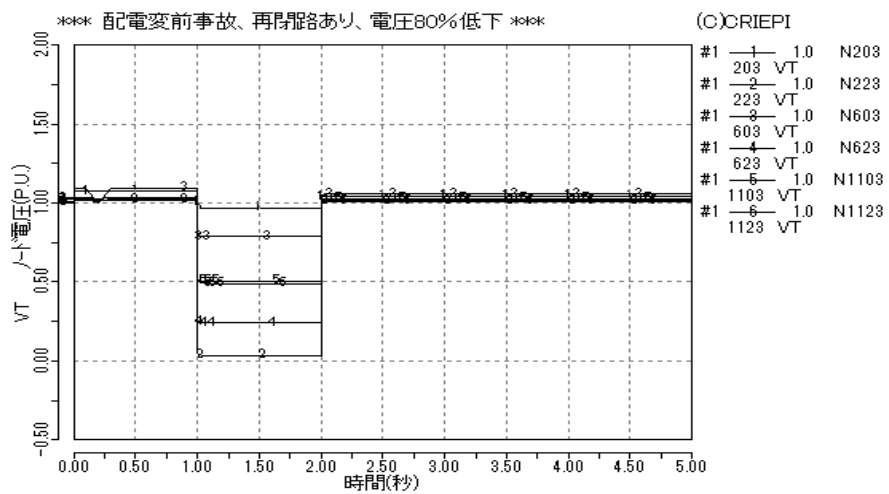
図 B-5 P'4f1



(a)82%電圧低下

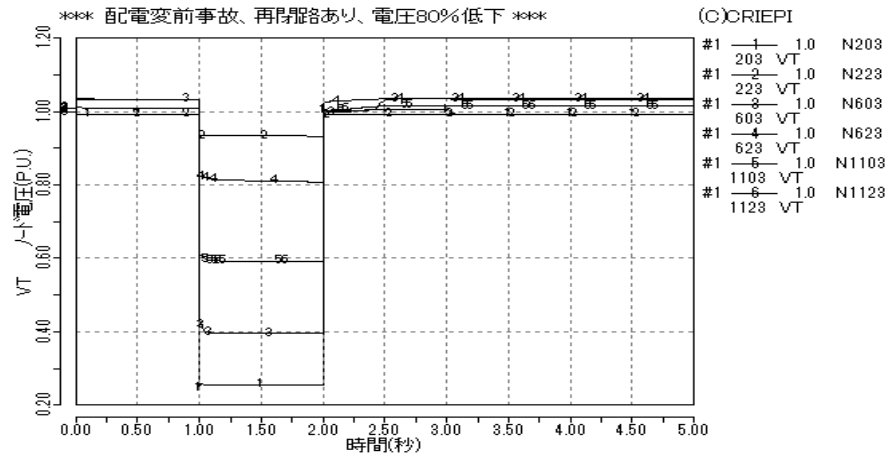


(b)90%電圧低下

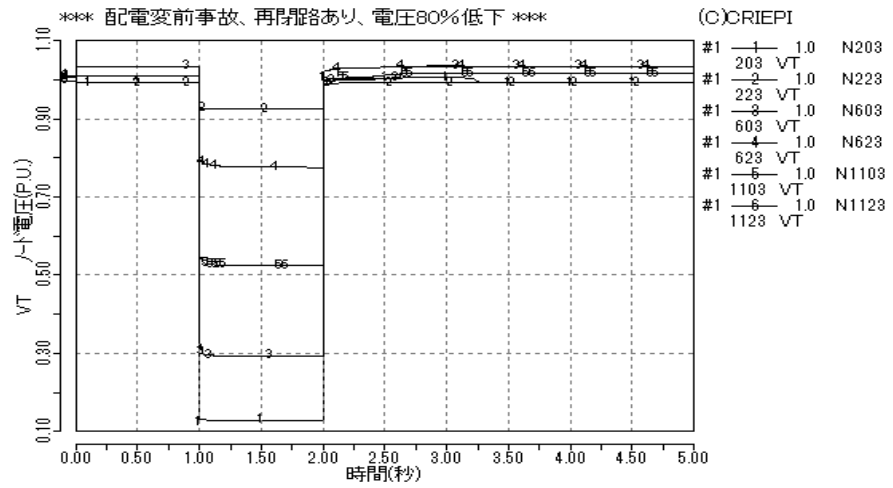


(c)100%電圧低下

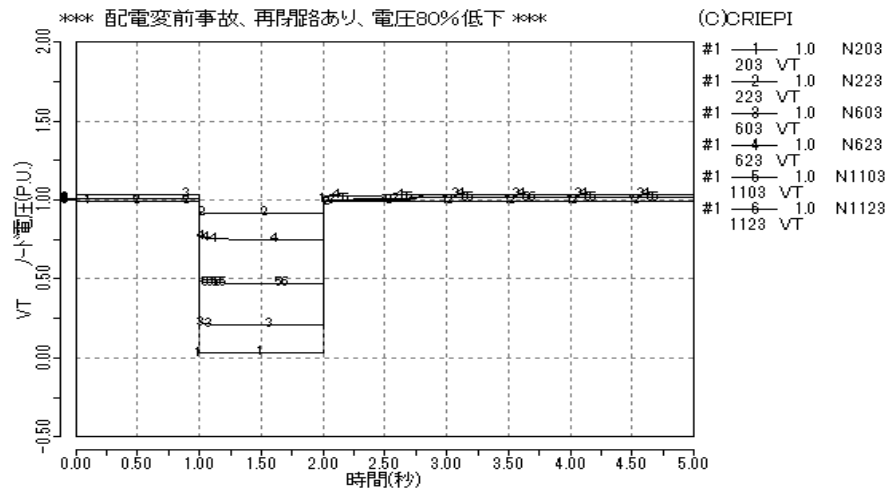
図 B-6 P'4f2



(a)82%電圧低下

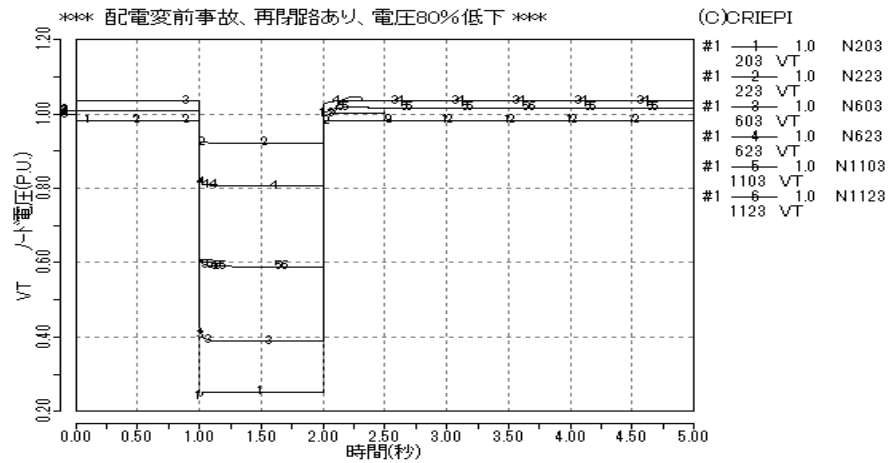


(b)90%電圧低下

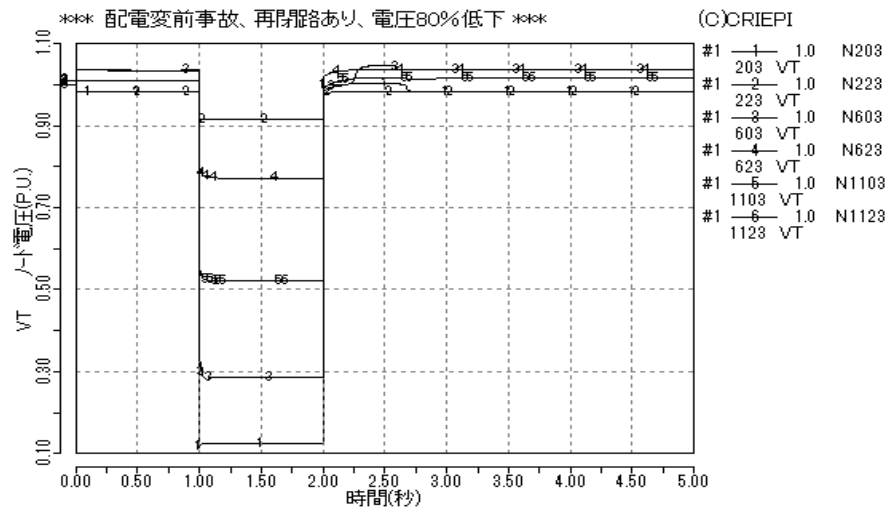


(c)100%電圧低下

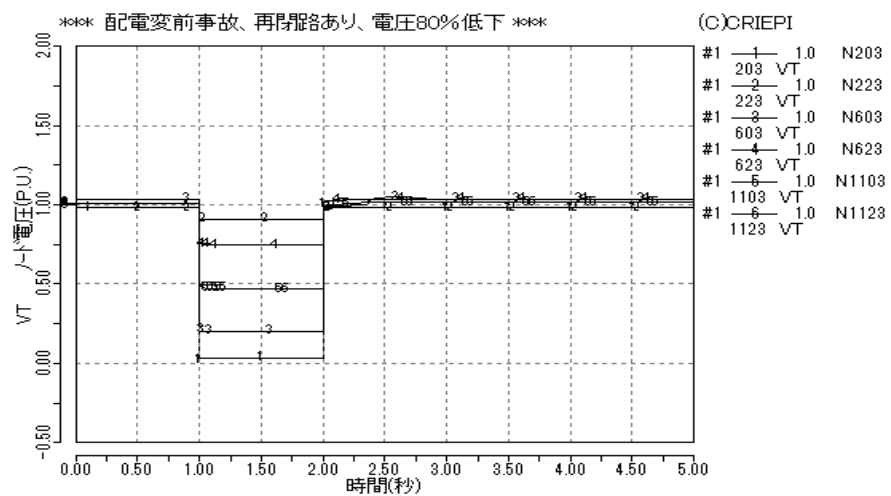
図 B-7 P'5



(a)82%電圧低下



(b)90%電圧低下



(c)100%電圧低下

図 B-8 P'6

謝辞

本研究を進めるに当たり、高崎昌洋客員教授、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。横山明彦教授には、研究室のミーティングに加えて頂き、研究室での合宿、見学、学会等様々な場面で大変お世話になりました。この場を借りて厚く御礼申し上げます。

電力中央研究所システム技術研究所の皆様には学生である私を温かく迎えていただき誠に感謝しております。特に宜保様には解析ツールの使い方を教えて頂いたり公私ともに大変お世話になり、深く感謝しております。

また、横山研究室の皆様には研究を進める上で様々な御助言を頂いたり、プライベートの場に誘って頂きましたことを心より感謝しております。特に修士課程2年生の相原良太氏、清水浩一郎氏、宮原啓太氏、吉原徹氏、修士課程1年生の井上孝弘氏、木原寛之氏には時にはご迷惑をおかけしたこともございましたが、楽しい研究生活を送ることができました。この場を借りて厚く御礼申し上げます。

最後に、私の研究生活を支えて下さった皆様に改めて感謝の意を申し上げますと共に、皆様の今後の御発展と御活躍を心よりお祈り申し上げます。