

8. 再生可能エネルギーと配電電圧逸脱

この課題は多くの技術者が長年にわたって扱っており、著者としては誰も扱っていなかった安定度問題に優先的に取り組もうと考えた。しかし電圧逸脱についての研究成果を見ると、おかしい意見が主流になりそうなので、暴走に歯止めをかけるべく、やむを得ず自分で研究したという経緯がある。

おかしい意見の第1はREによる電圧逸脱対策として、いきなり「双方向通信」をあげることでである。この技術は開発途上のもので、それを前提にRE大量導入を考えるのはAggressiveに過ぎる。将来のための保険として今から開発しておこうというのなら理解できるが、新技術に伴うビジネスに魅力があるため前のめりになっているのではないかと。まずは既存の技術でどこまで対応可能か見きわめて、もしそれで不足なら新技術を採用するのが順当である。後に述べるが、現在利用可能な既存技術は3つあり、配電用変圧器のタップ制御、配電線途中に設置する一種の変圧器であるSVR (Step Voltage Regulator)、PVの進み定力率運転である。

おかしい意見の第2は配電線電圧変動緩和策としてSVCを用いることで、あたかもそれが常識のように語られていることである。SVCは高価な機器であり、その優秀性は分かっているが、他のもっと経済的な対策を考慮するのが先決である。例えば、今日の太陽光発電 (Photovoltaic, PV) の交流連系用インバータにはIGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor, 絶縁ゲート型バイポーラ・トランジスタ) を使う。IGBTはスイッチング周波数を高くしてやると系統に有害な高調波をほとんど発生しないという美点がある。またこのIGBTを用いたインバータは有効電力のみならず無効電力の発生・吸収が自在にできるという大きな長所がある。つまりPVは最初からSVCの機能を含んでいる。それなのにどうしてその機能を活用せずにSVCを追加するのだろうか？

おかしい意見の第3はSVCやREに電圧一定制御をさせようというものである。配電線のように抵抗分が多くリアクタンス (コイル分) が少ないネットワークに複数の電圧一定制御機器を設置すると、設定電圧の誤差により横流 (Cross Current) という大きな無効電力が流れる。自流式発電所では流量に応じて発電機台数を変えることで水車流量を許容範囲に収めるようにしており、そのため同一母線に複数の発電機を接続することが多くあるので、発電機に横流防止回路を設けている。論者は横流のことを知らないのだろうか？ 電圧センサの誤差も問題である。0~120Vの電圧センサに2% (2.4V) の誤差があると、電圧を101~107Vの範囲に収めようとすれば、誤差を見込んで101+2.4~107-2.4V、つまり103.4V~104.6Vの範囲に収めねばならず、許容範囲が104.6 - 103.4 = 1.2Vしかなくなってしまい非現実的である。

配電用変圧器のタップ制御

配電系統の電圧制御に最も効果的なものがこれである。経済的な方法であるが、欠点が2つある。欠点の第1は、タップは離散値ゆえ滑らかな制御はできないことである。これにはタップ刻みを細かくすることで対応しており、普通は1~2%刻みである。欠点の第2は、タップ動作には時間遅れがあるので急激な電圧変動には追従できないことである。従来は問題となるほどの急激な電圧変動はなかった。しかしREが普及すると、大きな風力発電機の並列、大量のPVの出力変動など、急激な電圧変動の要因が出現する。これは後で検討する。

プロコン タップ制御では制御可能な対象はタップだけである。制御に利用可能な観測量は時刻 t 、変電所電圧 V (ベクトル)、変電所負荷電流 I (ベクトル) の3つだけである。最も原始的な制御は観測量のうち時刻 t と電圧 V を用いるもので、電圧の大きさ $|V|$ をスケジュールで定めた値になるべく近く

なるよう維持する。これを「プログラム・コントロール」、略して「プロコン」と呼びならわしている。

LDC 太陽光発電 (Photovoltaic power generation: PV) の大量連系が現実化し、配電バンク逆潮流 (reverse power flow, 上り潮流, 末端の PV・負荷から系統中央に向けて流れる潮流) も現実に見られるようになった。バンク逆潮流には、「①保護の問題」と「②LDC 逆効果の問題」があるとされ、しばらく許容されない期間があった。

LDC (Line (voltage) Drop Compensation, 線路 (電圧) 降下補償) は、6.6kV 母線電圧とバンク二次電流から、配電用変圧器 (配変, 配電バンク) 傘下の負荷の平均的な電圧を推定計算し、それを所望の値に維持するよう、配変のタップを調整する機能である。これは変電所 6.6kV 母線電圧を所望の値に維持する「プログラム・コントロール (program control, プロコン)」機能よりも、進化した機能である。

ところがこの LDC には二種類あることに著者は気が付いた。すなわち、負荷電圧の推定計算をベクトル計算する方式と、スカラー近似計算する方式である。著者らは、前者を「ベクトル LDC」、後者を「スカラー LDC」と命名し、2011 年電気学会 B 部門大会のパネルディスカッションで発表した⁽¹⁾⁽²⁾。これが LDC に 2 種類あることが世に知られた最初である。本稿は、これら 2 種類の LDC を紹介する。バンク逆潮流時に「②LDC 逆効果の問題」が生じるのは、もちろん、スカラー LDC だけである。従ってベクトル LDC を採用すればこの問題は回避できる。

ベクトル LDC LDC の原理を理解するには、ハードウェアで機能を実現する構造を示すのがよい。図 8.1 にベクトル LDC をハードウェアで実現する構造の一例を示す。ベクトル LDC では負荷の平均的な電圧の推定値 V_{L2} が

$$V_{L2} = V_2 - Z_2 I_2 \quad (8.1)$$

というベクトル演算で得られる。これは PT・CT 一次側の

$$V_L = V - Z I \quad (8.2)$$

のレプリカになっている。 V_2 (V), I_2 (I) は、それぞれ PT, CT から得られる電圧・電流ベクトルそのものである。従って平均的な負荷電圧 V_{L2} (V_L) を正しく推定計算するには、LDC インピーダンス Z_2 (Z) を適切に整定することが肝要になってくる。

スカラー LDC Fig. 2 にスカラー LDC をハードウェアで実現する構造の一例を示す。この構造では PT・CT 二次側で演算する負荷の平均的な電圧 $|V_{L2}|$ は、

$$|V_{L2}| = |V_2| - |Z_2 I_2| \quad (8.3)$$

というスカラー演算で得られる。これは PT・CT 一次側の

$$V_L = V - Z I \quad (8.2)$$

のレプリカになっていない。PT・CT 二次側では、

負荷の平均的な電圧の絶対値 $|V_{L2}|$ はバンク二次電圧の絶対値 $|V_2|$ よりも必ず小さく算出される。従ってバンク逆潮流時に負荷の平均的な電圧がバンク二次電圧より高くなる現実を再現できず、むしろ負荷の平均的な電圧を現実より低く算出してしまい、結果的に配変タップを上昇させる。これが LDC の逆動

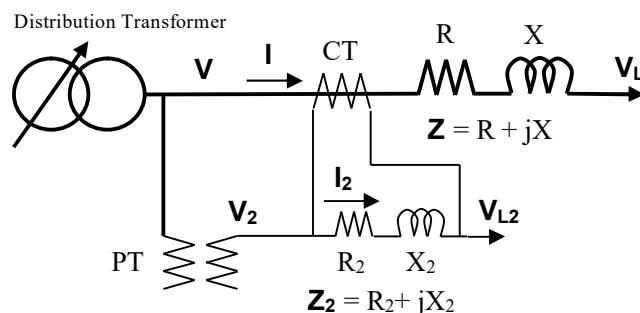


図 8.1 ハードウェアで構成するベクトル LDC

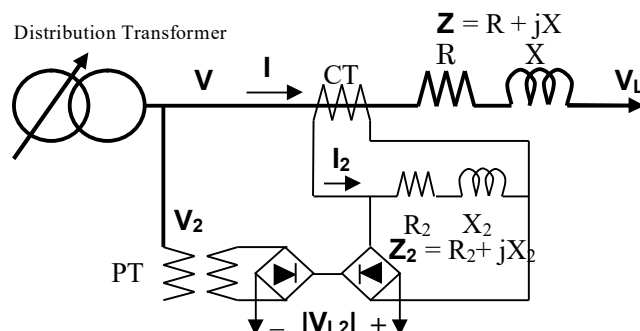


図 8.2 ハードウェアで構成するスカラー LDC

作であり、スカラーLDCに特有の欠点である。

ベクトル LDC の整定法 3 種類

ベクトル LDC には、平均的な負荷に至る経路のインピーダンス $\mathbf{Z}$ と、平均的な負荷の目標電圧 $\mathbf{V}_{\text{ref}}$ を与える必要がある。これがベクトル LDC の整定である。ここで、 $\mathbf{Z}$ と $\mathbf{V}_{\text{ref}}$ には好ましい関係が存在するに違いなく、関係が好ましくなければベクトル LDC は十分な性能を発揮できない。

ベクトル LDC 整定値は負荷の分布状況によって変わってくるはずである。ここでは負荷分布として「平等分布負荷」と「扇状分布負荷」の 2 種類を想定する。LDC の整定法としては古くから「負荷中心法：L」があり、これに著者らが「電圧中心法：V」および「Y 結線縮約法⁽³⁾：Y」の 2 種類を追加考案した。

「負荷中心法」は前後の負荷量が等しくなる地点の電圧を与える $\mathbf{Z}$ を用いる。「電圧中心法」は電圧降下が終端での値の半分となる地点の電圧を与える $\mathbf{Z}$ を用いる。「等価ロス法」は詳細系統のロスを保存するように縮約負荷に至る $\mathbf{Z}$ を定める。以下、すべて 1 に規格化した単位法を用いる。電圧降下の単位は全負荷が末端集中であった場合の値を 1 に規格化する。

平等分布負荷 図 8.3 に平等分布負荷の概念を

示す。「平等分布」負荷は、配電線を直線で近似したとき、いずれの微小区間においても負荷量が等しい分布である。いま、許される電圧の範囲を最大限に使って最大の順潮流で運用しているものとする。

変電所からの距離を x とすれば、微小区間の負荷電流密度は

$$\Delta I(x) = 1 \quad (8.4)$$

となる。従って地点 x における通過電流は

$$I(x) = \int_{x=x}^1 \Delta I(x) dx = 1 - x \quad (8.5)$$

である。地点 x における電圧降下は、負の値で表示すれば

$$\Delta V(x) = \int_{x=0}^x -I(x) dx = \frac{x^2}{2} - x \quad (8.6)$$

となる。求めた電流、電圧、ロスの分布状況を図 8.4 に示す。併せて 3 種類の LDC 整定法によるインピーダンス整定値(変電所からの距離 x に規格化される)を示す。規格化した許される電圧変化範囲は $-0.5 \sim 0$ である。本稿では高圧電圧の低圧換算(6600V/105V)許容範囲を 102~106V とする。規格化 $-0.5 \sim 0$ が低圧換算 102~106V に相当する。

負荷中心法 (P/2) では $I(x) = 0.5$ となる x は 0.5 である。つまりインピーダンス終端までのインピーダンスの半分に整定すればよい。 $\mathbf{V}_{\text{ref}}$ は、 $x = 0.5$

における電圧降下 $\Delta V(0.5) = -0.375$ であるから、低圧換算で

$$\mathbf{V}_{\text{ref}} = 106\text{V} - (106\text{V} - 102\text{V}) \cdot (0.375/0.5) = 103\text{V}$$

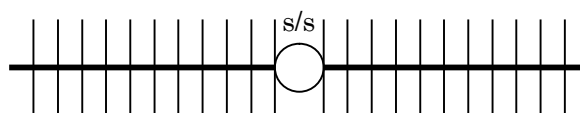


図 8.3 平等分布負荷の概念

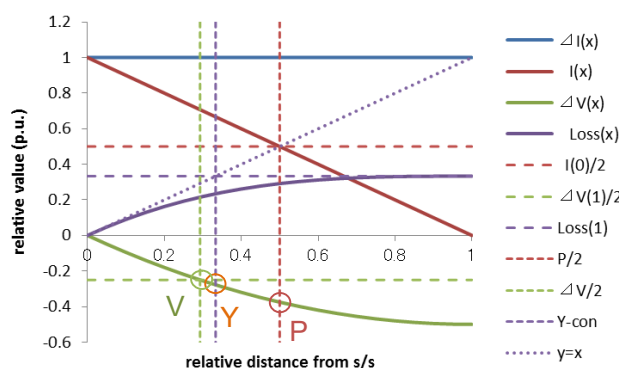


図 8.4 平等分布負荷の電流・電圧・ロス分布

となる。これは図中の P 点に相当する。

これを「負荷中心だから電圧降下も半分である」と誤って、末端での電圧変化 -0.5（低圧換算 102V）の半分の -0.25（低圧換算で 104V）に整定すると、正しい整定値より低圧換算で 1V 高く電圧を設定することになり、目標電圧が高めになる。

電圧中心法（ $\Delta V/2$ ）では方程式

$$\Delta V(x) = \frac{X^2}{2} - x = \frac{\Delta V(1)}{2} = \frac{-1}{4} \quad (8,7)$$

を解いて、 $x = (4 - \sqrt{8})/4 = 0.292893$ というインピーダンスが得られる。Vref は、電圧降下が半分であるから当然、低圧換算で 104V である。これは図中の V 点に相当する。

これを「電圧中心だから負荷も半分である」と誤って、インピーダンス x を 0.5 に整定してしまうと、目標電圧が高めになる。

Y 結線法（Y-con）では、始端から終端までのロスの合計は $L(1) = 1/3$ である。これと同量のロスが LDC インピーダンス末端に集中した負荷により生じるのであるから、 $x = 1/3$ である。そこでの電圧降下は

$$\Delta V(1/3) = \frac{1}{18} - \frac{1}{3} = \frac{-5}{18} \doteq -0.277778$$

であるから、Vref は

$$V_{\text{ref}} = 106V - (106V - 102V) \cdot (0.277778/0.5) = 103.8V$$

と整定すればよい。

最大潮流時にちょうど許容電圧範囲（低圧換算 102～106V）に収まっているのだから、それより軽い潮流時には、負荷中心法なら P 点を、電圧中心法なら V 点を、Y 結線法なら Y 点を支点として縦軸方向に電圧変化が縮小する。従って軽い潮流時にも許容電圧範囲に収まっている。このように、順潮流のみの場合は、インピーダンス x と目標電圧 Vref の望ましい関係を間違えなければ、いずれの整定法でも十分に機能する。

ところが、逆潮流時は様相が異なる。いま、電圧許容範囲を最大限に使う最大の順潮流と同量の逆潮流が流れたとする。このときの電圧変化は、LDC 整定法によって異なり、図 8.5 のようになる。

逆潮流時には順潮流時の電圧変化 $\Delta V(x)$ を、負荷中心法では P 点を、電圧中心法では V 点を、Y 結線法では Y 点を支点として上下対称にした電圧変化となる。

負荷中心法では、遠端電圧には上限に対して大きな余裕がある。逆に、近端電圧は最低値 -0.5（低圧換算 102V）を大きく割り込んで、-0.75（低圧換算 100V）となっている。P 点の ΔV が -0.375 であるから、電圧を許容範囲に収めるためには、逆潮流を最大可能順潮流の $(0.5 - 0.375) / (0.75 - 0.375) = 0.333$ 倍に制限する必要がある。

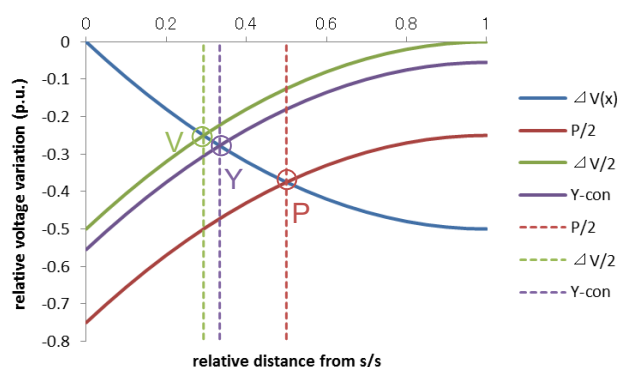


図 8.5 平等分布・逆潮流時の電圧変化

Y 結線法でも、遠端電圧には上限に対して少し余裕がある。逆に近端電圧は最低値 - 0.5 を少し割り込んで - 0.555 (低圧換算 101.6V) となっている。Y 点の ΔV が -0.277778 であるから、電圧を許容範囲に収めるためには、逆潮流を最大可能順潮流の $(0.5 - 0.277778) / (0.555 - 0.277778) = 0.802$ 倍に制限する必要がある。

電圧中心法では、遠端電圧は上限ぴったりである。近端電圧も下限ぴったりである。従って最大可能順潮流と同量の逆潮流が可能である。これは、支点となる V 点が電圧降下 1/2 の点であるから、当然のことである。

扇状分布負荷 図 8.6 に扇状分布負荷の概念を示す。円形の変電所供給区域を、ピザを切ったように扇形に等分し、その 1 つを 1 配電線が供給しているという形態である。負荷分布は末端ほど大となる。変電所からの距離を x とすれば、微小区間の負荷電流密度は

$$\Delta I(x) = 2x \quad (8)$$

となる。従って地点 x における通過電流は

$$I(x) = \int_{x=0}^x \Delta I(x) dx = x^2 \quad (8.9)$$

である。地点 x における電圧降下は、負の値で表示すれば

$$\Delta V(x) = \int_{x=0}^x -I(x) dx = -\frac{x^3}{3} \quad (8.10)$$

となる。始端から地点 x までのロス

$$L(x) = \int_{x=0}^x I(x)^2 dx = \frac{x^5}{5} - \frac{2x^3}{3} + x \quad (8.11)$$

となる。

求めた電流、電圧、ロスの分布状況を図 8.7 に示す。併せて 3 種類の LDC 整定法によるインピーダンス整定値 (変電所からの距離 x に規格化される) を示す。

規格化した許される電圧変化範囲は $-2/3 \sim 0$ である。本稿では高圧電圧の低圧換算 (6600V/105V) 許容範囲を 102~106V とする。規格化した $-2/3 \sim 0$ が低圧換算 102~106V に相当する。

負荷中心法 (P/2) では、 $I(x) = 0.5$ となる x は $1/\sqrt{2}$ である。つまり LDC インピーダンスを、終端までのインピーダンスの $1/\sqrt{2} = 0.707$ 倍に整定すればよい。そこでの電圧変化は $\Delta V(1/\sqrt{2}) \doteq -0.589256$ であり、これは低圧換算で

$$V_{\text{ref}} = 106V - (106V - 102V) \cdot (0.589256 / (2/3)) = 102.5V$$

となる。これは図中の P 点に相当する。

電圧中心法 ($\Delta V/2$) では、方程式

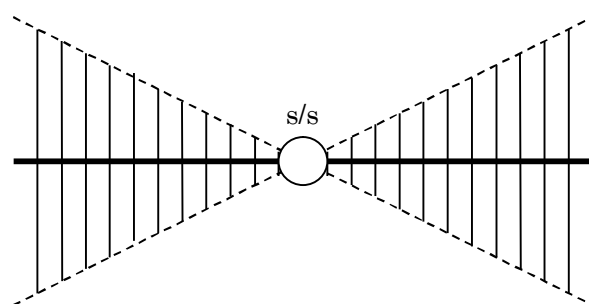


図 8.6 扇状分布負荷の概念

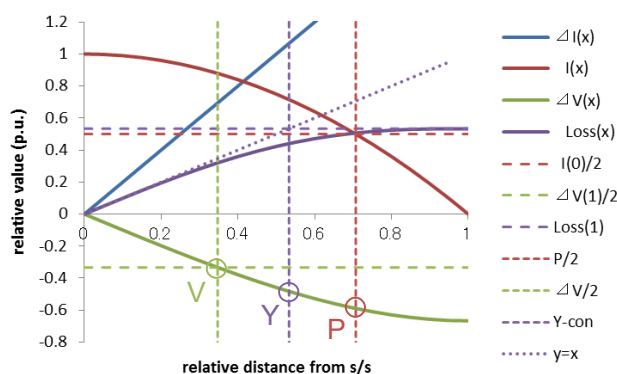


図 8.7 扇状分布負荷の電流・電圧・ロス分布

$$\Delta V(x) = \frac{x^3}{3} - x = \frac{\Delta V(1)^2}{2} = \frac{-1}{3} \quad (8.12)$$

を解いて $x \doteq 0.347296$ というインピーダンス整定値が得られる。電圧降下は、当然、終端の半分であり、 V_{ref} は低圧換算で 104V となる。

Y 結線法では、始端から終端までのロス $L(1) = 8/15$ である。これと同量のロスが末端集中負荷で得られる LDC インピーダンスは $8x/15 \doteq 0.533333$ である。そこでの電圧降下は $\Delta V(8/15) \doteq -0.482765$ であり、これは低圧換算で

$$V_{ref} = 106V - (106V - 102V) * (0.482765 / (2/3)) = 103.1V$$

となる。これは図中の V 点に相当する。

扇形部能負荷の場合も、最大潮流時にちょうど許容電圧範囲（低圧換算 102～106V）に収まっているのだから、それより軽い潮流時には、負荷中心法なら P 点を、電圧中心法なら V 点を、Y 結線法なら Y 点を支点として縦軸方向に電圧変化が縮小する。従って軽い潮流時にも許容電圧範囲に収まっている。

電圧許容範囲を最大限に使う最大の順潮流と同量の逆潮流が流れたとする。このときの電圧変化は、LDC 整定法によって異なり、図 8.8 のようになる。

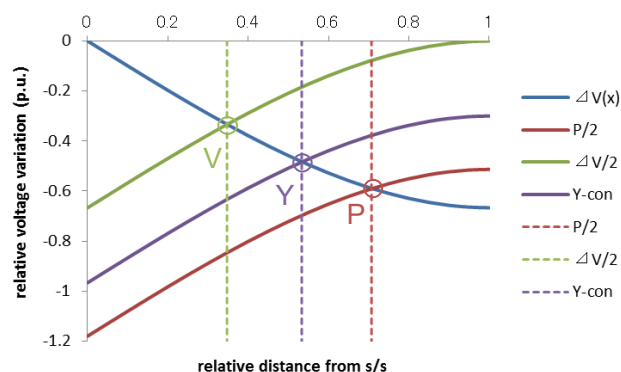


図 8.8 扇状分布負荷・逆潮流時の電圧変化

逆潮流時には順潮流時の電圧変化 $\Delta V(x)$ を、負荷中心法では P 点を、電圧中心法では V 点を、Y 結線法では Y 点を支点として上下対称にした電圧変化となる。

負荷中心法では、遠端電圧には上限に対して大きな余裕がある。逆に、近端電圧は最低値 -0.5（低圧換算 102V）を大きく割り込んで、-1.18（低圧換算 98.9V）となっている。P 点の ΔV が -0.589256 であるから、電圧を許容範囲に収めるためには、逆潮流を最大可能順潮流の $(2/3 - 0.589256) / (1.18 - 0.589256) = 0.131$ 倍に制限する必要がある。

Y 結線法でも、遠端電圧には上限に対して少し余裕がある。逆に近端電圧は最低値 -0.5 を割り込んで -0.967（低圧換算 100.2V）となっている。Y 点の ΔV が -0.482765 であるから、電圧を許容範囲に収めるためには、逆潮流を最大可能順潮流の $(2/3 - 0.482765) / (0.967 - 0.482765) = 0.380$ 倍に制限する必要がある。

電圧中心法では、遠端電圧は上限ぴったりである。近端電圧も下限ぴったりである。従って最大可能順潮流と同量の逆潮流が可能である。これは、支点となる V 点が電圧降下 1/2 の点であるから、当然のことである。

総括と実用性

2 種類の負荷分布：①平等分布負荷、②扇状分布負荷において、3 種類のベクトル LDC 整定法：①負荷中心法、②電圧中心法、③Y 結線法のパフォーマンスを評価した。他にも整定法はいくらでも考えうるだろうが、本稿ではここまでにする。

6 ケースの許容最大逆潮流を、許容最大順潮流を 1 として比較すると表 8.1 のようになった。パワーアカデミーのホームページ⁽⁴⁾には、LDC の説明として「配電線の負荷重心点の電圧を一定に保たせる」と整定法の説明があり、これは「負荷中心法」である。この負

表 8.1 最大可能逆潮流

負荷分布	ベクトル LDC 整定法		
	負荷中心法	電圧中心法	Y 結線法
平等	0.333	1.000	0.802
扇状	0.131	1.000	0.380

荷中心法は最大許容逆潮流が最も小さい。電圧中心法は順潮流と同量の逆潮流が可能である。Y 結線法は、平等分布負荷では順潮流の 0.802 倍と良好であるが、扇状分布負荷では 0.380 と低下する。

しかしながら、許容逆潮流が大きくても、実用において手間がかかるものは採用しがたい。実用面で最も計算の労力が大きいのは Y 結線法であろう。なぜなら、一旦は詳細系統を作成し、それを縮約する必要がある、これに資する既存のデータがないからである。これに対して負荷中心法と電圧中心法は、電力各社の配電部門が保有する電圧管理資料に、インピーダンス、負荷分布、電圧分布が記載されており、これを流用できる。

以上の観点から、許容逆潮流が最大で、実用面でも優れている電圧中心法がお勧めできる。

柱上変圧器の異タップ混用の影響

以上の解析は柱上変圧器タップが全て 6600V/105V の場合であった。しかしながら、可能順潮流を増す目的で、始端近傍で 6750V/105V タップが、終端近傍で 6450V/105V タップが混用されることがある。このタップ混用は、可能順潮流を増す目的で用いられるので、その反作用として、可能逆潮流を減じる。

本稿ではいくつかのケースで解析する。負荷は平等分布を想定する。このときの規格化した電圧変化は既に(8.6)式で算出した。これから、任意の地点 x における柱上変圧器二次電圧 $V_L(x)$ は次式のように計算できる

$$V_L(x) = n(x) \left\{ V_L(0) - P \left(x - \frac{x^2}{2} \right) \right\} \quad (8.13)$$

ここに $n(x)$ は地点 x での柱上変圧器の変圧比で、標準の 6600V/105V の場合を 1 とする。 $V_L(0)$ は始端での柱上変圧器二次電圧である。 P は始端での下り潮流（順潮流）である。運用目標は上限 106V、下限 102V とする。

負荷中心法 負荷中心法では $x = 0.5$ における電圧が維持される。柱上変圧器タップは次の 3 ケースを想定する。 x_t はタップ変更地点である。

- ① 全て 6600V/105V
- ② 始端は 6600V/105V, $x_c = 0.375$ 以降で 6450V/105V
- ③ 始端は 6600V/105V, $x_c = 0.6$ 以降で 6450V/105V

可能最大順潮流または可能最大逆潮流となるケースでの電圧分布を図 8.9 に示す。潮流が変化するとき、ケース①（1tapF, 1tapR）では図中 L_1 点の電圧が、ケース②（2tap1F, 2tap1R）では図中 L_2 点の電圧が、ケース③（2tap2F, 2tap2R）では図中 L_3 の電圧が維持される。

各ケースの主要な変数の値を表 8.2 に示す。

ケース①は、順潮流では許容電圧幅 102～106V を全部使って潮流 8 p.u.を可能としている。だが逆潮流では電圧上限までに余裕が残り、潮流は-2.667 p.u.（順潮流の 0.333 倍）しか流せない。

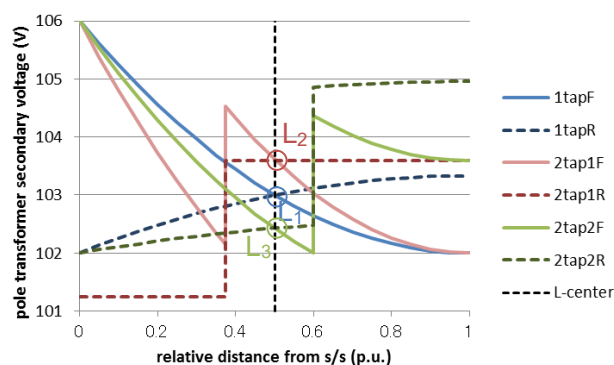


図 8.9 負荷中心法 LDC の電圧分布

表 8.2 負荷中心法での主要変数値

Tap	①6600V/105V		② $x_t = 0.375$		③ $x_t = 0.6$	
Flow	For	Rev	For	Rev	For	Rev
$V_L(0)$	106	102	106	101.24	106	102
P	9	-2.667	12.636	0	9.5238	-1.143
V_{LMAX}	106	103.33	106	103.60	106	104.96
V_{LMIN}	102	102	102	101.24	102	102

ケース②は、順潮流では許容電圧幅 102～106V を全部使って潮流 12.636 p.u.を可能としている。だが逆潮流ゼロであっても始端電圧が下限 102V を下回る。つまり、逆潮流はおろか、軽い順潮流の場合にも、始端近傍の電圧が下限を下回ることがあり、実用にならない。これはタップ切替点が 0.375 よりも LDC の維持目標電圧地点 0.5 が終端側にあるからである。

ケース③は、順潮流では許容電圧幅 102～106V を全部使って潮流 9.5238 p.u.を可能としている。だが逆潮流では電圧上限までに余裕が残り、潮流は-1.143 p.u.（順潮流の 0.120 倍）しか流せない。

このように負荷中心法による LDC 整定では、1 タップの場合でも許容逆潮流は小さく、2 タップの場合は許容逆潮流は非常に小さくなる。

電圧中心法 負荷中心法では $x = 1 - \sqrt{0.5} = 0.292893$ における電圧が維持される。柱上変圧器タップは前節の①②の 2 ケースを想定する。可能最大順潮流または可能最大逆潮流となるケースでの電圧分布を図 8.10 に示す。潮流が変化したとき、ケース①（1tapF, 1tapR）では図中 L_1 点の電圧が、ケース②（2tap1F, 2tap1R）では図中 L_2 点の電圧が維持される。

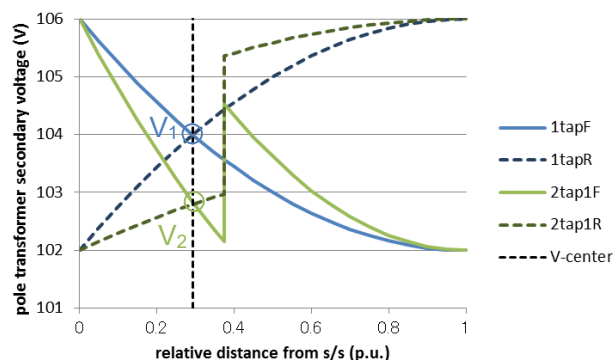


図 8.10 電圧中心法 LDC の電圧分布

表 8.3 電圧中心法の主要変数値

Case	①all 6600V/105V		②xc = 0.375	
Flow	For	Rev	For	Rev
$V_L(0)$	106	102	106	102
P	8	-8	12.6364	-3.1818
V_{LMAX}	106	106	106	106
V_{LMIN}	102	102	102	102

各ケースの主要な変数の値を Table 3 に示す。

ケース①は、順潮流では許容電圧幅 102～106V を全部使って潮流 8 p.u.を可能としている。逆潮流でも許容電圧幅 102～106V を全部使って潮流 8 p.u.を可能としている。

ケース②は、順潮流では許容電圧幅 102～106V を全部使って潮流 12.6364 p.u.を可能としている。軽潮流時に始端電圧が下がりすぎることがない。これは、LDC 制御目標電圧地点が $x = 0.292893$ と始端寄りになったため、タップ変更地点も $x_c = 0.375$ と始端寄りに設定でき、終端電圧よりも x_c 地点直近始端側電圧を高くできるからである。また、逆潮流でも許容電圧幅 102～106V を全部使っている。しかし、順潮流に適応した 2 タップ混用の反作用で、潮流は 3.1818 に減少しているが、負荷中心法ほどの減り方ではない。

このように電圧中心法による LDC 整定では、1 タップの場合では許容逆潮流は許容順潮流と同量であり、2 タップ混用の場合は許容逆潮流は減少するものの、負荷中心法ほど顕著ではない。

総括 負荷以上のケーススタディでは柱上変圧器タップが 6600V/105V だけの場合には、ベクトル LDC 整定に関係なく、最大可能順潮流は 8p.u.であった。そこでこれを基準値として各ケースの最大可能順・逆潮流をまとめると、表 8.4 のようになった。

表 8.4 可能最大順・逆潮流

LDC setting	All 6600V/105V		Mixed with 6450V/105V	
	For	Rev	For	Rev
L-center	1	-3.3333	1.190475	-0.14288
V-center	1	-1	1.57955	-.39773

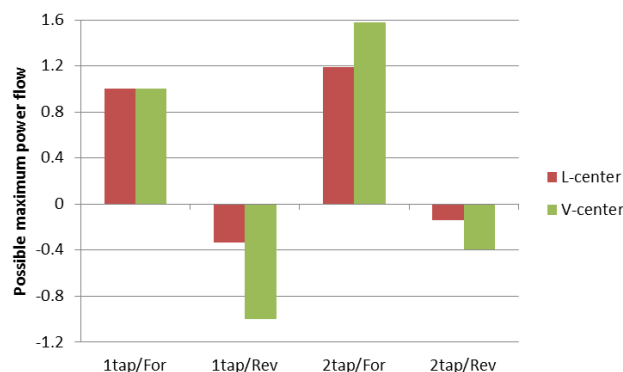


図 8.11 可能最大順・逆潮流

これをグラフで比較すると図 8.11 のようになる。いずれの場合でも、電圧中心法（V-center）の可能潮流は負荷中心法（L-center）のそれと同等以上である。特に逆潮流時に限界潮流の目減りが少ない。よって、配電バンク逆潮流が現実のものになった今日、採用が不可避となるベクトル LDC の整定は、電圧中心法によることが望ましい。

また、順潮流の場合でも、2 種タップ混用時の潮流限度は、負荷中心法では電圧許容範囲全部を使いきれないため制約を受けるのに対し、電圧中心法ではその制約を受けないため許容限度が拡大する。

このように、ベクトル LDC の整定法としては、一般的な負荷中心法よりも著者らが提案する電圧中心法が優れているといえる。

その他にも柱上変圧器の異タップ混用には問題がある。例えば配電用変電所を新設する場合、立地地点はいずれの既設の配電用変電所からも離れた場所になるから、その近傍の柱上変圧器タップは 6450V/105V としている場合がある。そこへ配電用変電所を新設するのであるから、近傍の柱上変圧器のタップは 6600V/105 に変更することが望ましい。とことがタップ変更は停電を伴う作業なので、実施できない場合もある。それゆえ、柱上変圧器のタップは全て 6600V/105V に統一し、異タップが必要な場合は SVR（Step Vltage Regulator）を置くという方針の電力会社もある。配電バンク逆潮流が当たり前になる PV 大量連系時代を迎えたのであるから、長期的には柱上変圧器の異タップ混用は解消していくべきであろう。

ベクトル LDC は配電バンクの逆潮流時にも逆効果にならないので、PV 大量連系時代の有力な技法の 1 つであることは疑いない。しかしながら当面は、柱上変圧器に異タップが混用されている状況は変わりえないから、ベクトル LDC の効能は制限される。それゆえ他の技法との協働が望まれる。その候補としては、著者らが提案してきた PV の常時進み定力率運転⁽⁵⁾⁽⁶⁾が有力である。なぜなら PV 進み定力率は配電バンクのタップをなるべく動かさずに配電網電圧を維持する、LDC に大きな電圧補正上の負担を要求しなくて済む技術だからである。

SVR

これは配電線の途中に単巻変圧器を置き、そのタップを切り替えて末端側の電圧を制御する装置で、これも長い歴史がある。代表的なものを紹介すると、6600V を中心に 100V 刻みで電圧上げ方向に 4 タップ、下げ方向に 3 タップを有している。

SVR による電圧制御では系統中心側と末端側を識別することが重要である。タップを変えると系統中心側の電圧は変わらず、末端側の電圧が変わるからである。配電系統は作業などのために臨時の系統構成をとる場合が少なくなく、その際に SVR の系統中心側と末端側が逆転することも大いにありえる。RE が無い時代は系統中心側から末端側に流れる順潮流だけだったので、潮流の方向を見れば系統中心側と末端側を識別でき、このことを利用して SVR が自動的にどちら側の電圧を制御すべきか切り替えるようにしていた。ところが RE が大量普及して逆潮流が出現するようになると、もはやこの識別法は通用しない。そこで各種の識別法が開発途上にある。

SVR から両側を見たときのインピーダンスの違いに着目する方式が有力なようだが、何の機会にインピーダンスを計測するかが問題である。著者は、能動式単独運転検出機能にならない、常時小さな信号を注入し、大部分が系統側へ流れることを利用する方法も考えられる。また、最悪、遠方監視制御で人間が設定するという原始的な方法も考慮に入れておくのが良いと考えている。

PV の進み定力率運転⁽⁵⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾

PV 大量普及に伴う配電線電圧上昇への対策には 2 種類あり、以上述べた 2 つは電力系統側で行うが、

これは PV 側で行うものである。

進み力率・遅れ力率 話の本題に入る前に「進み力率」、「遅れ力率」とはどんなことが学んでおく必要がある。系統連系規定や各種教科書類には「系統側から見て進み力率」というような記述が多く見らるが、進み力率・遅れ力率は見る方向に関係ない。

これは教科書類の執筆者自身が無効電力や力率について熟知していないためと思うので、ここに正確なところを書いておく。

どの教科書も交流電力回路の送電端・受電端のベクトル図として図 8.12 を掲載している。図では電流ベクトル I の位相が受電端電圧ベクトル V_R の位相より ϕ だけ遅れている。電流位相が遅れているから、この状態での無効電力を「遅れ無効電力」と呼び、力率を「遅れ力率」と呼ぶ。

電力回路では有効電力が実部、無効電力が虚部という複素数で表現した複素電力を用いる。その定義を、電力回路では電圧 V と電流の複素共役 I^* の積 $V I^*$ としている。電圧ベクトルの位相を基準にとると $V = V$, $I = I(\cos(-\phi) + j \sin(-\phi))$ である。複素電力を求めると

$$\begin{aligned} P + jQ &= V I^* = V I(\cos(-\phi) + j \sin(-\phi))^* = V I(\cos(-\phi) - j \sin(-\phi)) \\ &= V I \cos\phi + j V I \sin\phi \end{aligned}$$

よって $P = V I \cos\phi$, $Q = V I \sin\phi$ ということになり、 P も Q も正の値である。よって電力回路では遅れ無効電力が正となるわけで、その根源は複素電力の定義を $V I^*$ としたことにある。もし電流位相が電圧位相より進んでいれば Q は負の値をとる。これからわかることは、遅れ力率とは $Q/P > 0$ のことであり、進み力率とは $Q/P < 0$ のことである。遅れ無効電力とは有効電力 P が正ならば正の Q であり、進み無効電力とは負の Q である。「系統側から見て」という注釈は出てこない。ついでに「進み力率〇〇%」という表現を著者は好まない。物理的意味が希薄になると思う。どうしても力率を使いたいということなら、著者ならば $Q = -0.3P$ (進み 95% 力率相当) とでも表現するところである。

電圧降下 ベクトル図から受電端電圧 V_R を基準にとり送電端電圧 V_S を厳密にベクトル計算すると次のようになる。

$$V_S = V_R + (R + jX) I(\cos\phi - j \sin\phi) = V_R + (R I \cos\phi + X I \sin\phi) + j(X I \cos\phi - R I \sin\phi)$$

V_S の虚部は実部に対して小さいとして近似的に表わすと

$$V_S \doteq V_R + R I \cos\phi + X I \sin\phi$$

となる。ここで受電端の有効・無効電力は $P_R = V_R I \cos\phi$, $Q_R = V_R I \sin\phi$ であるが、正常時には電圧はほぼ 1 だから

$$V_S \doteq V_R + R P_R + X Q_R$$

となる。電圧降下は

$$\Delta V = V_S - V_R \doteq R P_R + X Q_R$$

と近似表現され、おなじみの近似式が導かれた。

ところでもしここで $Q_R/P_R = -R/X$ とできれば $\Delta V \doteq 0$ とできることに気づく。つまり進み力率

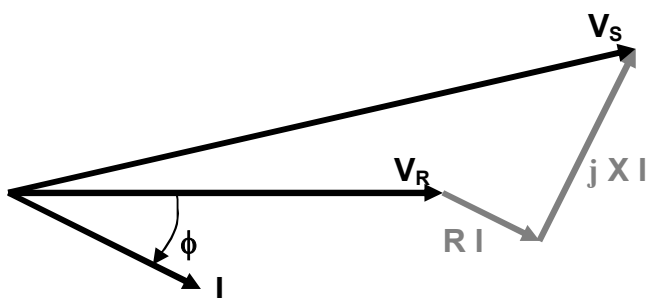


図 8.12 送・受電端電圧のベクトル図

($Q/P < 0$) には電圧降下（上昇）を少なくするという作用がある。RE も負荷も進み力率にすれば配電電圧の変動はかなり抑制される。負荷は進み力率とまではいかないまでも、力率の高い顧客は電気料金上の優遇措置があり、我が国の需要の力率はかなり高いものになっている。新規参入する RE は出力変動という原罪があるが、進み力率運転とすることにより電圧変動を（速い変動も含めて）かなり緩和でき、良き市民になりうる可能性が大いにある。

定力率運転は水力発電所で広く長く使われており、特に問題なく良好に動作している。定電圧運転のような横流は生じない。但し水力発電所で用いられるのは「遅れ定力率」運転である。これは山側から里側へ送電する際に、線路のリアクタンスで無効電力ロスを生じるので、これを水力発電所側で供給し、里側の変電所で補填しなくてもよいようにしようという発想による。当然、高出力時には山側の電圧は上昇するが、そこは覚悟の上で、そのかわり水力発電所の主変圧器は発電機側の電圧が 5% ほど低くなるようなタップを選定している。「進み定力率」の制御特性は「遅れ定力率」と何ら変わるものではなく、電圧上昇問題から進み定力率で運転する水力発電所も少数ながら現実存在するので、進み定力率を既存の利用可能な技術にカウントした次第である。

標準的な配電系統の電圧シミュレーション

電気学会論文誌を「太陽光発電」、「電圧上昇」で検索した中で配電網の電圧計算を行っている論文は 7 件あった。うち 6 件には配電用変圧器（配変）や送電線を模擬した形跡がなく、当然そのインピーダンスの記載もない。残る 1 件は 10MVA の配変（インピーダンス $j\ 0.075$ at 10MVA base）に 3 フィーダーを配しているものの、1 フィーダーの負荷は 3MVA、力率 0.9、需要率 0.2 であるから、バンク負荷は

$$3 \text{ feeder} \times 3 \text{ MVA} \times 0.9 \times 0.2 = 1.62 \text{ MW}$$

にすぎず、配変の容量に対して負荷が小さすぎる。

以上の 7 件では配変を含めた特別高圧側のインピーダンスを無視ないしは過小評価している。

著者が実系統の縮約計算によって求めた 66kV 級以下のインピーダンスは、ピーク需要ベースで

特別高圧系統 $0.005 + j\ 0.115$

配電網 $0.030 + j\ 0.060$

合計 $0.035 + j\ 0.175$

であった。無効電力が電圧に影響するリアクタンスは、特別高圧側の方が配電網よりずっと大きい。これはわが国の配電電圧 6.6kV は諸外国の 22kV 級に比べて低く、また保安のため 6.6kV の短絡電流が 12.5kA に制限されているので、例えば最も数多く使われている 20MVA 配電用変圧器ではリアクタンスを自己容量ベースで $20\text{MVA} / (\sqrt{3} \times 6.6\text{kV} \times 12.5\text{kA}) = 0.13996\text{p.u.}$ 以上にしなければならない。普通の 66kV 級変圧器のリアクタンスは 7% 程度だから、非常に高インピーダンス設計になっている。それゆえわが国では、配電網内部よりも特別高圧側での電圧変動の方が大きい。

この変動を補償するのに配変の「タップ制御」や PV の「無効電力制御」が大きく寄与しており、その制御の優劣は配電網の電圧変動緩和を大きく支配する。しかし、特別高圧側のインピーダンスの考慮が不十分であると、この電圧変動緩和効果を少なめに見積もってしまい、過剰な無効電力制御を適用して余分の費用や逆効果をもたらしかねない。

本稿は実物電力系統の種々の諸元から、特別高圧系統と配電網を合わせた現実的な配電系統モデルをベースに PV 大量普及時の配電網電圧計算を行い、もし非現実的なモデルを用いた場合には得られる結論に大きな差が生じることを示す。

上記で紹介したインピーダンスはピーク需要ベースの値であり、電圧変動計算やシミュレーションで

用いうるように 10MVA ベースの値に換算して現実的な配電系統モデルを作成するには、以下のように各種のデータや知見を動員する必要がある

特別高圧側インピーダンス 容量で層別化したとき最も数が多い 20MVA の配変の設備利用率は 0.7 程度であり、従ってピーク需要は 14MW 程度である。よって特別高圧側インピーダンス Z_H は次のように 10MVA ベースに換算される。

$$Z_H = (0.005 + j 0.115) \times (10\text{MVA} / 14\text{MW}) = 0.0036 + j 0.082$$

ここで 20MVA 配変のインピーダンスは概ね $j 0.072$ 程度であるから、 Z_H の大部分は配変によるものとわかる。

20MVA 配変は通常 5 つの OC150sq フィーダーに供給している。もし 5 つのフィーダーが全く同じであれば、 Z_H 傘下に 5 フィーダーを模擬するかわりに、5 Z_H 傘下に 1 フィーダーを模擬しても、計算結果は変わらない。そういう計算の効率化はよく見かけるが、 Z_H にかえて 5 Z_H にすることを忘れがちになるので注意を要する。

1 フィーダーあたりのピーク需要は 2.8MW となる。この値は OC150sq としてはやや小さいように思えるが、全系とフィーダーでは 1.2 程度の不等率があるので、フィーダーとしてのピーク需要は

$$2.8 \text{ MW} \times 1.2 = 3.36 \text{ MW}$$

となり、運用目標 4MW の 80% を超えるから、おおむね妥当な水準といえる。

配電網各部のインピーダンス いささか古い記録であるが、1980 年に中地域 3 社で配電ロスの構成比を調査したことがある⁽⁸⁾。構成比は表 8.5 の P loss のようになった。このうち柱上変圧器鉄損 (Pole Tr iron loss) は並列損失であり、直列インピーダンスに影響しないから除外し、他の直列ジュール損を合計すると 0.7 となる。柱上変圧器は積鉄心から巻鉄心が変わって鉄損は減少したが、その他の設備は実態も運用も当時から変わっていないので、この構成比を踏襲することができる。

P ロスに各部の X/R 比を乗ずると Q ロスが求まり、合計すると 1.4 となる。従って配電網全体の直列インピーダンスの X/R 比は 2.0 ということになり、前章で紹介した縮約から求めた配電網インピーダンス $0.030 + j 0.060$ の X/R 比と一致する。表 8.5 を配電網全体のインピーダンスが $0.030 + j 0.060$ となるよう比例配分すると表 8.6 のようになる。

表 8.5 配電ロスの内訳

	P loss	X/R ratio	Q loss
MV wire	0.4	2.5	1.0
Pole Tr iron	(0.3)		
Pole Tr copper	0.1	3.0	0.3
LV & drop wire	0.2	0.5	0.1
Total	0.7		1.4

表 8.6 ピーク需要ベース配電インピーダンス

	R	X/R ratio	X
MV wire	0.01714	2.5	0.04285
Pole Tr iron			
Pole Tr copper	0.00429	3.0	0.01286
LV & drop wire	0.00857	0.5	0.00429
Total	0.030		0.060

高圧電線のインピーダンス よく行われる推定法は、高圧電線亘長（北陸地域は約 26000km）をフィーダー数（北陸地域は約 2000）で除算して約 13km を得るというものである。この方法では分岐線までフィーダー長さに加えられるので、長さをかなり大きめに見積もっている。その他にも各種のミクロな実態調査が行われてきたが、著者は以下の理由により、信じる気になれない。

- ① 何を以てフィーダーの長さとし「見なす」か、手法とその妥当性が検証されていない。
- ② 全国で 5 万ほどあるフィーダーの全数調査はない。

③ 抜き取り調査で重要となる無作為抽出の担保がなされていない。

こういうわけで著者としては、ミクロではなくマクロの観点から別法があり得ないか探索した。その結果、別法として、可住地面積（北陸地域は約 4300km²）を配電用変電所数（北陸地域は約 190）で除算して約 22.6km²を得た。このエリアを正方形に見立てて、一辺をとれば約 4.8km であり、対角線の半分をとれば約 3.4km となる。こちらの方が実態に近いのであるが、配電用変電所数という配電設備諸元でないデータを用いるため、配電部門では使われていない。

本稿ではモデル化も兼ねて図 8.13 のような配電システムの構造を想定してみる。本節では高压電線だけのインピーダンスを算出するので、柱上変圧器以下は省略している。各フィーダー5 区間のうち第 1 区間は無負荷区間で、第 2 区間から第 5 区間には $P_L/4$ の負荷が平等分布している。柱上変圧器以下を無視して縮約すると、この構造になる。高压線は第 3 区間までは OC150sq, 第 4 区間以降は OC80sq である。区間インピーダンス Z_S は、高压電線 1km あたりのインピーダンスは 10MVA ベースで

OC150sq	0.0321 + j0.0780
OC80sq	0.0600 + j0.0822

であるとして算出できる。

仮にフィーダー亘長を 5 km として Y 結線法⁽³⁾により縮約すると、縮約配電網のインピーダンスは 10MVA ベースで $0.0796 + j0.1827$ と算出された。フィーダー負荷 P_L が全系ピーク需要時で 2.8 MW あるとすれば、ピーク需要ベースでの高压電線インピーダンスは

$$Z_M = (0.0796 + j0.1827) \times (2.8\text{MW}/10\text{MVA}) = 0.0223 + j0.0512$$

となる。フィーダー亘長を 4.2km と仮定すれば、ピーク需要ベースの高压電線インピーダンスは

$$Z_M = (0.0223 + j0.0512) \times (4.2\text{km}/5\text{km}) = 0.0187 + j0.0430$$

となつて、Table 2 の結果とおおむね一致する。よって本稿の配電システムモデルでは、フィーダー亘長は 4.2 km, 区間亘長は 0.84 km とする。この値は配変供給エリアを正方形に見立てた一辺の長さに近い。

柱上変圧器以下のインピーダンス 表 8.6 から柱上変圧器と低压電線・引込線の直列インピーダンス Z_T はピーク需要ベースで $0.01286 + j0.01715$ である。区間のピーク需要が 0.7MW であるから、10MVA ベースでは

$$\begin{aligned} Z_T &= (0.01286 + j0.01715) \times (10\text{MVA}/0.7\text{MW}) \\ &= 0.1837 + j0.2450 \end{aligned}$$

となる。

以上のことから本稿では配電網の 1 区間を図 8.14 のように模擬する。基準電圧は高压が 6600V, 低压が 100V とする。柱上変圧器タップは 6600V/105V であるから、基準外変圧比は 1.05 である。

望ましい PV 力率 本稿では PV 大量導入時の電圧上昇緩和対策として費用対効果に優れている配変タ

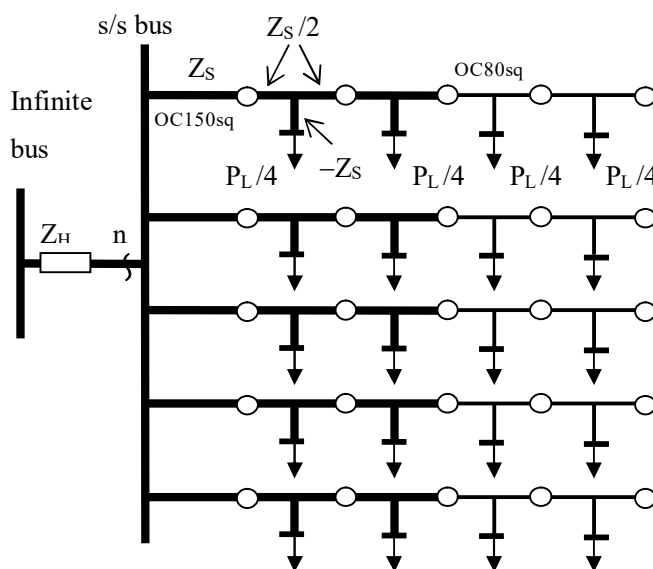


図 8.13 題材配電システムの構造

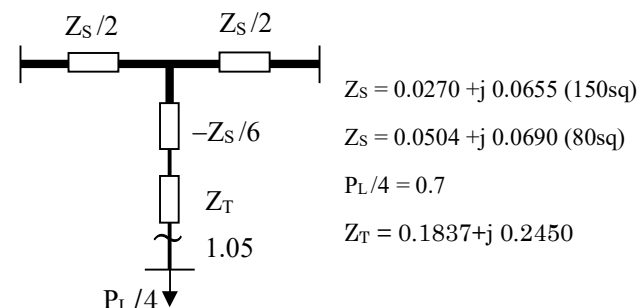


図 8.14 区間のモデル

ップの「ベクトル LDC」制御と PV の「進み定力率」制御の組合せ⁷⁾を用いる。PV の望ましい力率は次のように容易に計算される。

前節までの結果から現実的な配電系統モデル (5 フィーダー) のピーク需要ベースのインピーダンスは

特別高圧側	$Z_H = 0.005 + j 0.115$
高圧電線	$Z_M = 0.0187 + j 0.0430$
柱上変圧器以下	$Z_L = 0.01286 + j 0.01715$
合計	$Z = R + j X = 0.03656 + j 0.17515$

であった。PV は需要端にあるとする。PV の有効, 無効電力変化が ΔP , ΔQ であるとき, PV 電圧変化 ΔV が

$$\Delta V = R \Delta P + X \Delta Q = 0$$

となるのが理想である。このとき,

$$\Delta Q / \Delta P = -R / X = -0.03656 / 0.17515 = -0.209$$

であるから, PV は軽い進み定力率 (およそ進み 98%) が好ましいとわかる。

この PV 進み定力率では配変タップの変動なしに PV 電圧が維持されていることに注目されたい。従って PV の速くて大きな出力変動があった場合でも, 電圧変動を緩和できる。そのためには負荷電圧すなわち PV 電圧を一定に維持する「ベクトル LDC」を配変タップ制御に採用する必要がある。もしプログラム・コントロール (PGC) 方式で変電所母線電圧を一定に維持すべく配変タップを制御すると, PV 出力増家事に進み力率により変電所母線電圧が低下し, 配変タップを上げることがあり, せっかくの PV 進み定力率の美点が損なわれる。

ここで先に懸念を示していたように, 特別高圧側インピーダンス Z_H ではなく Z_H の傘下に 1 フィーダーだけを模擬した誤ったモデルを用いた場合を検討する。インピーダンスは

特別高圧側	$Z_H = 0.005 + j 0.115$
高圧電線	$Z_M = 0.0935 + j 0.2150$
柱上変圧器以下	$Z_L = 0.0643 + j 0.08575$
合計	$Z = R + j X = 0.1628 + j 0.41575$

となり, PV の理想の力率は $\Delta Q / \Delta P = -R / X = -0.1628 / 0.41575 = -0.392$ という強い進み力率 (およそ進み 93%) であると誤って算出されてしまう。

遅い変動のシミュレーション

既に構築した現実的な配電系統モデル上でシミュレーションを行う。計算負荷軽減のため特別高圧インピーダンス Z_H 傘下に 1 フィーダーを模擬する。

配変タップは $5 Z_H$ 末尾に $66.35\text{kV} \pm 7.5\text{kV}$ (17tap), 不感帯 ± 0.012 , 積分時定数 $0.08(\text{p.u.秒})$ を模擬する。

配変タップ制御には「ベクトル LDC」を模擬する。電中研 V 法にはこの機能を組み込んでいないが, 図 8.15 のようにデータの工夫で模擬できる。すなわち, 変電所母線 (電圧 V_{SS}) とフィーダー供給点の間にインピーダンス Z_{LDC} と $-Z_{LDC}$ を直列にしたものを挿入する。こうしても外部には何の影響もない。両インピーダンスの中点の電圧 V_{LDC} (以下, LDC 電圧) は,

$$V_{LDC} = V_{SS} - Z_{LDC} I_F$$

となり,

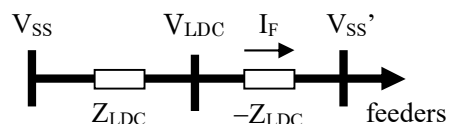


図 8.15 データでベクトル LDC を模擬する工夫

$$Z_{LDC} = Z_M + Z_L$$

と設定しておけば、 V_{LDC} は負荷電圧の加重平均となる。これを目標電圧に維持するよう配変タップを制御するのが「ベクトル LDC」である。ベクトル電圧計算を行っているのこ命名した。

「スカラー LDC」はデータの工夫では模擬できない。

PV の進み定力率制御は $Q = -0.2P$ と $Q = -0.4P$ をとりあげる。前者は Z_H を正しく模擬した場合に準最適、後者は Z_H を過小に模擬したときに準最適となるはずである。

遅い変動として、時刻 10 分から 40 分にかけて、各区間の PV 出力が 0.02 から 0.1 に増大するケースをとりあげる。配変タップは十分追従できる。

Z_H を正しく模擬した場合 特別高圧側インピーダンス $5 Z_H = 0.025 + j 0.575$ の傘下に 1 フィーダーを模擬する。PV の進み定力率制御が $Q = -0.2 P$ の場合のフィーダー潮流の変化を図 8.16 に示す。順潮流 0.2 から逆潮流 -0.12 に変化している。

このときの各部の電圧と配変タップは図 8.17 のようになった。変電所電圧 V_{SS} は低下するが、配変タップは動かない。概算では考慮していなかった「順調流の減少に伴い無効電力ロスが減ることによる電圧上昇」により LDC 電圧 V_{LDC} は順調流がゼロになる約 30 分までは若干ながら上昇を続け、逆潮流が増えだす約 30 分以降は僅かな低下に転じているが、無効電力補償としては妥当な水準である。

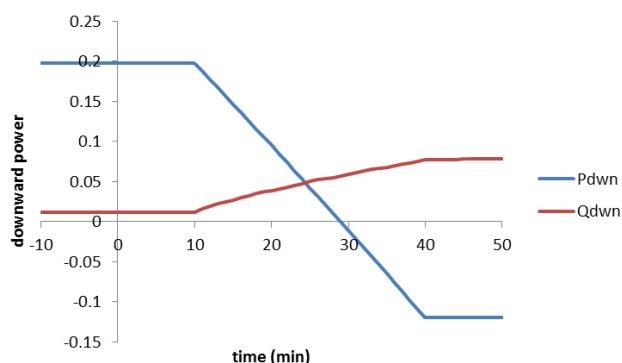


図 8.16 潮流変化(正しい Z_H , $Q=-0.2P$)

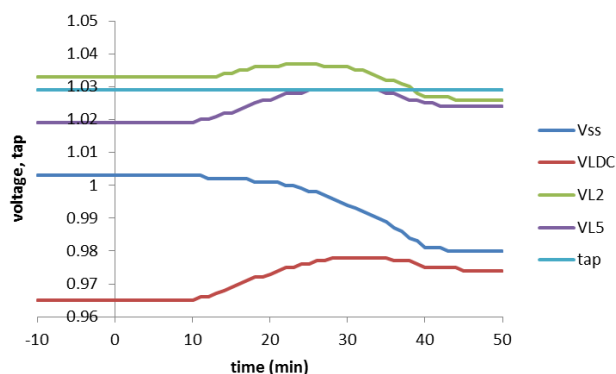


図 8.17 電圧変化(正しい Z_H , $Q=-0.2P$)

第 2, 5 区間の負荷電圧 V_{L2} , V_{L5} の変動は V_{LDC} をなぞっており、十分小さい。平均的、現実的な配電系統モデルにおいては、この程度の大きな PV 出力変動に対しても、配変ベクトル LDC と PV 進み定力率で十分対応可能なことがわかる。但し、ここでの負荷電圧は区間内の加重平均であり、個々の負荷の電圧は平均値の上下にばらつく。詳細については詳細モデルで検討する必要があることは言うまでもない。

PV の進み定力率制御が $Q = -0.4P$ の場合の各部の電圧と配変タップは図 8.18 のようになった。各部の電圧は大きく低下し、タップ上昇により引き戻されている。これは PV 進み定力率による無効電力補償が過補償になっていることを示している。

Z_H を過小に模擬した場合 特別高圧側インピーダンス $Z_H = 0.005 + j 0.125$ の傘下に 1 フィーダーを模擬する。PV の進み定力率制御が $Q = -0.2 P$ の場合の各部の電圧と配変タップは図 8.19 のようになった。LDC

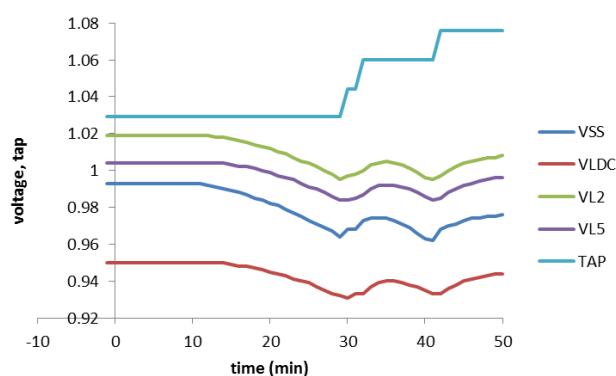


図 8.18 電圧変化(正しい Z_H , $Q=-0.4P$)

電圧と負荷電圧は上昇するが変電所電圧はあまり低下しない。これは特別高圧側インピーダンスを過小に模擬しているからである。LDC 電圧が上昇するので配変タップは下げ動作をする。以上のことは PV 進み定力率制御が無効電力補償としては不足補償になっていることを示している。

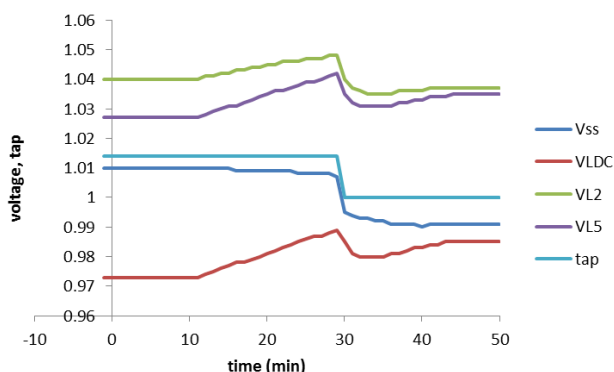


図 8.19 電圧変化(過小な Z_H , $Q=-0.2P$)

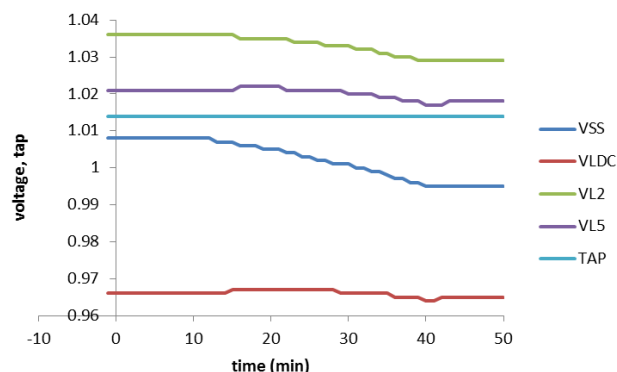


図 8.20 電圧変化(過小な Z_H , $Q=-0.4P$)

PV の進み定力率制御が $Q = -0.4P$ の場合の各部の電圧と配変タップは Fig. 8.20 のようになった。LDC 電圧と負荷電圧は若干低下し、変電所電圧はもう少し低下するが、タップは動かない。以上のことは PV 進み定力率制御が無効電力補償としては妥当な水準になっていることを示している。

以上の 4 ケースについて負荷電圧 V_{L2} , V_{L5} の初期値からの最大変動量を比較した結果を表 8.7 に示す。適正な Z_H と $Q = -0.2P$, 過小な Z_H と $Q = -0.4P$ の組み合わせでは小さな電圧変動が算出され、他の組み合わせでは大きな電圧変動が算出される。特に、適正な Z_H に $Q = -0.4P$ を組み合わせた場合には最大の電圧変動が現れており、これは現実の配電系統において過剰に強度な PV 進み定力率制御を導入することの強い副作用を示唆している。過小な Z_H で平均的に電圧変動が少なめになることは当然であろう。

表 8.7 最大電圧変動量(p.u.)

	Adequate Z_H	Too small Z_H
$Q = -0.2P$	0.010	0.015
$Q = -0.4P$	0.024	0.007

速い変動のシミュレーション

前節と同じ配電系統モデルを用いて、速い変動として、時刻 2 分から 2 分周期で各区間の PV 出力が 0.02 から 0.1 の間を 3 往復するケースをとりあげる。配変タップはなかなか追従できない。

Z_H を正しく模擬した場合 特別高圧側インピーダンス $5Z_H = 0.025 + j0.575$ の傘下に 1 フィーダーを模擬する。PV の進み定力率制御が $Q = -0.2P$ の場合のフィーダー潮流の変化を図 8.21 に示す。順潮流 0.2 と逆潮流 -0.12 の間で激しく変化している。

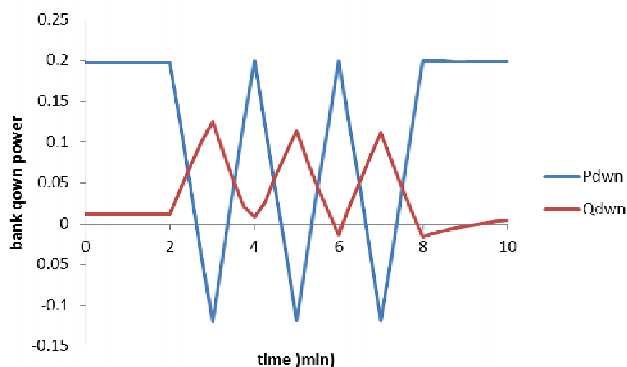


図 8.21 速い潮流変化(正しい Z_H , $Q=-0.2P$)

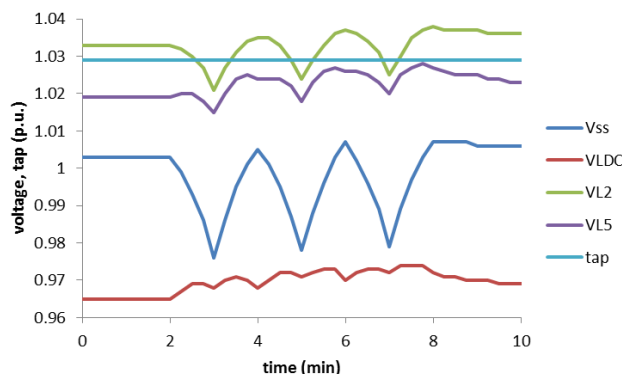


図 8.22 速い電圧変化(正しい Z_H , $Q=-0.2P$)

このときの各部の電圧と配変タップは図 8.22 のようになった。配変タップは動かない。変電所電圧の変化は大きい、負荷電圧の変化は小さい。LDC 電圧の変化も少ない。

以上のことは PV 進み定力率制御が無効電力補償としては妥当な水準になっていることを示している。平均的、現実的な配電システムモデルにおいては、配変タップが追従できないこのような大きくて速い PV 出力変動に対しても、配変ベクトル LDC と PV 進み定力率で十分対応可能なことがわかる。

PV の進み定力率制御が $Q = -0.4P$ の場合の各部の電圧と配変タップは図 8.23 のようになった。タップは動かない。各部の電圧変動は低下方向に大きい。これは PV 進み定力率による無効電力補償が過補償になっていることを示している。

Z_H を過小に模擬した場合 特別高圧側インピーダンス $Z_H = 0.005 + j 0.125$ の傘下に 1 フィーダーを模擬する。PV の進み定力率制御が $Q = -0.2P$ の場合の各部の電圧と配変タップは図 8.24 のようになった。タップは動かない。各部の電圧変動は上昇方向に大きい。これは PV 進み定力率による無効電力補償が不足補償になっていることを示している。

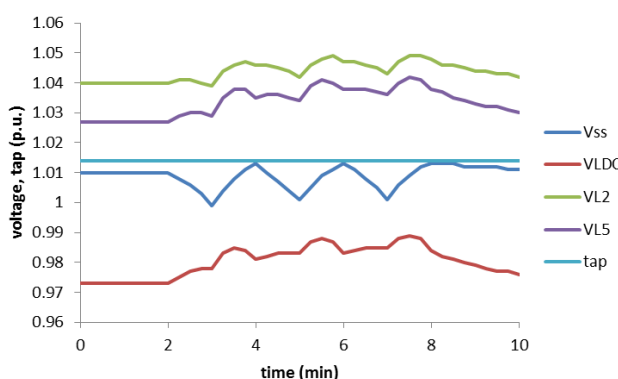


図 8.24 速い電圧変化(過小な Z_H , $Q = -0.2P$)

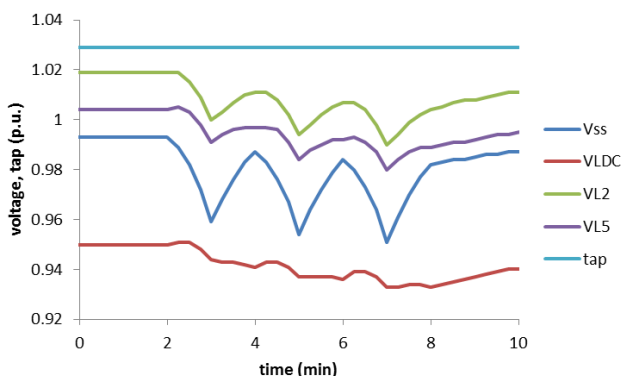


図 8.23 速い電圧変化(正しい Z_H , $Q = -0.4P$)

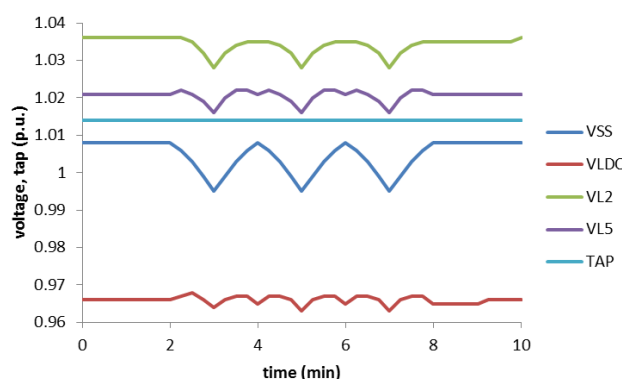


図 8.25 速い電圧変化(過小な Z_H , $Q = -0.4P$)

PV の進み定力率制御が $Q = -0.4P$ の場合の各部の電圧と配変タップは図 8.25 のようになった。タップは動かない。各部の電圧変動は小さい。これは PV 進み定力率による無効電力補償が妥当な水準になっていることを示している。

以上の 4 ケースについて負荷電圧 V_{L2} , V_{L5} の初期値からの最大変動量を比較した結果を表 8.8 に示す。適正な Z_H と $Q = -0.2P$, 過小な Z_H と $Q = -0.4P$ の組み合わせでは小さな電圧変動が算出され、逆の組み合わせでは大きな電圧変動が算出される。

特に、適正な Z_H に $Q = -0.4P$ を組み合わせた場合には最大の電圧変動が現れており、これは現実の配電システムにおいて過剰に強度な PV 進み定力率制御を導入することの強い副作用を示唆している。過小な Z_H で平均的に電圧変動が少なめになることは当然であろう。

PV 大量普及が現実化して以来、配電網の電圧計算が数多く行われているが、そのすべて(著者らのも

表 8.8 最大負荷電圧変動量(p.u.)

	Adequate Z_H	Too small Z_H
$Q = -0.2P$	0.012	0.015
$Q = -0.4P$	0.029	0.008

の⁽⁵⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾を除き)で特別高圧側のインピーダンスは無視されているか、過小に模擬されている。また配電系統モデルや定数、パラメータの由来を詳細に解説した例が見当たらない。

本稿ではまず、配電部門に限らない広範なデータと知見を動員して標準的・現実的な配電系統モデルを導いた。平均的なフィーダーの亘長は 4.2km と見積もられ、意外と短いという印象を受けた。従来の多くの記事では、長めのフィーダー亘長にしているため、PV による電圧変動を過剰に心配している節がある。

また本稿では特別高圧側インピーダンス Z_H を適正に模擬した場合と過小に模擬した場合をとりあげ、PV の進み定力率の強度を $Q = -0.2P$ と $Q = -0.4P$ としたケースで、概算およびシミュレーション(遅い変動と速い変動)を行った。その結果、 Z_H を適正に模擬した場合は $Q = -0.2P$ が好ましく評価され、逆に、 Z_H を過小(適正の 1/5)に模擬した場合は $Q = -0.4P$ が好ましく評価された。このように、形成された配電系統モデルによって結論が大きく変わるので、適正なモデルを形成することが非常に重要である。

特に、遅い変動において Z_H を適正に模擬した場合に $Q = -0.4P$ としたケースでは無効電力補償として過補償となり、PV 出力増に伴い負荷(および PV)電圧は下がりすぎ、タップは何度も上げ動作するという強い副作用が見られた。PV 進み定力率運転は配電網電圧維持の強力な武器にもなるが、過剰に適用した場合には副作用が大きく、また PV 側に PCS 容量増という無用の負担を強いることに留意すべきである。なお配電電圧計算では、配電系統モデルの妥当性が重要であることに留意すべきである。

現実の配電系統への PV 大量連系⁽⁶⁾

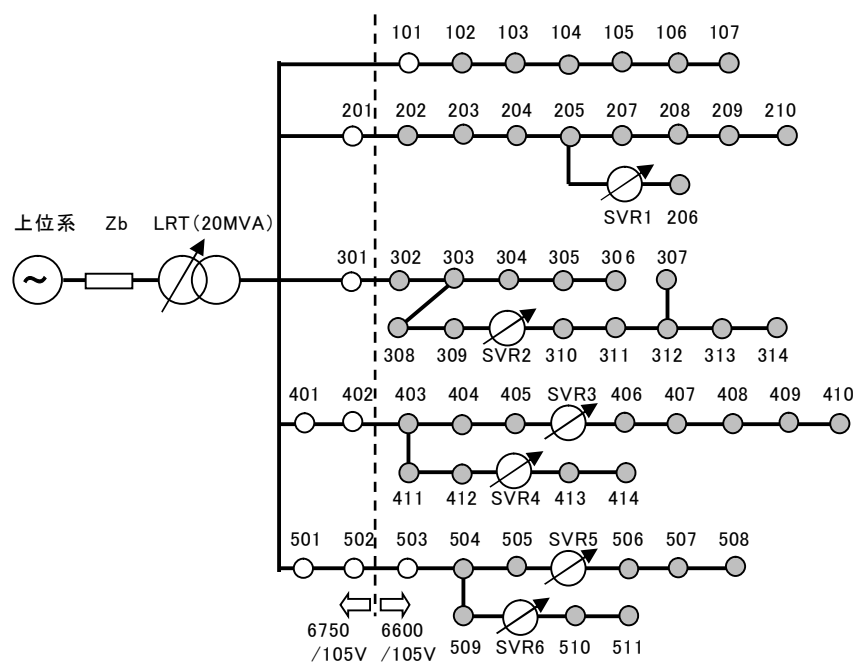


図 8.26 実在の配電系統

図 8.26 に示す実在の配電系統を用いて PV 大量普及時の電圧の状況を想定してみる。1 フィーダーを数個から十数個の区間に分割し、「Y 結線縮約法⁽³⁾」により縮約している。この配電系統は電灯需要が多く、もし PV が住宅を中心に普及するという戦略が実現すれば PV が大量に普及するであろう系統で、PV が盛んに発電する時間帯には配電バンクが軽い逆潮流になる。

PV の影響を計算する前に、まず、計算結果を現実の観測データに照合して、計算の妥当性を検証しておく。計算と観測の照合は図 8.27 のようになった。ツールには電中研の V 法を使っている。誤差がほと

んどゼロの時間帯が多く、 $\pm 1\%$ 強の時間帯が少しある。配電用変圧器のタップ刻みが 1% 強あり、タップ動作の再現に若干の時間的な誤差があるからである。誤差が少ないのは定電圧源を上位系に設定し、この定電圧源からタップ動作を模擬した配電用変圧器 2 次に至るインピーダンスを考慮しているからで、モデルをこれより簡略化すると、これだけの再現性は得られない。なお、当然だが、変圧器 2 次の有効・無効電力実績をモデルの各区間に配分している。その際に需要家の高圧コンデンサの分布を考慮している。

配電電圧計算の多くの事例は、実在しない架空の配電システムモデルを用いるか、実在するシステムをモデル化している場合でも観測データに照合して妥当性を検証するプロセスを怠っているものばかりで、それが配電電圧計算の信憑性、ひいてはシミュレーション全般の信憑性を損ねている原因であると著者は見ている。

その状態で PV が $Q = 0$ 運転の場合と $Q = -0.2P$ 運転の場合の 2 種類、配電用変圧器のタップ制御がプロコン (PGC) の場合とベクトル LDC の場合の 2 種類、都合 $2 \times 2 = 4$ 通りのケースを、30 分刻みで比較したのが図 8.28 である。PV 出力は晴天の日の観測データを用いた。均し効果は考慮していない。図には配電用変圧器傘下の最高電圧、低電圧、変電所送出し電圧を、柱上変圧器二次電圧換算で示した。PV が $Q = -0.2P$ の進み定力率運転で配電用変圧器が LDC 制御の場合の 1 ケースのみ、一日を通して電圧が 107V 以内に収まっている。

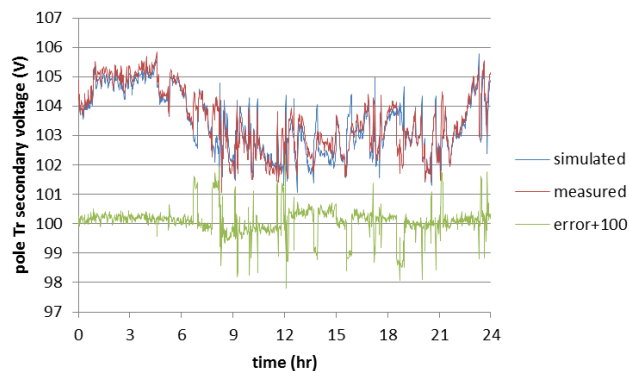


図 8.27 配電電圧の再現性

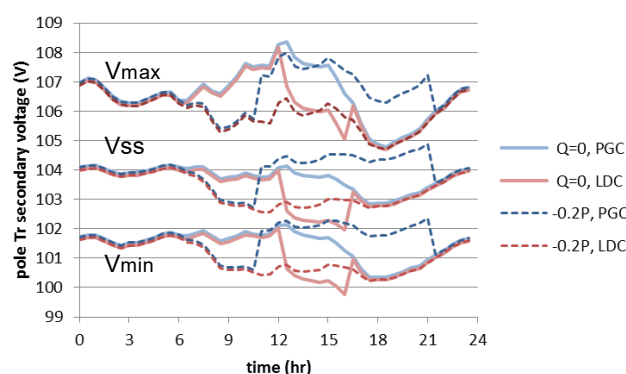


図 8.28 PV 進み定力率運転+LDC の効果

速い出力変動に対する進み定力率運転の効果⁽⁶⁾

ここまでは PV は激しい出力変動をしていない模擬だった。しかしながら PV はしばしば速い出力変動を起こす。PGC や LDC は配電用変圧器のタップを制御することで電圧を維持するものゆえ PV の速い出力変動には追随しきれず、結果として短時間の電圧逸脱が補償しきれずに残ってしまう。

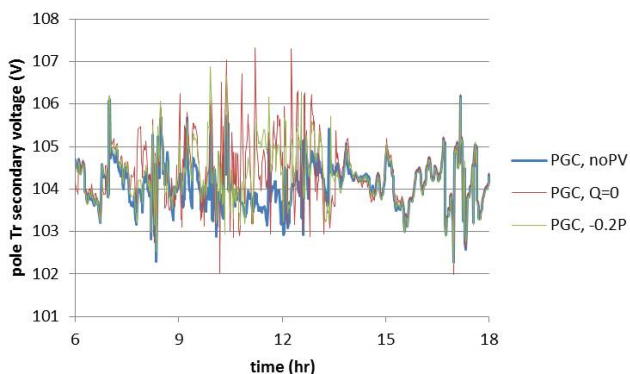


図 8.29 速い PV 出力変動による電圧逸脱 (PGC)

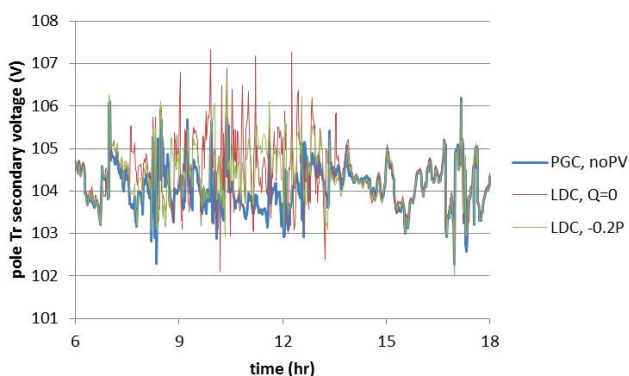


図 8.30 速い PV 出力変動による電圧逸脱 (LDC)

現実の PV の出力変動観測値を用いて（均し効果は考慮しない）電圧シミュレーション計算した結果を図 8.29（PGC）、図 8.30（LDC）に示す。PV なしの場合に比べて PV ありの場合は電圧変動が大きくなっている。特に 10 時から 13 時の間の変動が起きい。PV 進み定力率運転を用いない（ $Q=0$ ）場合はしばしば短時間だけ 107V を超過する。進み定力率運転も用いる（ $Q=-0.2P$ ）の場合、速い電圧変動は抑制される。

5 ケースの計算結果を図 8.31 に総括して示す。柱上変圧器二次電圧許容範囲を 101～107V としているので、その中間値 104V を基準に、最大値、最小値、標準偏差を示す。PV なし（PGC）の場合に比べて PV あり・進み定力率運転なしの場合は、PGC であれ LDC であれ、最大値が増加、最小値が減少、標準偏差が増大している。最大値は上限 107V を超えている。進み定力率運転を用いると、PGC であれ LDC であれ、最大値は減少、最小値は増加、標準偏差は減少している。最大値は 107V を超過しなくなる。本ケースでは PGC と LDC の違いは小さかった。このように、PV の速い出力変動自の電圧変動緩和対策としても、進み定力率運転は効果的である。

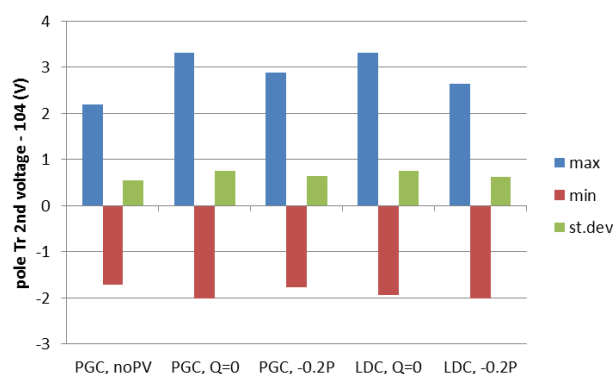


図 8.31 速い PV 出力変動による電圧逸脱(総括)

PV の出力変動が時間的にそう激しいものでない限り、LDC をうまく使えば PV 大量普及時の電圧上昇は避けられそうである。但しここまでの検討では PV が住宅に均等に導入され、分布に大きな偏りがないと仮定していることに留意する必要がある。PV が時間的に激しく出力変動する場合や分布に偏りがある場合の検討は今後の課題であるが、PV 進み定力率運転が有力な電圧逸脱の緩和策であることは確かである。

PV 進相運転の基幹系統への影響⁽⁶⁾

PV 進相運転の基幹系統への影響を評価してみる。安全サイドの評価を行うため連系する外部系統による電圧維持効果は無視する。各負荷には連系用変圧器（連変）二次側に一群のコンデンサがあり、連変一次側の電圧を維持するよう開閉される。連変（系統構造図では黒で表記）と配電用変圧器（配変、構造図では灰色で表記）には LTC（on-Load Tap Changer, 負荷時タップ切替器）が付属しており、各々の変圧器の二次側電圧を維持するよう制御される。超高压系統の変圧器も LTC を有しているが、これは全系統の電圧無効電力制御（VQC）により動作するので、今回の解析ではタップは動かないものとする。詳細系統を扱うのは技術的に困難ゆえ Y 結線縮約法を用いて簡素化する。従って全ての系統電源から全ての負荷に至る流通経路の全ての直列インピーダンスが考慮される。

基幹系統の各発電機はその端子電圧を維持するよう制御（AVR, Automatic Voltage Regulation）される。66kV 級の二次系統の発電機はその力率を維持するよう制御（APFR, Automatic Power Factor Regulation）される。

導入される PV の定格容量総和は系統のピーク需要の 30% とする。PV を 5300 万 kW 導入するという国の構想が実現すれば、こういう状態になる。10 分（時刻 10 分から 20 分にかけて）という短時間で各 PV がごく低出力から定格出力一杯にまで出力増加するとする。負荷電圧は上昇し、コンデンサは開放し、LTC はタップ下げ動作をするであろう。PV の力率は、有効電力 P と無効電力 Q の割合で $Q=0$, $Q=-0.2P$, $Q=-0.4P$ の 3 通りを試してみる。

著者は日本全国の 10 の基幹系統について計算してみたが、大きな差はなかった。10 系統はおおむね 4 つのグループに層別化できそうなので、各グループから代表例を 1 つずつ紹介してみる。

例題系統 C 構造を図 8.32 に示す。20 発電機，17 負荷からなり，1 点で外部系統と連系している。

全 PV 無効電力 (QPV)，全発電機無効電力 (QG)，全コンデンサ無効電力 (QC) の時間的変化の様相を図 8.33 に示す。QG は PV 力率によってほとんど変化しないのに対し，QC は PV 進相運転を強める ($0 \Rightarrow -0.2 \Rightarrow -0.4$) ほど開放されるコンデンサ量が少なくなることがわかる。

負荷電圧 (VL)，連変タップ (TT)，配変タップ (TD) の時間的変化の様相を図 8.34 に示す。コンデンサ開放，タップ下げ動作により負荷電圧はうまく維持されている。PV 進相運転により，連変タップ動作はやや緩和されており，配変タップ動作はそれよりもう少し緩和されている。

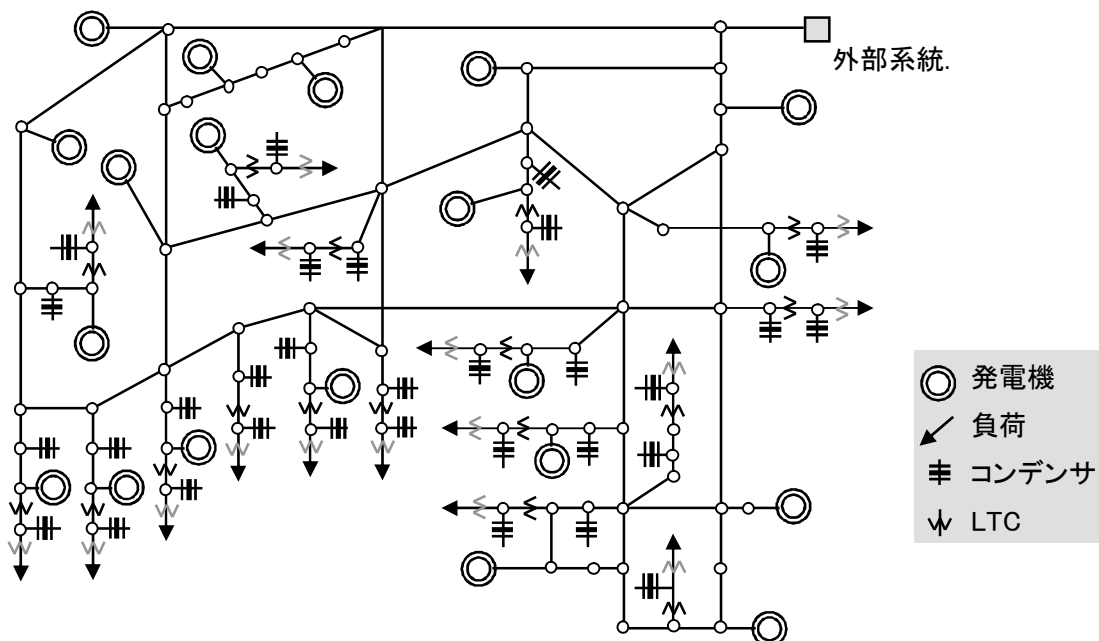


図 8.32 例題系統 C の構造

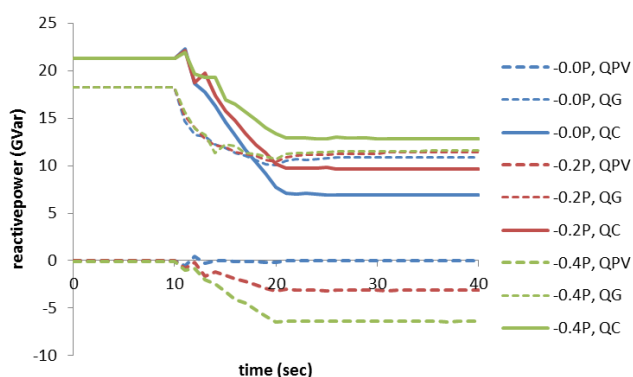


図 8.33 無効電力の時間推移 (C 系統)

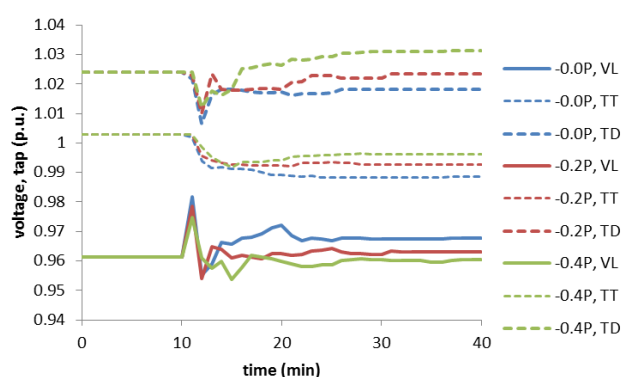


図 8.34 電圧・タップの時間推移 (C 系統)

例題系統 E 構造を図 8.35 に示す。20 発電機，20 負荷からなり，2 点で外部系統と連系している。

全 PV 無効電力 (QPV)，全発電機無効電力 (QG)，全コンデンサ無効電力 (QC) の時間的変化の様相を図 8.36 に示す。QG は PV 力率によってほとんど変化しないのに対し，QC は PV 進相運転を強めるほど開放されるコンデンサ量が少なくなることがわかる。

負荷電圧 (VL)，連変タップ (TT)，配変タップ (TD) の時間的変化の様相を図 8.37 に示す。コンデ

ンサ開放，タップ下げ動作により負荷電圧はうまく維持されている。PV 進相運転により連変タップ動作はやや緩和されており，配変タップ動作はそれよりももう少し緩和されている。

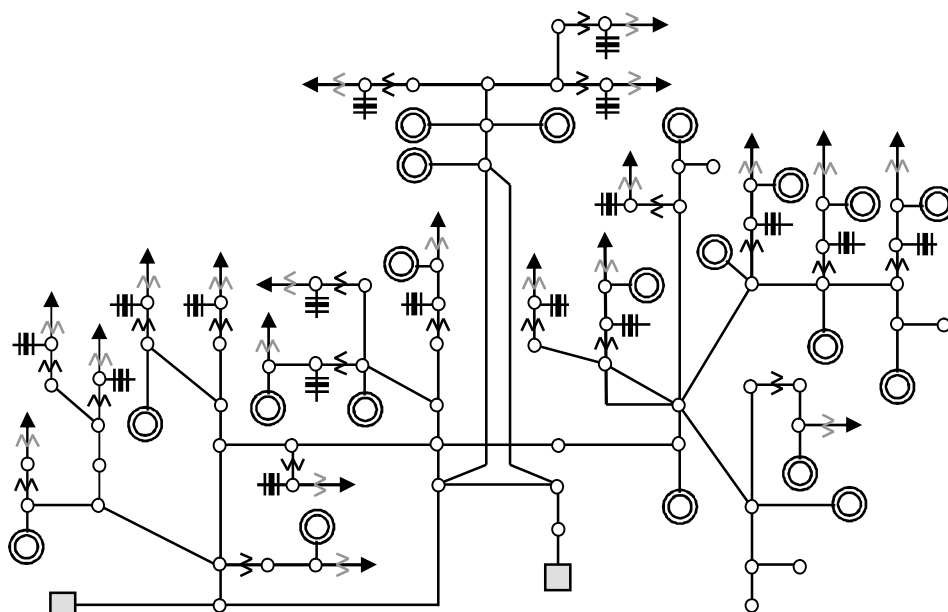


図 8.35 例題系統 E の構造

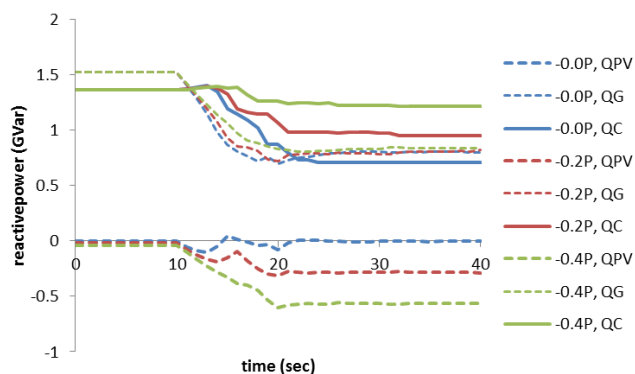


図 8.36 無効電力の時間推移(E 系統)

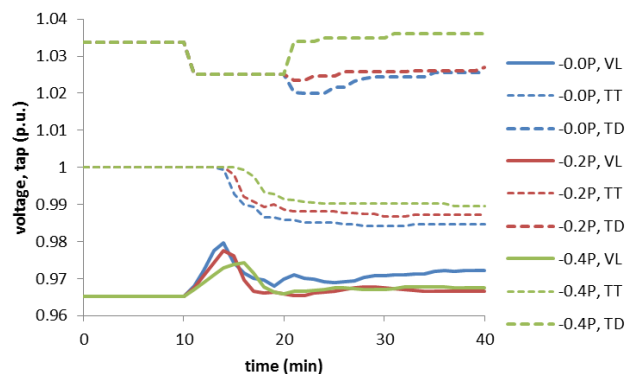


図 8.37 電圧・タップの時間推移(E 系統)

例題系統 H 構造を図 8.37 に示す。11 発電機，8 負荷からなり，1 点で外部系統と連系している。

全 PV 無効電力 (QPV)，全発電機無効電力 (QG)，全コンデンサ無効電力 (QC) の時間的変化の様相を図 8.38 に示す。QG の減少は PV 進相運転によって結構緩和されているのが今までの例題系統と異なる。QC の減少も PV 進相運転によって QG よりもう少し緩和されている。

負荷電圧 (VL)，連変タップ (TT)，配変タップ (TD) の時間的変化の様相を図 8.39 に示す。コンデンサ開放，タップ下げ動作により負荷電圧はうまく維持されている。PV 進相運転により，連変タップ動作は緩和されており，配変タップ動作も同じくらい緩和されている。

しかしながら， $Q = -0.4P$ の場合に軽いハンチングが生じている。

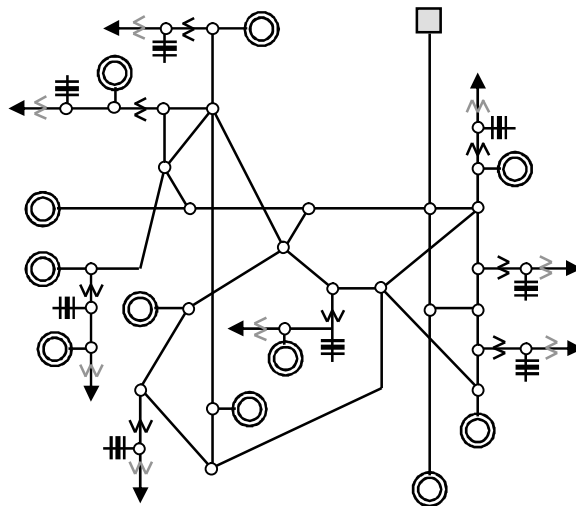


図 8.37 例題系統 H の構造

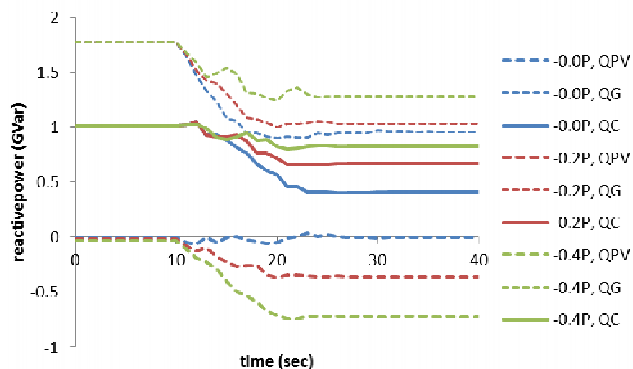


図 8.38 無効電力の時間推移(H 系統)

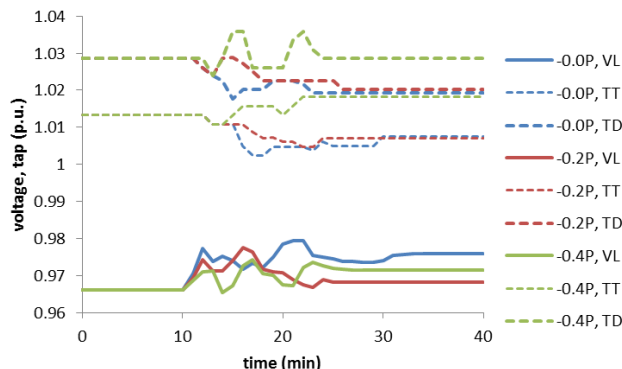


図 8.39 電圧・タップの時間推移(H 系統)

例題系統 J 構造を図 8.40 に示す。6 発電機, 10 負荷からなり, 外部系統と連系していない。

全 PV 無効電力 (QPV), 全発電機無効電力 (QG), 全コンデンサ無効電力 (QC) の時間的変化の様相を図 8.41 に示す。QG の減少は PV 進相運転によって相当緩和されている。QC の減少は PV 進相運転によって緩和されているが, QG ほどではない。

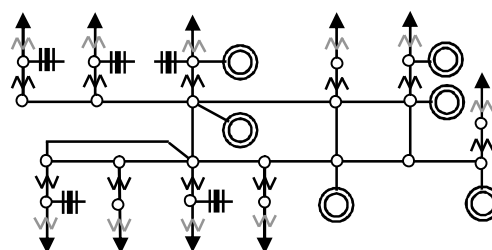


図 8.40 例題系統 J の構造

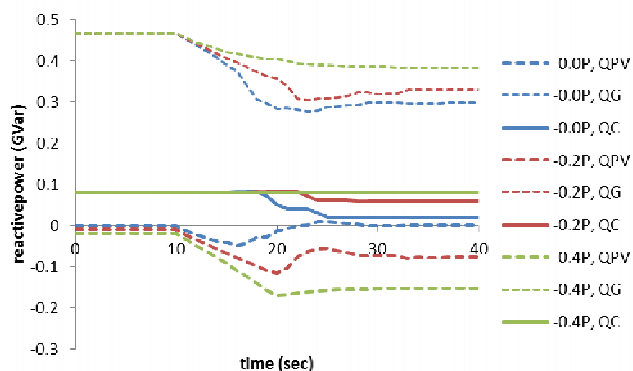


図 8.41 無効電力の時間推移(J 系統)

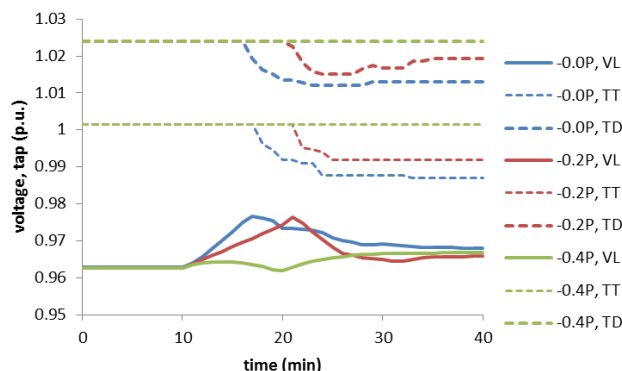


図 8.42 電圧・タップの時間推移(J 系統)

負荷電圧 (VL), 連変タップ (TT), 配変タップ (TD) の時間的変化の様相を図 8.42 に示す。コンデンサ開放, タップ下げ動作により負荷電圧はうまく維持されている。PV 進相運転により連変タップ動作は緩和されており, 配変タップ動作も同程度緩和されている。

等価リアクタンス X_{eq} 解析した 10 系統は PV 進相運転に対して共通した傾向を示す。第一に, 図 8.43 に示すように発電機無効電力 QG は PV 進相運転の程度にあまり依存しない。しかしながら G, H, J 系統では, 程度の差はあれ, PV 進相運転により発電機無効電力がやや減少する。

この差の原因は負荷総量に対するコンデンサ総量の比に支配されるのではないかと見当をつけ, 試算した結果を図 8.44 に示す。コンデンサ総量の少ない G, H, J 系統では PV が $Q=0$ から $-0.4P$ に

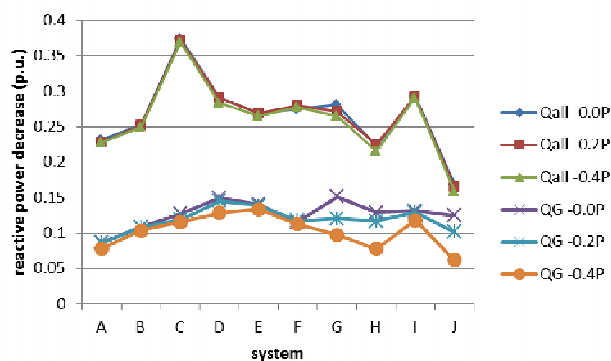


図 8.43 PV 力率と無効電力減少(10 系統)

進相運転を強めたときの発電機無効電力（負荷総量比）の減少量が大きくなっている。かなり強い相関がある（ $R^2 = 0.7916$ ）ので有力な説明と思う。

第二に、無効電力合計の減少量は PV 進相運転の程度にほとんど依存しない。これは 10 例題系統すべてに共通する。この事実は、無効電力減少は総電源から総負荷に至る流通経路のリアクタンス分による無効電力ロスの減少が主たる要因であることを物語っている。そこでこのリアクタンス分（ X ）を算出することを考えてみる。総負荷（ P_L ）が一定に保たれているとし、PV が低出力（ P_{PV0} ）のときの総無効電力ロス（ Q_0 ）、PV が定格出力（ P_{PV1} ）のときの総無効電力ロス（ Q_1 ）は次のようになる。

$$Q_0 = X (P_L - P_{PV0})^2 \quad Q_1 = X (P_L - P_{PV1})^2$$

両式の差をとることで次のようにこのリアクタンス分（ X ）を求めることができる。

$$X = \frac{Q_1 - Q_0}{(P_L - P_{PV1})^2 - (P_L - P_{PV0})^2}$$

但しこのままでは 10 系統の比較ができない。そこで負荷総量（ P_L ）を基準にとった単位法で表記する。

$$X_{eq} = X P_L = \frac{\frac{Q_1}{P_L} - \frac{Q_0}{P_L}}{\left(1 - \frac{P_{PV1}}{P_L}\right)^2 - \left(1 - \frac{P_{PV0}}{P_L}\right)^2}$$

この X_{eq} を等価リアクタンスと呼ぶことにする。PV 出力増大に伴う無効電力減少をこの X_{eq} で説明を試みたのが図 8.45 である。結果は強い相関（ $R^2 = 0.9561$ ）を示す。これは X_{eq} の求め方からして一種当然のことである。10 例題系統は 4 群に層別化される。 X_{eq} の大きな例題系統 C では無効電力の減少量も大きくなる。反対に X_{eq} の小さな例題系統 J では無効電力の減少量は小さくなる。例題系統 D, E, F, G, I が第二グループを、例題系統 A, B, H が第三グループを形成する。本節冒頭で 4 群に層別化されると述べたのはこのことを指している。

それでは系統によって異なる X_{eq} の値を支配する要因は何だろうか。 X_{eq} は総電源から総負荷までのリアクタンスで、電源遠隔化の指標である。従って 500kV など高い電圧階級に接続する電源の割合が多く、かつ、需要中心から離れた地点に大規模電源が立地している系統ほど X_{eq} が大きいはずで、そういう系統はいわゆる大規模系統であろう。そこで

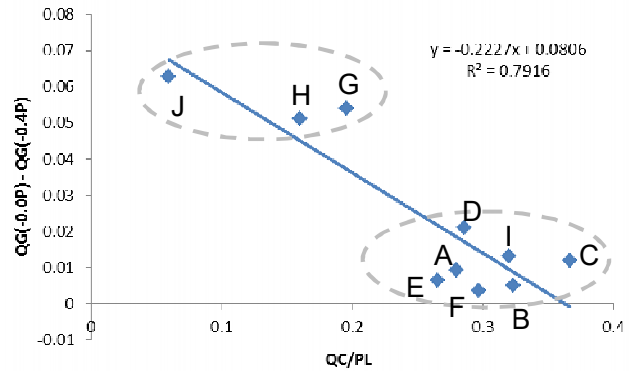


図 8.44 初期コンデンサ量と発電機無効電力減少量

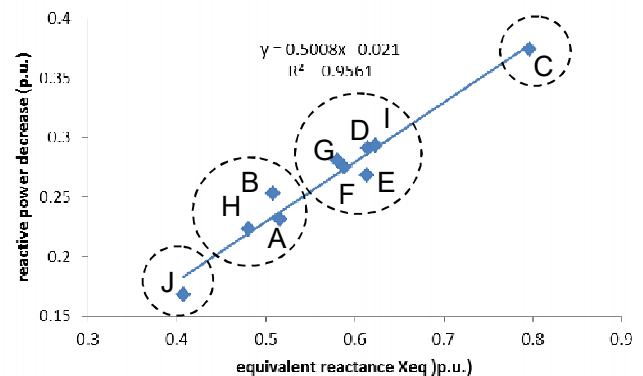


図 8.45 等価リアクタンスと無効電力減少の関係

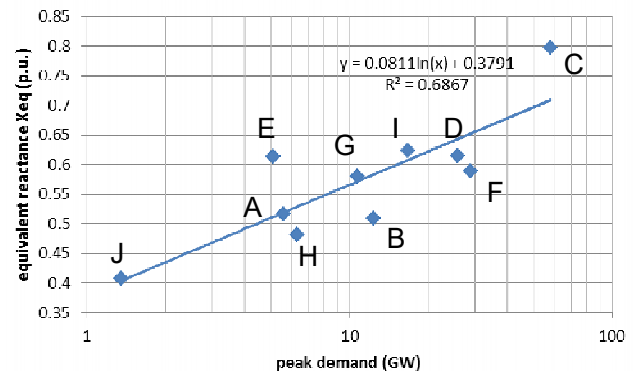


図 8.46 系統規模と X_{eq} の関係

ピーク負荷量の対数と X_{eq} の相関を取ってみた。結果を図 8.46 に示す。相関の程度はさほど強くないが ($R^2 = 0.6867$)、明らかに正の相関があり、上述の推測は当たっている。

発電機の無効電力変動は電気回路のみで行われるから、いくら酷使しても修繕の必要がない。ところがコンデンサの開閉は遮断器が動作するので、頻繁に行われると修繕が必要になる。修繕それ自体の単価は大きくないが、修繕のためには計画停電が必要になり、全系統の信頼度を低下させないよう計画停電を組む系統運用者の負担の方が問題であろう。従って、PV 出力増に伴うコンデンサ開放量の少ない系統が良い系統といえる。A, H, J 例題系統あたりはとてもうまく設計されているように思える。

PV 進み定力率運転の評価 例題 10 系統の PV 進相運転によるコンデンサ開放量 ΔQ_c の変化をまとめると図 8.47 のようになった。開放量は系統ごとの総負荷量基準の単位法で表記しているの、系統規模の影響は排除されている。一見してわかるのは例題系統 C の ΔQ_c が大きく多く例題系統 J の ΔQ_c が小さいことであるが、PV の Q/P 比の変化に対する ΔQ_c の変化の傾きは 10 例題系統で大きな変化はない。つまり PV 進相運転は、PV 出力増に伴うコンデンサ開放量を緩和するという見地からは、どの基幹系統にも肯定的な影響を及ぼす。

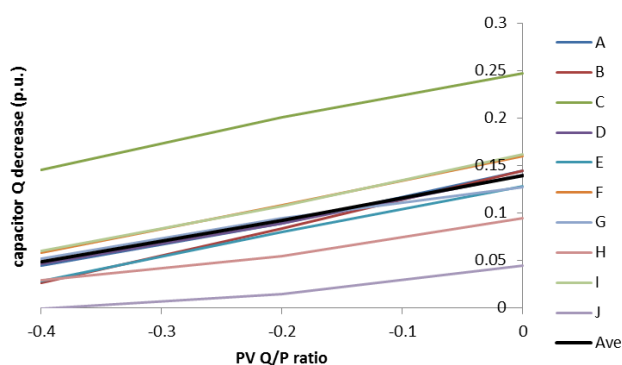


図 8.47 PV 進相運転によるコンデンサ開放の緩和

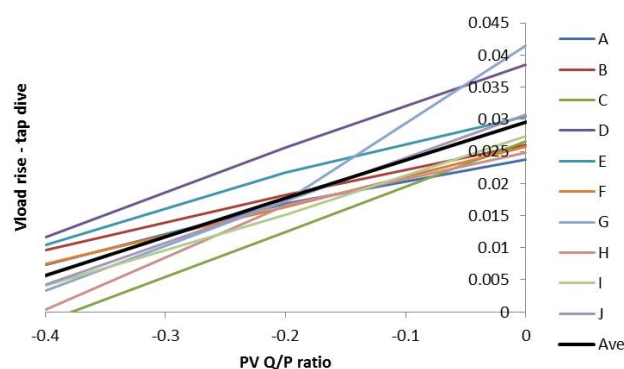


図 8.48 PV 進相運転による電圧・タップ変動の緩和

負荷電圧と連変・配変タップの変動を一元的に評価する指標として次のものを考えた。 ΔV_L は負荷電圧の上昇分、 ΔT_T と ΔT_D は連変と配変タップの下降分である。

$$I_{VT} = \Delta V_L - \Delta T_T - \Delta T_D$$

PV 出力増により負荷電圧は上昇、連変・配変タップは下降するであろう。ならば前者から後者を差し引けば負荷電圧とタップの変動を総合的に評価できる。例題 10 系統の指標は図 8.48 のようになった。どの例題系統でも PV 進相運転により電圧・タップ変動は緩和され、傾きもほぼ同じである。つまり PV 進相運転は、PV 出力増に伴う負荷電圧と連変・配変タップの変動緩和という見地からも、どの基幹系統にも肯定的な影響を及ぼすといえる。

以上を総合すれば、 $Q = -0.4P$ までの PV 進相運転は、基幹系統にとって好ましいことであり、これを嫌う理由は特に見当たらないと思う。 $Q = -0.4P$ というやや強い PV 進み定力率運転も、連系変圧器・配電変圧器のタップ動作を総合して勘案すれば、基幹系統側に悪影響を与えるとは言えない。但し、強度の PV 進み定力率運転は PV のパワー・コンディショナーの容量増加を招くので若干の不経済を伴うことを忘れてはならない。本章の最初で適当と判断された $Q = -0.2P$ 程度の PV 進み定力率運転が良いのではないかと著者は思う。

PV 本格普及における進み定力率運転の重要性

PV 普及の初期に問題が生じたのは特定の柱上変圧器傘下に多数の PV が集中して連系するという場合であった。こういう場合、電柱ごとに柱上変圧器を設け低圧線を用いないという設計で対処した。低圧系統では抵抗分がリアクタンス分より大きいので、PV の進み定力率運転の効果は顕著ではない。従って、PV 普及の初期には PV の進み定力率運転が注目されることはなかった。

ところが PV 大量導入が現実味を帯びてくると状況は変わってくる。高圧電線の抵抗はリアクタンスの半分ほどしかない。さらに配電用変圧器はほとんど純リアクタンスである。従って配電用変圧器を含む配電系統の電圧傾斜を軽減する方策として PV の進み定力率運転は絶大な威力を発揮する。

著者らが推進した「PV 進み定力率運転のすすめ」は無理解に遭遇して難航したが、国のプロジェクトの中で「進み定力率を検討しないならわが社は参加しない」とまで主張して他の方策と比較した結果、その有効性が広く認識されるに至った。

文献

- (1) 駒見：「仮想現実という魔物—想定外の落とし穴—，4. 電力系統モデルの問題点」，平成 23 年電気学会電力・エネルギー部門大会，特別企画パネルディスカッション，2011
- (2) 駒見：「電力系統モデルの検証の重要性について」，電学誌 B, 132 巻 12 号, pp.820-823 (2012)
- (3) Y. Yamagishi, S. Komami: “Practical Power System Aggregation Considering Dynamic Loads”, IEEJ, Trans. PE, Vol. 128, No. 2, pp.381-387, 2008
- (4) パワーアカデミーホームページ：「線路電圧降下補償器（LDC）」，
<http://www.power-academy.jp/learn/glossary/id/1003>
- (5) 石丸，田町，駒見：「配電用変圧器のタップ動作を考慮した PV 進相運転による電圧上昇抑制効果」，電学論 B, 131 巻 5 号, pp.429-436, 2011
- (6) 石丸，田町，駒見：「電力系統における PV 常時進み定力率運転の効用」，電学論 B, 132 巻 7 号, pp.615-622, 2012
- (7) 細川，京極，新庄，駒見：「軽い常時進み定力率運転とベクトル LDC 制御併用の配電線電圧上昇緩和と省エネルギーの効果」，電学論 B, 135 巻 10 号, pp.583-590, 2015
- (8) 中地域技術小委員会・配電部門研究会：「配電系統の電力損失軽減技術の研究」，昭 57 年 3 月，1982