



# Capacidades óptimas de subestaciones bajo un escenario de contingencia simple.

Dr. Jorge J. Mier García

## **RESUMEN / ABSTRACT**

En el presente trabajo se analiza la influencia de la selección de la cargabilidad de una a varias subestaciones en un área bajo estudio. Para mantener la continuidad de la entrega de la energía se desarrolla una metodología para determinar la cargabilidad óptima de cada subestación y su colaboración con las subestaciones vecinas aplicando una política de emergencia para la contingencia simple. Esta política permite, con un mínimo de recursos, asegurar el mejor funcionamiento de una red de distribución de energía.

**Palabras claves:** Subestaciones, Cargabilidad de Subestaciones, Capacidades Óptimas.

*In this paper the influence of the capacity of a particular substation selected in a specific area is analyzed. In order to maintain a continuous energy supply, a methodology to determine the optimal capacity substation in relation with theirs neighboring substation is developed, applying an emergency policy under a single contingency scenario. This policy allow guarantee, with a minimum amount of resources, the best performance of the energy distribution network.*

**Key words:** Substations, Substations Capability, Optimal Capacities.

## INTRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta la importancia de evitar la interrupción en la entrega de la energía en todo momento, el límite de cargabilidad de una subestación no se debe establecer de acuerdo a la carga nominal, sino que debe obedecer a una política de emergencia para la contingencia simple [1, 2], que es la que establece su máxima cargabilidad. Esta política permite la falla de un transformador en una subestación dentro de un área específica de servicio, en cualquier momento, lo que indica que toda la carga del área puede satisfacerse durante el tiempo que esté presente la falla. La carga máxima durante la emergencia pasa a ser la capacidad real de la subestación.

En el caso de que la carga de una subestación no se pueda satisfacer se deben buscar alternativas tales como reasignación de la carga y/o aumento de la capacidad de la subestación.

Se pudiera pensar en asignarle a una subestación de forma directa y sin mucho análisis un cierto margen de reserva a su capacidad, pero de hacerlo así conduciría a enfrentarse a dificultades tales como:

- Una contribución imprecisa pudiera ir indistintamente desde un gran costo por la energía dejada de servir, hasta un desembolso innecesario de capital en transformadores, que son elementos costosos.

- Los impactos sinérgicos inherentes al entorno de la contingencia simple serán ignorados al tratar las capacidades individuales de las subestaciones como entidades independientes.

La máxima carga de una subestación no es un valor absoluto y depende de muchos factores interrelacionados tales como [1, 3]:

- Las capacidades de las subestaciones adyacentes.
- Las cargas de las subestaciones adyacentes.

Principio de la política de contingencia simple.

El principio de trabajo de la política de contingencia simple se basa en que la carga de un área específica puede ser cubierta si ocurre una falla ya sea en el transformador más grande de la subestación evaluada o en el mayor transformador de una subestación vecina [2, 4].

En el caso de que el pronóstico de carga de una subestación sobrepase la máxima carga de la misma, se puede proceder a redistribuir de forma permanente el exceso de carga, sin que sea requisito indispensable la inversión de nuevo capital en tender alimentadores, comprar transformadores, o construir nuevas subestaciones[5]. Para el análisis de la contingencia simple se emplean dos modelos [2, 5]:

- Modelo de Capacidad de las Subestaciones.
- Modelo de Reasignación de Carga.

## Modelo de capacidad de subestaciones

El objetivo de este modelo es maximizar la capacidad disponible de una subestación  $i'$  (subestación evaluada dentro de un área geográfica).

$$\text{Maximizar} \quad \left[ C_{i'} - (1 + d) \sum_k UD_k \right] \quad (1)$$

donde:

$C_{i'}$ : capacidad máxima de carga de la subestación específica que esta siendo evaluada.

$UD_k$  : demanda no cubierta de la subestación.

$\delta$  : representa un valor pequeño (factor de seguridad).

Existen dos casos en los que no se cumple con el criterio de contingencia simple que son los que se muestran a continuación:

· Cuando  $UD_i$  toma valor positivo, esto significa que la capacidad máxima actual de la subestación bajo evaluación no puede cubrir su carga pronosticada.

· Si cualquiera de las  $UD_k$  es positiva para  $k$  diferente de  $i'$  se está ante el caso en que la subestación  $k$  adyacente no puede cubrir la carga pronosticada.

En el caso en que falle el mayor transformador de la subestación  $i'$ , la capacidad de la misma debe ser menor o igual que la suma de su capacidad de carga en emergencia [6] y la potencia que se recibe desde las subestaciones adyacentes (ecuación 2).

$$C_{i'} \leq ELC_{i'} + \sum a_{i'j} F_{i'j} \quad (2)$$

donde:

$ELC_{i'}$  : capacidad de la carga de emergencia de la subestación  $i'$ . Cuando un transformador falla en una subestación la carga del transformador fallado puede ser temporalmente conectada al resto de los transformadores en servicio operando por encima del 100 % por un corto período de tiempo.

$a_{i'j}$  : factor de seguridad para  $F_{ij}$  asociado con la caída de voltaje en los alimentadores.

$F_{i'j}$  : potencia transferida desde una subestación  $j$  a la subestación  $i'$ , (cuando esta última esta bajo emergencia).

En el caso en que falle el mayor transformador de una subestación adyacente la capacidad disponible de la subestación se establece por la siguiente relación:

$$C_{i'} \leq NC_{i'} - F_{ji'} \quad \text{para toda } j \quad (3)$$

donde:

$NC_{i'}$  : capacidad nominal (suma de las capacidades de chapas de los transformadores) de la subestación  $i'$ .

Nótese que aquí implícitamente se supone que solo un transformador puede fallar en un tiempo dado. Además se cumple que:

$$\sum_k a_{jk'} F_{jk} + ELC_j \geq LD_j - UD_j \quad \text{para toda } j \neq i' \quad (4)$$

donde:

$LD_j$  : demanda de la carga pronosticada en la subestación j.

La capacidad disponible de la subestación se determina por:

$$C_{i'} \geq LD_{i'} - UD_{i'} \quad (5)$$

La potencia transferida de una subestación a otra durante la emergencia se determina por:

$$F_{ij} \leq NC_j - LD_j \quad \text{para toda } i,j \quad (6)$$

También la potencia suministrada desde una subestación, debe ser menor que la capacidad agregada de los alimentadores que conectan estas subestaciones

$$F_{ij} \leq \min \left[ AFC_{ij}, AFC_{ji} \right] \quad \text{para todas las } i,j \quad (7)$$

donde:

$AFC_{ij}$  : es la capacidad agregada de los alimentadores que conectan la subestación j (adyacente) a la i (evaluada).

En las ecuaciones 6 y 7 se supone que la carga para una subestación puede ser redistribuida entre sus transformadores durante la emergencia.

Si la redistribución de la carga no es posible dentro de la subestación,  $F_{ij}$  será limitada ya sea por la capacidad de transferencia de los alimentadores de conexión o de la carga en los alimentadores de las subestaciones vecinas.

Suponiendo que  $FL_{ij}$  sea la carga en los alimentadores que conectan i a j, se tiene:

$$F_{ij} \leq \min \left[ AFC_{ij} - FL_{ij}, FL_{ij} / \mathbf{a}_{ij} \right] \quad \text{para todas las } i,j \quad (8)$$

La potencia transferida desde una subestación adyacente j (de la subestación i) para la subestación adyacente (otra que no sea i'), durante la condición de emergencia será:

$$F_{ij} \leq NC_j - LD_j \quad \text{para todas las } i, \neq i' \quad (9)$$

### Modelo de reasignación de carga.

Este modelo se aplica si se determinó que alguna subestación en la red no es capaz de cubrir su propia demanda de carga bajo la situación de emergencia de simple contingencia según el modelo de Capacidad de las Subestaciones. Aquí se explorarán las posibilidades de reasignación de la carga no cubierta hacia cualquiera de las subestaciones adyacentes [2, 7],

El objetivo ahora es minimizar la carga total que cada subestación puede reasignar a subestaciones adyacentes.

$$\text{Minimizar: } \sum_i \sum_j R_{ji} \quad (10)$$

donde:

$R_{ij}$ : es la cantidad de carga reasignada desde la subestación j a la subestación i.

A continuación se presentan las restricciones de capacidad para la subestaciones, alimentadores y las limitaciones para el rango de voltaje.

a) Cuando una subestación i esta bajo emergencia debe cumplirse que la suma de la capacidad de carga de emergencia de la subestación i y la potencia recibida de las subestaciones adyacentes  $\sum_j \mathbf{a}_{ij} F_{ij}$ , puede ser al menos la suma de la carga neta cambiada después de la reasignación  $\sum_j (R_{ij} - R_{ji})$  y la carga neta actual  $LD_i$ .

$$ELC_i + \sum_j \mathbf{a}_{ij} F_{ij} \geq \sum_j (R_{ij} - R_{ji}) + LD_i \quad \text{para todas las } i \quad (11)$$

b) Cuando una subestación adyacente está bajo emergencia: En este caso la subestación adyacente j (de la subestación i) esta bajo la condición anterior, la capacidad nominal de la subestación i menos la potencia que está transferida a j, debe ser por lo menos la suma de la carga neta cambiada después de la reasignación  $\sum_j (R_{ij} - R_{ji})$  y la carga actual  $LD_i$  (ecuación 12).

$$NC_i - F_{ji} \geq \sum_j (R_{ij} - R_{ji}) + LD_i \quad \text{para todas las } i, j \neq 1 \quad (12)$$

c) Limitación de la capacidad del alimentador: La cantidad de potencia transferida de una subestación adyacente j bajo la condición de emergencia esta dada por:

$$F_{ij} \leq DC_j - \left[ LD_j + \sum_k R_{jk} - \sum_k R_{kj} \right] \quad \text{para todas las } i, j \neq 1 \quad (13)$$

La misma no puede exceder la capacidad de distribución de la subestación menos su nueva carga (es decir, carga actual más cambio en la carga neta). Esto también implica que la carga total asignada a una subestación no puede exceder su capacidad total por los alimentadores.

También la potencia suministrada desde una subestación, debe ser menor que la capacidad agregada de los alimentadores que conectan esas subestaciones y puede ser expresado de la siguiente forma:

$$F_{ij} \leq \min \left[ AFC_{ij}, AFC_{ji} \right] \quad \text{para todas las } i, j \quad (14)$$

La potencia total de emergencia que una subestación recibe no puede sobrepasar un límite preestablecido.

Límite preestablecido

$$\sum_j a_{ij} F_{ij} \leq \text{Límite preestablecido} \quad \text{para toda } i \quad (15)$$

d) Limitación en la carga del alimentador por el rango de voltaje.

La cantidad de carga reasignada depende del rango en kilovoltios (KV) de los alimentadores, cuya condición aparece a continuación:

$$R_{ij} \leq \min \left[ KVC_{ij}, KVC_{ji} \right] \quad \text{para todas las } i, j \quad (16)$$

donde:

$KVC_{ij}$ : es la máxima cantidad de carga (MV.A) que puede ser reasignada con respecto a los KV del alimentador.

## CONCLUSIONES:

1. Al agregar transformadores a una subestación simple se pudiera proveer alivio a muchas subestaciones vecinas.
2. Agregar transformadores a la subestación más pequeña pudiera no ser la alternativa más económica
3. La aplicación consecuente de la política de contingencia simple en subestaciones conduce a soluciones internas dentro de la red sin que necesariamente se tengan que hacer nuevas inversiones.
4. La interrelación del algoritmo de aplicación de la política de contingencia simple en subestaciones y un sistema de optimización de diseño de redes garantiza la obtención de soluciones óptimas para el trabajo tanto en condiciones normales de operación como para condiciones de operación bajo emergencia.

## REFERENCIAS

1. Leung C., and Khator, K. Transformer Procurement and Relocation at a large Electric Utility: A Mixed 0 – 1 LP Model. IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 10, No. 2, 1995, pp. 957 – 963.
2. Leung C., Suresh K. Khator, Jacqueline C. Schnepf, “Planning Substation Capacity Under the Single – Contingency Scenario”. IEEE Trans. On Power Systems, vol. 10, no. 3, August 1995.
3. Leung, et al. “Optimal Transformer Allocation Under Single Contingency.” IEEE Trans. On Power Systems, vol. 10, no. 3, August 1997.
4. Meckiff; C.C. Boardman. J.T. Circuit Optimization Algorithm for Electrical Networks using Dynamic Contingency Analysis.

IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-100, No.5, May 1981.

5. Mier García, J. J. Diseño de redes radiales de distribución Utilizando técnicas de programación dinámica. Tesis doctoral. Santa Clara. 2000.

6. Nara, et al. “Algorithm for Expansion Planning in Distribution System Taking Fault into Consideration”. IEEE Trans Power Systems, Vol. 9, No. 1, 1994, pp. 324 – 330.

7. Sarada, A., Khator, S. K. and Leung, L. C. “Substation Feeder Configuration at a large Utility.” Computer and IE, vol. 28, no. 2, 1995.

Autor:

Dr. Jorge J. Mier García  
 Centro de Estudios Electroenergéticos  
 Universidad Central de Las Villas  
 Santa Clara. Cuba  
 Email: mier@fie.uclv.edu.cu