

ビル用受変電設備

Power Receiving Substation of Building

八木修三* Shuzoh Yagi

I. はじめに

近年、建築自体の大規模化とそこにおける機能の多様化、高度化には目をみはらせるものがあるが、特に、その支えとなっている電気設備のくふうや改善は著しい。

その中でも、いわゆる受変電・配電設備は、最も基幹的な存在であり、構成機器の改良開発はもとより、全体システムとしても幾多の改良とくふうが積み重ねられつつある。

機能アップと複雑化の一方において、集中化、小形コンパクト化と扱いやすさが求められ、こうした種々の要請を受けての様相の移り変わりは単純でない。よくいわれるように、いわゆる“ビル”は、今や広範囲にわたる高度の有機的機能集合体とでもいった態様に発展してきており、そこにおける電源機器の使命もまた一段と高まっているといえよう。

さて、ここでは、上のようなやや幅のあり過ぎる総括的動向の分析や、将来のあるべき姿等に関する一般論はさておき、どちらかといえば、身近で日常的な話題について、少し具体的に振り返ってみようというのが主旨である。ただ、われわれ自身はなほだ経験未熟であるのに加え、目に触れる問題の多い割には誌面の制約もあるので、結局、アウトラインだけの羅列に終わってしまい、ピックアップした話題もはなはだ限定されたものにとどまってしまった。III章では、II章におけるこのような不備を少し補うことと、最近われわれがまとめたビル用受変電設備の主なものとの紹介を兼ねて、近年大規模化、内容の充実著しい事務センタ向けの納入品のあらましを報告する。

II. ビル用受変電設備計画における二、三の問題

ひとくちに「受変電設備の計画」といっても計画の綿密度とか、全体設計の長期的推移のどの段階に的を絞るかなどによって一様ではない。また、基本計画の実施設計のアウトライン的議論とか資料は過去においても少なくないので、ここではできるだけそうした観点からの考察には深入りしないことを前提にしている。日頃しばしば直面している課題の中からともすると素通りしがちな所を少しピックアップしてみようとの試みがねらいであり、幾つかの話題は単なる問題提起にとどまっているこ

とをことわっておきたい

1. 受電回線、配電方式、変圧器等の単一系統または多重方式の選択問題

この問題は要するに電源系統の骨組みを決める課題であり、

- (1) 期待されている給電信頼度に対し妥当か。
- (2) 設備自体のコスト上はどうか。
- (3) 建築、関連工事全般を含めたトータルコストとしてはどうか。
- (4) 取扱い、運用が容易か。
- (5) 運転、管理経費を含めての、償却期間または耐用年間における総コスト面からはどうか。
- (6) 予想される増設、組み替えプランに対してフレキシビリティは十分か。

等々、おさまりの種々の角度から評価しなければならない根気のいる作業が必要とされる。そして通常は、どちらかといえば(1)~(3)、さらに絞れば(1)、(2)が最も直接的判断基準とされているといえよう。ここではさらにその中の最も基本的な出発点となる(1)について少し考えてみたい。

信頼度向上策の基本は構成機器自体の高信頼度化であろうが、それにつぐ手段として、

- ・システム全体の単純化
- ・多重化（並列構成）

が、一般的であろう。

ところで、この前者にもおのずから限度があり、しばしば何らかの形で多重化が考慮されているのであるが、その必要性の見極めには、どちらかといえば概念的判断基準によって処理されているケースが少なくないのではないか。個々のケースにおける多重化構想（試案）の合理性は、要するに、もし多重化が行われなかったとした場合に予想される万一の場合の、システム運用上のトラブルおよびそのことに基因する物的欠損が、多重化による初期コストアップ分に勝る重みを持っていること、により裏付けられるわけであろうが、この比較における難しさが、一つには、異質な価値の対比にあることはいうまでもない。それと今一つは、われわれ自身の、定量的信頼度評価への不慣れが挙げられよう。

この定量的信頼度評価が、ビル用受変電・配電設備計

* 建設技術部

画の実践の場で手軽に扱えない一つの原因は、基本となるべき個々の機器設備に関する信頼度、事故率（長年月にわたる統計資料など）についてのデータが不足しているところにあるといわれる。したがって、こうした基礎データの整備がまず望まれるところであるが、ビル用受変電設備に関するこうした問題で少し気の付くことをピックアップしてみて、日常的には疎遠がちなこの種の問題処理の参考としたい。

1) 単一システムを多重化することにより得られる信頼度向上の程度について

多重化、たとえば2回線並列、2台並列などによって給電信頼度が向上することは常識的にもあたりまえのことであるが、具体的にはどの程度改善されるのか、システム全体の総合的信頼度上から見てもあえて多重化する必要があるのか等、つめの段階での判断には意外に決断しにくい場面も出てくる。そのような場合に、判断の基本となる改善度の大まかな把握と、ある種の誤解に注意を喚起することを期待して次のことを吟味してみる。

多重化により得られる信頼度アップは、並列化されたことによる、信頼度の“単なる相乗効果相応分”をはるかに上まわる。

換言すれば、単一システムでは主に初回故障発生確率が設備の信頼度を支配し、修復による再生の寄与度が低い。個々のケースによりちがいはあろうがともかく、落ちてしまっただけである、という評価基準が優先しよう。

一方、システムが多重化されると、万一1系統がダウンしても、「これが回復するまでに他の系統が正常であり続ける可能性」が意味を持つことになるので、受変電・配電機器のように、

$$\frac{\text{MTBF (平均故障時間)}}{\text{MTTR (平均修理時間)}} \dots\dots\dots(1)$$

の大きいシステムでは、飛躍的に信頼度が向上することになる。

このことを少し定量的にながめてみる場合は次のようになる。

(1) 単一システムの場合における信頼度（一般形）

いま、使命時間（ t ）における系の運転確率を $p(t)$ とし、故障率、MTBFをそれぞれ λ 、 θ とすれば

$$p(t) = e^{-\lambda t} \quad (\lambda = 1/\theta) \dots\dots\dots(2)$$

となる。これはよく用いられる式であるが、ちなみに上述した主旨に沿って補足してみる。式(2)に、いわゆる回復率（ μ ）、 $\mu = 1/d$ 、 d ：平均修理時間、を加味した時の信頼度⁽¹⁾

$$p(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \cdot e^{-(\lambda + \mu)t} \dots\dots\dots(3)$$

において、何はともあれ、事故が起きては困る。すなわ

ち、ひとたび事故が発生してしまえば、必要な修復時間中の停電が決定的意味を持つという関係を組み入れることは、回復率 μ の現実の大きさのいかんなく、実質的な重みとして

$$\mu \rightarrow 0, \text{ または } \mu \ll \lambda \dots\dots\dots(4)$$

のように評価することに対応する。

すなわち、この場合には、

$$\frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \cdot e^{-(\lambda + \mu)t} \rightarrow e^{-\lambda t} \dots\dots\dots(5)$$

となり、当然ながら式(2)と一致することとなる。

具体的な数値試算はあとで多重化系とともに一例を略記する。

(2) 多重化（例：2系統並列）システムの場合における信頼度（一般形）

先述のとおり、回復率の寄与が加味されることになり、前記(1)（単一システム）における式(2)により定まる信頼度を持つ単一系の並列合成ではなく、式(3)の $p(t)$ をそれぞれの信頼度とする系の並列合成として評価されなければならない。すなわち、並列系の信頼度、故障確率をそれぞれ $p_2(t)$ 、 $q_2(t)$ とすれば、

$$\begin{aligned} p_2(t) &= 1 - q_{1c}^2(t) \\ &= 1 - \left(\frac{\lambda}{\lambda + \mu} \right)^2 + \left(\frac{\lambda}{\lambda + \mu} \right)^2 \cdot e^{-(\lambda + \mu)t} \\ &\quad \cdot (2 - e^{-(\lambda + \mu)t}) \\ q_2(t) &= q_{1c}^2(t) \end{aligned} \dots\dots\dots(6)$$

ここに

$$\begin{aligned} q_{1c}(t) &= 1 - p_{1c}(t) \\ p_{1c}(t) &= \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \cdot e^{-(\lambda + \mu)t} \end{aligned} \dots\dots\dots(7)$$

λ ：単一システムの故障率（ $=1/\theta$ ）

μ ：単一システムの回復率（ $=1/d$ ）

となる。

電力機器全般にいえる

$$\mu \cdot t \gg 1 \quad (\text{at } t \geq 1 \text{ 年}) \dots\dots\dots(8)$$

かつ $\mu \gg \lambda$ 、すなわち、

$$\frac{\mu}{\lambda} = \frac{\theta}{d} = \frac{\text{MTBF}}{\text{MTTR}} \gg 1 \dots\dots\dots(9)$$

という関係を入れると、 $e^{-(\lambda + \mu)t} \ll 1$ [at $(\lambda + \mu)t \gg 1$]

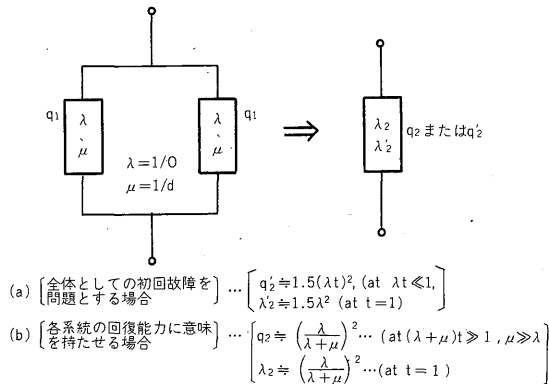
$$p_2(t) \div 1 - \left(\frac{\lambda}{\lambda + \mu} \right)^2 \dots\dots\dots(10)$$

となる。

式(10)の $p_2(t)$ に対応する近似的等価MTBFは式(2)による $p(t)$ のそれよりはるかに大きなものとなる。数値例は(3)項に記す。

(3) 単一系と多重化システム（例：2系統）との信頼度数値比較

前述(1)、(2)の一般形を使って具体的な数値でその差の



第 1 図 並列システムにおける等価故障率

Fig. 1. Equivalent rate of failure of parallel system

程度を算出してみる。

数値試算対象として、受電系の主要部である 20 kV 地中送電線路（ケーブル系）の信頼度を考えてみる（第 1 図参照）。

・故障率に関するデータ

一つの参考値として第 1 表、第 2 表に示す事故統計データの一例を用いてみることにする（なお、ここでは、試算に引用するデータとそれによる計算値の厳密さを問題にしているわけではないことをことわっておきたい）。

第 1 表 20 kV 地中送電線事故による停電回数の一例

Table 1. An example of frequency of service interruptions caused by the troubles of 20 kV underground lines

年 (昭和)	38	39	40	41	42	43
件/100 km	9.2	5.5	5.0	6.2	4.1	3.2

第 2 表 一需要家あたり停電回数および停電時間の一例

Table 2. An example of frequency and period of a service interruption for a user

一需要家あたりの事故停電回数				一需要家あたりの停電時間
電 源 側	高圧配電線路	低圧配電線路	計	(事故停電時間)
0.24	0.24	0.04	0.52	22 分

(45 年/上期)

・MTBF(θ), MTTR(d) の推定

a) 地中線 1 km あたりで見た MTBF(θ_c) 区間推定
偶発故障のある時間内発生回数がポアソン分布に従うことを利用した信頼区間推定表⁽³⁾に基づいて、第 1 表のデータから、便宜上 80% 信頼度により θ_c のとりうる範囲を推定する。

第 2 表から、かりに 42, 43 年の平均（年間） 約 7.4 件/年 100 km (≈ 7 件/年 100 km $\cdots \theta_c$) を用いることに

すれば、信頼区間推定表における発生件数 4 件に対応する 80% 信頼区間で推定するものとして、

$$0.085/t < \theta_c < 0.257/t \quad 100 \text{ km あたり} \cdots \cdots (11)$$

いま、評価用使命時間を 1 年にとると、 $t=1$ 年となり、

$$0.085 \text{ 年} < \theta_c < 0.257 \text{ 年} \cdots (100 \text{ km あたり})$$

すなわち、

$$8.5 \text{ 年} < \theta_c < 25.7 \text{ 年} \cdots (1 \text{ km あたり}) \cdots \cdots (12)$$

となる。

b) 20 kV 系電線路の事故による一需要家あたり 1 回の停電で生ずる停電時間 (d)

第 2 表の需要家は特高受電以外の需要家を含んでいるので、20 kV 電線路の事故による停電時間が不明であるが、かりに（あくまでもかりにである）だいたんに、表の平均値を適用するものと考えれば、

$$d = \frac{22 \text{ 分}}{0.52 \text{ 回}} = 43 \text{ 分/回} \cdots \cdots (13)$$

となる。なお、上記 d の選定値の精度であるが、要するに $\mu \gg \lambda$ の関係が成り立つ範囲内である限り、上下 1~2 けた程度のずれは、ここでの数値比較の主旨の結論には問題とならない。

・20 kV 受電線路の単一系統の場合と、2 系統並列の場合との、信頼度比較値

a) 単一系統（1 回線）の場合

1 回線の長さをかりに 1 km で考えるものとする。式 (2) に式 (12) を適用するが、安全サイドにみれば $\theta_{c \min}$ を使うことになる。

$$\lambda(\max) = \frac{1}{\theta_{c \min}} = \frac{1}{8.5} = 0.12 \text{ (件/年)}$$

評価用使命時間を 1 年に設定すると、

$$\left. \begin{aligned} p_1(t=1) &= e^{-\lambda t} = e^{-0.12 \times 1} \approx 1 - 0.12 = 0.88 \\ \text{故障確率 } (q_1) &\text{ は } q_1 = 1 - p_1 \approx 0.12 \end{aligned} \right\} \cdots \cdots (14)$$

b) 2 回線並列の場合、

式 (6) または式 (10) を用いるが、要はこの式の $p_1(t)$, $q_1(t)$ として、上記の式 (14) の値を適用せず、式 (7) で求まる p_1 および q_1 を適用すべきであること、このことによって式 (14) の値を用いた場合とはけた違いに高い信頼度（ただし、 q の低減率で考えるとして）が得られること（それが実状に即していること）を念頭におく必要がある。

さて、式 (6) または式 (10) における回復率 $\mu (=1/d)$ に関する MTTR “ d ” として第 2 表に基づく式 (13) の 43 分/回をあてるのは多少問題を残すが、ここでの主旨（単一系統と多重化との故障確率の差の程度を質的にながめてみる）からいえばこれが 10 分になろうが 10 時間であろうが、さらには 5 日程度を要しようが $\theta \gg d$ なる大きな関係がある以上本質的な問題ではないわけなので式 (13) による 43 分を用いることにする。

式 (10) において、

$$\mu = \frac{1}{d} = \frac{1}{43 \text{ 分}} = \frac{365 \times 24 \times 60}{43} \text{ (1/年)}$$

$$\div 1.22 \times 10^4 \text{ (1/年)}$$

$$\therefore p_2(t=1 \text{ 年}) \div 1 - \left(\frac{\lambda}{\lambda + \mu} \right)^2$$

$$= 1 - \left(\frac{0.12}{0.12 + 1.22 \times 10^4} \right)^2 \quad \left. \vphantom{\frac{0.12}{0.12 + 1.22 \times 10^4}} \right\} \dots (15)$$

$$= 1 - 6.55 \times 10^{-6}$$

$$\therefore q_2(t=1 \text{ 年}) \div 6.55 \times 10^{-6}$$

この結果から、単一システムに対する信頼度の改善度（故障確率の低減倍率で査定するものとする）は、

$$\frac{q_1}{q_2} = \frac{0.12}{6.55 \times 10^{-6}} = 1.83 \times 10^4 \text{ 倍} \quad \dots (16)$$

ここに q_1 : 式(2) による式(14) の値である。これは、等価的に、MTBF ($\theta_{\min} \div 8.5$ 年) が、ほぼ 1.83×10^4 倍、すなわち、 $\theta_{\min} = (8.5 \text{ 年}) \times 1.83 \times 10^4$ (ただし、電線路のみを対象として) に改善されたことに相応する。

これは、既述のように多重化したにもかかわらず、おのおのの単一システムの回復能力による運転確率向上の可能性を無視する評価法（この判断法は、ビル等における電力機器系に対する考え方としては実状にそぐわぬ面が多いと考えられるにもかかわらず、実質的にこの考え方がとられがちである）に基づく2系統並列の信頼度、(p , q_2' としよう) と比較してはるかに高い改善度となる。すなわち、

$$p_2'(t) = 1 - q_1^2 = 1 - (1 - e^{-\lambda t})^2 = 2e^{-\lambda t} - e^{-2\lambda t}$$

$$\div 1 - 1.5(\lambda t)^2 \text{ (} \lambda t \ll 1 \text{)} \quad \left. \vphantom{1 - 1.5(\lambda t)^2} \right\} (17)$$

$\lambda = 0.12$, $t = 1$ 年として、

$$p_2' = 1 - 0.0144 \quad \therefore q_2' = 0.0144 \quad \dots (18)$$

これと式(15)と比較して、

$$\frac{q_2}{q_2'} = \frac{6.55 \times 10^{-6}}{0.0144} \div \frac{1}{2,200} \quad \dots (19)$$

つまり、正しく回復率を加味すれば、同一2系統システムでありながら故障確率は約1/2,200（等価MTBFとして約2,200倍相当）に評価できることになる。

2) 部分的多重化と全体としての信頼度との協調を考える

上記1)における試算例でもうかがえるように接続点等の故障率を無視した時の多重化による信頼度アップは、たとえば2系列程度でも非常に高いものとなるので、ビル等の受変電・配電設備全体としてながめた時に、他の直列配置された設備群とのつりあいに気を配らなければならないのはいうまでもない。なお、いわゆる並列方式でも、現実には各単位系統内に開閉器、ケーブルヘッド、接続部等々の直列機器があるので故障確率はかなり増えるが、その影響は直列要素数(n)に対し略線形であり電力機器クラスの個別信頼度の並列系(2~5程度)では多重化効果の方がいぜん大きいといえる。

2. 保護協調の実際と主たる課題

いわゆる保護協調問題は、重要課題の一つではあるが、あまりにも日常的な課題でありかつ歴史も長いため、一般的な考え方そのものはあまりにも陳腐化している。一方、現場の具体的な作業では、意外に一般的考え方——理想どおりには進まないのが実状である。その辺の事情を踏まえた上で、実際の作業のウエイトをどの辺に置くべきか等について触れてみよう。

1) 現実の系統で協調がとりにくい場合の背景

いわゆる協調の中でも、短絡しゃ断容量上の問題は比較的単純である。いうまでもなく回路、機器保護の最少限度の要件であるため、なすべきことは割合にはっきりしているからである。系統構成によって短絡容量が増減するので、そこで必要なしゃ断器などの個数との兼ね合いでコスト上の吟味が加味される程度である。また、異機種自動しゃ断器、たとえばACBとMCB、MCBヒューズなど相互間の電流耐量の大小にからんだ問題がやや複雑であるが同種の議論に触れた論文や資料は少なくない。いずれにしろ、事故時に予想される電流(電圧)に耐えるように計画する、という原則に従えばよいことになる。

これに比べ、いわゆる選択しゃ断協調に関する計画の実務ははん雑ですっきりしないことが少なくない。はっきりいつてしまえば、与えられた系統構成、機器構成のもとではどうしても、完全には選択しゃ断協調をとることができないというケースはしばしばである。このような事情(すなわち、ビル用受変電・配電系の多くの場合)の背景は主に次の点であろう。

(1) 特高・高压(OC, PF など) - 低压(主幹) - 低压(フィーダ) - 低压第二次分岐…という多段構成のよとでは、3~4段の直列協調が問題とならざるをえない場合が少なくない。

(2) ある程度のコスト上の制約も考えざるをえないのが現実であり、各電圧レベルでの保護装置(OC-CB, PF MCB など)の機種選定には一定のわくがはめられる。このため、保護器の動作特性が根本的に多様である。

2) 制約条件のもとでの選択協調計画の実務

上記のような与えられた制約のもとでの協調計画の実務は場合によりやむをえない事情をある程度受け入れるという認識からスタートすべきである。すなわち、まず、基本方針として確保すべき協調点と、ある程度やむをえざる非協調点をしゅうとうな技術的判断でふるいにかける。

という仕事を終え、次に、

いかにしてより広い事故領域で選択協調がとれるようにするか。

について根気よく試行錯誤を重ねることに帰する。さらに実践的な話としては、特にどの辺に技術的により適確

な判断を下すかまた、実務の手法として能率的に事をさばく手順とか考え方、とりわけ、いかに割り切るか、といったところ等についてはここでは省略する。

なお、前述の非協調点とは、しゃ断容量上の容量保証(容量協調)が前提とされていることは当然である。

3) 保護装置(自動しゃ断器など)の選定に望まれること。

上記のような事情認識で考えるとき、選択しゃ断協調向上のために思いあたることを付記したい。

(1) 中・大容量設備の低圧系において、上位大容量しゃ断器に、下位しゃ断器との選択協調に必要な「最小限度の短時間耐量を有する配線用しゃ断器または低コスト形準気中しゃ断器」を、もっと前向きに採用すべきではないか。

これにより、比較的低いコストアップで選択協調可能域が格段に広がる。

このことは保護のテクニックとしてはいわゆる「三元トリップ形しゃ断器」を採用するという部類の話で、あたり前のことなのではあるが、次のような事情も考えられるのである。

- 現実にはあまり一般化していないと思われる。
- 過去、たとえば規格上で短時間通電耐量を保証されていた低圧しゃ断器は JEC-160 になる ACB のみであったが、上記の選択協調に必要な“短時間通電耐量”はその 1/5 程度でこと足りるのであって、ここにいわば、従来の ACB の観念にとらわれない低コスト形“準 ACB”的なしゃ断器または等価的性能の MCB の意義がもっと強調されてよい。

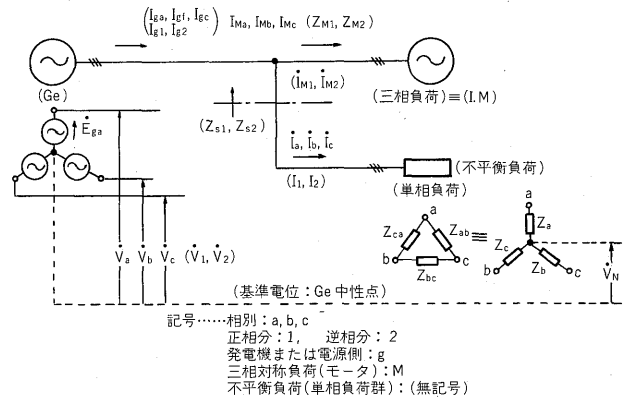
3. ビル用負荷構成の特殊性に関する問題としての不平衡運転問題

ビル特有の負荷事情はいろいろあるが、電動力負荷が圧倒的割合を占める工場設備の場合と異なることの一例として「単相負荷の占める割合が比較的大きい」ことが挙げられる。いうまでもなく、電燈コンセント類の負荷が意外に多いためであり、一般事務所ビル、ホテル、デパートなどの場合で全負荷機器の約 30% 前後といわれる。

このことは、場合によって比較的大きい電圧電流の不平衡状態を招く危険が潜んでいることを意味するので、照明コンセント配電用変圧器(しばしば単三角形が用いられる)の台数、接続相の選定容量計画等の際には一応の注意を要する。

関連問題として少なくとも次のようなものが考えられる。

- 自家発の不平衡負荷許容値がきわめて低いことにに基づく問題(計画の是非判断)。
- 三相(動力)負荷と、これに対し比較的大きい単相負荷群が並列接続された共通母線に 1 台の変圧器で供給(3φ 4W 方式など)される場合の電圧アンバランス。



第 2 図 三相对称負荷と単相負荷群からなる不平衡回路の電流、電圧およびインピーダンス

Fig. 2. Current flows, voltages and impedances in an unbalanced circuit with three-phase balanced loads and some single-phase loads

さて、これらの不平衡問題に何らかの具体的判定を下さねばならない時に必要な関連諸量の割り出しには、一般には複雑で手間を要する演算を強いられる。問題の性格から考えて、当然、事前に一般化した使いやすい形の図表化を図ることも可能であるが、ここでは現象的に、この種の問題のかかなり普遍的な形を与える前記(1)に関する計算、のあらましを記したい。

第 2 図の諸量を用いる。図の発電機系は当然、電源トランスだけで定まる場合にも一般形としては準用できる。ただ、発電機の方が、特に逆相電流の最大値が問題とされるという特殊性の点で、より注意を要する。

第 2 図において、負荷は一応非接地側(たとえば 6 kV ライン)でながめた形で考えると、当然零相分は存在しないのでカットされている。図において一般には、

$$\left. \begin{aligned} -\dot{V}_N &= \dot{z}_2 \dot{I}_1 + \dot{z}_1 \dot{I}_2 \\ \dot{V}_1 &= \dot{z}_0 \dot{I}_1 + \dot{z}_2 \dot{I}_2 \\ \dot{V}_2 &= \dot{z}_1 \dot{I}_1 + \dot{z}_0 \dot{I}_2 \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (20)$$

ここに

$$\left. \begin{aligned} \dot{z}_0 &= \frac{1}{3} (\dot{z}_a + \dot{z}_b + \dot{z}_c) \quad (a = e^{j2\pi/3}) \\ \dot{z}_1 &= \frac{1}{3} (\dot{z}_a + a\dot{z}_b + a^2\dot{z}_c) \\ \dot{z}_2 &= \frac{1}{3} (\dot{z}_a + a^2\dot{z}_b + a\dot{z}_c) \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (21)$$

また

$$\left. \begin{aligned} \dot{V}_1 &= \dot{E}_a - \dot{z}_{s1} \dot{I}_1 \\ \dot{V}_2 &= -\dot{z}_{s2} \dot{I}_2 \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (22)$$

ここに

$$\frac{1}{\dot{z}_{s1}} = \frac{1}{\dot{z}_{g1}} + \frac{1}{\dot{z}_{M1}}, \quad \frac{1}{\dot{z}_{s2}} = \frac{1}{\dot{z}_{g2}} + \frac{1}{\dot{z}_{M2}} \dots\dots\dots (23)$$

$\dot{E}_a$ は、単相負荷群による不平衡負荷がなく、発電機から三相对称負荷だけに供給している状態での母線基準

相の電圧 (Y 電圧) である。式(20)~(22) から不平衡負荷側への対称分電流は、

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_1 &= \frac{z_0 + \dot{z}_{s2}}{(\dot{z}_0 + \dot{z}_{s2})(\dot{z}_0 + \dot{z}_{s1}) - \dot{z}_1 \dot{z}_2} \cdot \dot{E}_a \\ \dot{I}_2 &= \frac{-\dot{z}_1}{(\dot{z}_0 + \dot{z}_{s2})(\dot{z}_0 + \dot{z}_{s1}) - \dot{z}_1 \dot{z}_2} \cdot \dot{E}_a \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (24)$$

これら式(22)~(24)を使って各対称分回路の分流電流が求まる。問題の発電機側の結果のみ記すと、

$$\dot{I}_{g1} = \left\{ \begin{aligned} &[1/\dot{z}_{M1} + \{(\dot{z}_{g2} + \dot{z}_{M2})\dot{z}_0 + \dot{z}_{g2}\dot{z}_{M2}\} \cdot \dot{z}_{M1}/ \\ &\{(\dot{z}_{g1} + \dot{z}_{M1})\dot{z}_0 + \dot{z}_{g1}\dot{z}_{M1}\} \{(\dot{z}_{g2} + \dot{z}_{M2})\dot{z}_0 + \dot{z}_{g2}\dot{z}_{M2}\} \\ &- \dot{z}_1 \dot{z}_2 (\dot{z}_{g1} + \dot{z}_{M1})(\dot{z}_{g2} + \dot{z}_{M2})] \cdot \dot{E}_a \end{aligned} \right\} \quad (25)$$

$$\dot{I}_{g2} = - \left\{ \begin{aligned} &[(\dot{z}_{g1} + \dot{z}_{M1})\dot{z}_{M2}\dot{z}_1 / \{(\dot{z}_{g1} + \dot{z}_{M1})\dot{z}_0 + \dot{z}_{g1}\dot{z}_{M1}\} \\ &\{(\dot{z}_{g2} + \dot{z}_{M2})\dot{z}_0 + \dot{z}_{g2}\dot{z}_{M2}\} - \dot{z}_1 \dot{z}_2 (\dot{z}_{g1} + \dot{z}_{M1}) \cdot \\ &(\dot{z}_{g2} + \dot{z}_{M2})] \cdot \dot{E}_a \end{aligned} \right\} \quad (26)$$

これから $\dot{I}_{ga}$, $\dot{I}_{gb}$, $\dot{I}_{gc}$ は公式により、また母線電圧は、先の $\dot{I}_1$, $\dot{I}_2$ から式(22)による $\dot{V}_1$, $\dot{V}_2$ を経て公式どおり直ちに求まる。これらの結果に対して、少なくとも、

$$|\dot{I}_{ga}|, |\dot{I}_{gb}|, |\dot{I}_{gc}| \leq I_{gR} \text{ (発電機定格値)} \dots\dots\dots (27)$$

という条件を満たさねばならないことはもちろん、特に、逆相分電流 (発電機定格値に対する割合値) の大きさがマークされなければならない。そこで式(26)から $|\dot{I}_{g2}|/I_{gR}$ を求めておく。

$$\left\{ \begin{aligned} |\dot{I}_{g2}/I_{gR}| &= [|\dot{z}_{g1} + \dot{z}_{M1}| \cdot |\dot{z}_{M2} \cdot \dot{z}_1| / |\{(\dot{z}_{g1} + \dot{z}_{M1})\dot{z}_0 \\ &+ \dot{z}_{g1}\dot{z}_{M1}\} \{(\dot{z}_{g2} + \dot{z}_{M2})\dot{z}_0 + \dot{z}_{g2}\dot{z}_{M2}\} \\ &- \dot{z}_1 \dot{z}_2 (\dot{z}_{g1} + \dot{z}_{M1})(\dot{z}_{g2} + \dot{z}_{M2})\}|] \cdot 3E_a^2/p_{gR} \end{aligned} \right\} \quad (28)$$

$|\dot{I}_{g2}|/I_{gR}$ p_{gR} : 発電機定格皮相容量

$|\dot{I}_{g2}|/I_{gR}$ の許容限度は、通常、突極機等では、一般仕様のもので 0.1~0.15 前後以下、高調波負荷用等に対する 30% 前後の強化 (ダンパ付) 形等がある。誌面制約上略すが、式(28)に数値をはめ込むにあたっての、三相モータ用 $\dot{z}_{M2}$ (モータ群の合成平均値) の設定、および問題の非対称負荷 (単相負荷合成) の非対称条件の設定に若干のくふうを要する。ただ、一般ビルの場合であれば、特に非常照明負荷を対象と考えた場合、単相負荷総容量自体が非常動力負荷に比してかなり小さなものとなるであろうから、チェック用の不平衡条件の設定は相当極端な状態たとえば、 $z_{ab} = \infty$, $z_{bc} = z_{ca}$ かつ $(\sum p_1 \phi)/(\sum p_3 \phi) \approx 0.25$, $\sum p_3 \phi \approx 0.8 p_{gR}$ 程度にとつて、必要に応じ多少の試行錯誤を行えばよいと考えられる。また、式(28)は、実務上便利な変量 ($|\dot{z}|$ でなく、容量に置きかえるなど) へ変換できるし、かつ $\angle \dot{z}_{g1}$, $\angle \dot{z}_{g2}$, $\angle \dot{z}_{M1}$, $\angle \dot{z}_{M2}$, $\angle \dot{z}_0$, $\angle \dot{z}_1$, $\angle \dot{z}_2$ もある程度あらかじめ、経験的な平均値を与えておくことが可能であろう。少なくとも、

$$\sum p_3 \phi + \sum p_1 \phi \leq p_{gR}$$

の条件のもとで、基準容量 (p_{gR}) に対して単位化された量を用いて比較の手間を要せず概略値を算出できる。

4. その他

上述のほか、自動力率調整機器関連問題 (配電方式との関連による制約、コンデンサの集中配置または分散配置の選択問題と高調波・モータの自励現象との相互配慮など)、ビルにおける (低圧系) 地絡保護方式選定にからむ対地漏れ電流評価問題、非接地高圧系開閉サージ対策機器と地絡事故時健全相電圧評価、あるいは中・大規模ビルを主対象とした配電方式の改善 (信頼度アップ、簡便さ、低コスト) をめざす課題等大きな話題があるが今回は割愛した。

III. 某銀行事務センタ納入 22 kV 受変電設備の概要

以下は最近納入した幾つかのビル用受変電設備の中で主なものの一つである某事務センタ向け受変・配電設備の概要の紹介である。

本設備は、いわゆる事務センタ用受変・配電設備としては、規模的にも充実した全体の運用管理システム構成面から見ても、また、機器個々に求められたハイレベルの技術的要請の点においても、国内では有数の内容を誇るものであり、過去 1 年余、好調運転中である。

1. 本設備を納入したビルのおいたち

本受変・配電設備が納入されたビルは、某銀行の、各地に配備された多数の店舗群を連係する銀行業務を統括するコンピュータ管理システムの中核となっているものである。したがって、建築設計はもとより、ここに収容された各種機能の設備機器とも、慎重かつ綿密な基本計画のもとに設計が進められた。

2. 受変電・配電設備の概要

1) 受電容量および主変圧器容量と構成

(1) 受電容量 10,000 kVA (主変圧器 kVA ベース) 最大契約容量はこれより若干下まわることになる。

(2) 主変圧器構成

容量、台数: 5,000 kVA × 2 台 (将来計 3 台)

電圧: 22/6.3 kV

形式: H 種乾式 (強制風冷)

絶縁耐力: 20 号

商用周波: 50 kV

耐衝撃電圧 (全波): 95 kV

H 種乾式ではあるが所定のインパルス耐量を保証している。ビル用 20 kV 級乾式変圧器の単器容量としては最大級のものである。

2) 電気方式、電圧方式 (主回路)

特高 (22 kV) - 6.3 kV - 415 V - 200, 100 V 方式、すなわち、負荷機器 (台数) の大半を占める 415 V 以下の低圧系のほかに、高圧のいわゆる中間電圧を設けた電圧方式を採用している。いうまでもなく、これは、

(1) 広域負荷分布に対応する (二次) 変電所の分散配置

を便利にする。

- (2) 大容量冷凍機等の大きな単機容量負荷への配慮。
- (3) 総発電容量の大きな自家発電設備および、その買電系との連係運用上の合理的システムの構成。

等、一定の規模以上のビル電源構成でしばしば考慮される手法の一つに従ったものである。

その電圧区分を簡単に分解すると次のようになる。

- (1) 特高受電回路……………三相 3 線式 22 kV 50 Hz
- (2) 一次配電回路(高压系)三相 3 線式 6.3 kV 50 Hz
- (3) 二次配電回路(低压系)三相 4 線式 415/240 V 50 Hz
冷凍機を除く動力負荷と、大部分の主要照明負荷 (240 V) へ配電。
- (4) 200, 100 V 系: 三相 4 線式…210/121 V, 182/105 V, 200 V, 100 V とともに、415 V からの降圧によっているが、設備全般の保安上の配慮と、万一異常が発生した場合にも、適確な状況判断ができるよう、両電圧系とも、地絡事故の発生を確実にキャッチできる構成 (二次 Y 結線) としている。

3) 主な負荷機器

いわゆるビルの普遍的機能を支える負荷機器群のほか、大容量電算機用電源群を擁している。当然ながら、これらの重要負荷が正規の機能と性能を維持するための、空調関連負荷群とその付帯設備、さらに高度の防災ならびに管理用諸設備がある。

4) 受電方式

本線-予備線式 2 回線受電方式

電力会社配変の同系統異バンクから専用 2 回線を受けており、本-予備方式ではありながら、回線切換時は並列受電が可能となっている。いうまでもなく、この受電方式は、いわゆる常用-予備受電方式の簡便さを生かす一方、切換時は系統から切り離さざるをえない一般の単純な常用-予備方式と基本的に異なっていることになる。

また、受電線の万一の突発的事故が発生しても、充実した自家発系のバックアップによって万全の体制が敷かれている。自家発系からの援護が成立するまでの短時間の電源確保には、もとより、電算機負荷を主体とした最重要負荷への無停電電源 (CVCF) および蓄電池からの直送電力供給が可能とされている。

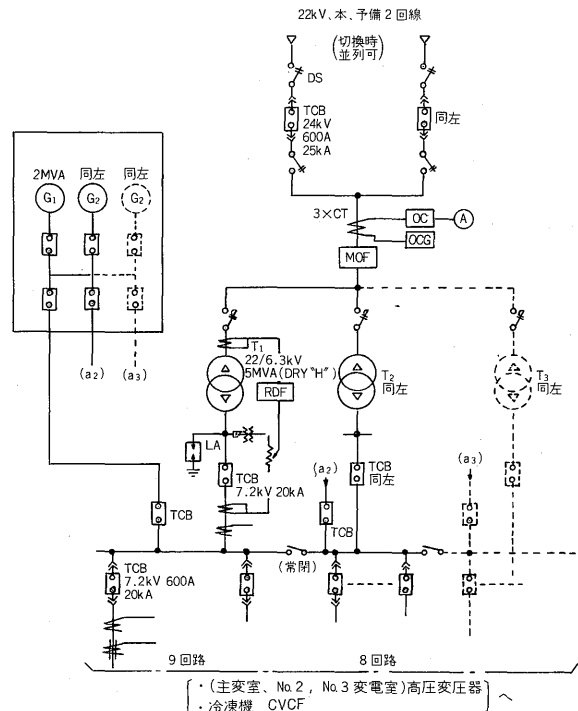
5) 変電所構成と主回路系統構成 (全般的な方針)

建築側規模 (20 F+B 4 F) に応じて、電気室は 3 か所に分散配置されている。

(1) 広範囲な多重形構成の採用

設備を信頼度アップする有力な手法の一つは衆知のとおり多重化にある。本受変・配電設備の基本的な特色の一つに、ビル設備としてはかなり徹底した多重化構想の採用を挙げることができよう

主なものを列記してみる。



第 3 図 単線結線図

Fig. 3. Skeleton diagram

a) 高压幹線

二次変各ブロック (2 台の変圧器を一組みとしたもの) に対し、主変のおおのの高压主母線から各 1 系統計 2 系統の並列配電が可能とされている。これにより配電ケーブル系のみならず主変ならびに高压主母線部の万一の異常にも備えてある。

衆知のとおり、2 系統方式には、他にもループ形等の方法があるが、全体としてシステムが簡略化され、扱いの容易な (実質) 専用 2 系統設置は有力な特長を持っている。

また、ビル用の場合、電力系統や大工場電源設備におけるような二重母線方式等と組み合わせた形態は通常採用されない。

b) 二次変圧器 (高压変圧器)

各セクションとも、単器 750 kVA 2 台並列を一組みとする形で配置されている。

この形態は、万一 1 台に異常が生じた場合に、故障側変圧器の一次二次双方を完全に分離できるようにするという主旨からいって、通常、変圧器二次側に主開閉器 (しゃ断器) が必要とされる。

したがって、用途別単バンク方式で一般化している二次 (主) しゃ断器なしの形態と比較すると、相対的にはやや複雑、高コストとなる。このような事情から過去の平均的ビル設備 (事務センタ用電源設備を含めて) では二次側は分離される。しかし、信頼度最優先を指向すべ

き大規模事務センタの電源構成としては、2系列並列方式の採用はもとより十分な意義を持っているといえる。

なお、高圧変圧器の並列化は、当然ながら二次系列の短絡容量を増大させるが、変圧器の単器容量が適切（一定容量以下）であれば、昨今の標準的限流ブレーカ（配線用しゃ断器）の許容内に入ってしまう。今回の設備においては、そうした観点からも特別の無理なく調和のとれた系統、機器仕様で計画されている。

c) 低圧タイトランス

基本的には前述 b) に準ずる特色を有する。またこの場合は、電圧が 200 V 以下であるところから、2 台並列化による短絡容量増からくる分岐しゃ断器のコストアップ要因は比較的軽微である。

d) 自家発-買電間連絡線

前記 a) の多重化でも、高圧主母線が主変のおおのに分離できることが生かされている。発電機系からの援護もこの主旨に合致させながら、自家発-買電系連絡ライン（しゃ断器および周辺機器を含める）自体の多重化効果も得られる方式となっている。

(2) 保護協調を重視した系統、機器構成

保護協調問題に関する個々のケースにおける判断は話題がきわめて身近なものである割には単純ではない。本受変・配電設備の計画に際しては、経済性、機器（変圧器、配電盤等）据付スペースへの影響等を総合的に配慮しながら、特に確実な選択しゃ断協調を期して全体システムが決定された。判断要素の主なものを挙げてみる。

a) 信頼性確保の基本構成としての二次変圧器の多重化（2 台並列運転）をできるだけ可能とする。これには変圧器容量、高圧フィード容量（OC 整定レベルを含む）、変圧器二次 CB および OC の容量と特性、低圧幹線用しゃ断器の経済的しゃ断容量と動作特性、のすべてが関係する。

b) トランス上下、低圧フィード CB 相互間選択協調可能範囲が広いこと。

c) 低圧幹線容量が適正容量以上に計画できること。

d) 低圧幹線の直列機器の大電流耐量が足りること。
かつ、できるだけ標準仕様のものでそれが得られること。これには、幹線しゃ断器の限流効果なども、過不足の少ない機器仕様選定の判断材料とされた。

e) 低圧系地絡保護システムの単純化

変圧器の多重化配置に関連し、低圧側母線の完全一本化（分離しない）等の配慮。

(3) 可能な所は単純化

信頼度アップの典型的手法として、先の多重化が大いに効果的であることはもちろんであるが、システムの単純化は、それにも増してより基本的課題でなければならない。計画の各ステップにおいて常にこの基本的方針に

沿って修正とくふうがなされた。

a) 全体として放射状配電の採用。

b) 低圧系幹線地絡保護の過電流検出（OCG）方式の採用。

事故に際して、所要の感度整定のもとに幹線相互間選択検知が確実に行えることは当然ながら十分に検討され、また、運転開始後も初期の性能が得られることが実証された。

なお、回路構成上の個別の検討事項はさらに広範囲に及んでいるが、これらについては別項 8) でその一部に触れるにとどめた。

6) 自家発系との連係

買電停電時処理のほか、復電処理、予告停電処理がすべて自動的に行われる。復電、予告停電時は買電側との一時的パラランが行える。また、自家発の運転に際しての負荷制限コントロールもすべて中央制御室のミニコンにより自動的に処理される。

7) 電力管理、力率制御、記録

これらはすべて別に用意されたミニコンによる監視制御システムの一環としてすべて自動的に処理されている。

8) 納入主要機器

当社は特高受電以下の低圧の幹線送り出し（ロードセンタ）までの受電-変成-（主幹）配電部門の設備一式を納入した。主なものを列記する。

- | | |
|------------------------|--------------|
| (1) 22 kV 受変電盤（含変圧器盤） | 5 面 |
| (2) 主変圧器 | 2 台 仕様別項どおり、 |
| (3) 高圧主幹配電盤 | 15 面一式 |
| (4) 特高変電室用二次変電設備 | 21 面一式 |
| (5) 第一副変電室二次変電設備 | 19 面一式 |
| (6) 第二副変電室二次変電設備 | 12 面一式 |
| (7) 変電室内計器、継電器盤（各変電設置） | 計 8 面 |
| (8) 二次変圧器、低圧タイトランス | 17 台 |

主なる共通仕様

高 圧 系：JEM-1153-G クラス相当

低 圧 系：母線は絶縁

変 圧 器：防振、耐震対策を考慮

機器全般：耐震対策を考慮

主変圧器、配電盤等の重量物の基礎工事をはじめ、しゃ断器類の重要かつ重量のある機器据付方式等について十分な強化を図った。特に、全受変電系の機能維持のかなめとなる計器継電器盤は、しゃ断器等の重量物から分離するよう、すべて独立盤とし、さらに構造上の強化が配慮された。

9) 関連設備

当社が納入した上記受変電・配電設備（主に主回路系）の関連設備である自家発設備ならびに監視制御装置はほぼ次のとおりで、受変電機器とともに規模的にも、シス

テム的にも、ビル用ではきわめて本格的な様式のものになっている。

(1) 自家発電設備

発電機：6.3 kV 50 Hz 2,000 kVA 2 台 (将来 3 台)

ディーゼルエンジン：2,400 PS 2 台 (将来 3 台)

制御盤：一式

(2) 中央監視制御装置

コンピュータによるいわゆるビル管理の本格的システムを擁し、電力設備、動力設備、空調設備、自家発電設備その他全設備の管理、制御、監視、警報、記録が統括されている (詳細省略)。

10) その他、特殊検討事項

高い信頼度が要求される一方で、電算機センタ特有の負荷構成に基づく個別の検討課題とか、すでによく指摘されてきている問題ではあるが、やや突込んだ吟味を要すると考えられる話題があった。

先に 8) 項に略述した地震対策はその一つであり、負荷条件に基づくものとしてたとえば高調波問題がある。

事務センタでは、総負荷機器容量に占める整流器負荷容量の割合が、通常のビルより圧倒的に大きい。したがって、高調波に対し特に問題を有する。いうまでもなく検討を要するのは、

- (1) 進相用コンデンサ回路の過電流の有無。
 - (2) 母線に残る高調波電圧成分の大きさ。
 - (3) 自家発 (発電機) の許容量を超えていないか。
- といった問題である。

今回の設備では、電算機電源の台数が多いこともありおおむね 12 相整流に相当する波形となり、高調波源自体に波形改善が得られているほか、コンデンサ用直列リアクトルの適正值選定で十分に許容値以下に抑制できている。種々の条件に照らして行った数値検討の詳細は省略する。

IV. あとがき

限られた誌面をさらに複数の課題に振り分けたので内容が散漫となったが、日々の仕事の中で、何らかの参考にしていただければ幸いである。

参 考 文 献

- (1) 最近の各種建築電気設備の諸問題、電気学会技術報告 (II 部) 第 42 号
- (2) 加賀野井：SNW 受電設備を促進するための相互理解、OHM No. 5 (昭 46)
- (3) 古東：信頼性工学入門、p. 225、日刊工業新聞社

発明の紹介

保 護 継 電 方 式

(特許第 813726 号)

この発明は、送電線や母線等の保護継電方式に関するもので、特に各端子電流の瞬時値の極性が、内部故障時と外部故障時とで異なることを利用する極性比較方式の保護継電方式に関するものである。

電力系統の送変電機器における各端子電流瞬時値の極性組合せ状態を監視し、

- (1) 各端子の電流の少なくとも一つは正 (負) 極性であること。
 - (2) 各端子の電流はいずれも負 (正) 極性でないこと。
- の両者が同時に成り立つ時に内部故障と判定する方式は、当社の特許 (第 585930 号) となっているが、この方式は、系統容量の増大に伴う外部故障時の CT 飽和に弱い欠点がある。

この欠点をなくするためには、前記 (1) と (2) の両条件が成立した際に生じる信号をそのまま利用せずに、適当な時限回路を介して出力として出すようにすればよいが、CT 飽和は外部故障時にのみ問題となるのであって、内部故障時にこのような時間遅れを持たせることは好ましくない。

そこでこの発明は、外部故障時の最大端子電流が内部故障時よりはるかに大きいことに着目し、上記の時限回路の時限を、各端子電流の合成量の大きさが大きくなるほど長くなるようにして、内部故障時の動作遅れ時間を大きくすることなしに、CT 飽和による誤動作を防止するようにしたものである。



＊本誌に記載されている会社名および製品名は，それぞれの会社が所有する
商標または登録商標である場合があります。