ISBN: 978-950-42-0200-4
DOI: https://doi.org/10.33414/ajea.5.726.2020

Análisis estocástico sobre la factibilidad de inserción de energías renovables en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

Stochastic analysis restricts the feasibility of inserting renewable energies in the Argentine Interconnection System (SADI)

Presentación: 6-7/10/2020

Doctorando:
Osvady Avalos Abreu
Modelado Avanzado, Centro de Simulación Computacional para Aplicaciones Tecnológicas (CSC) / Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Facultad Regional de Buenos Aires, Universidad Tecnológica Nacional - Argentina
oavalos@csc.conicet.gov.ar

Director/a:
Leonardo Rey Vega

Resumen

Recientemente, los cortes de energía en todo el mundo han atraído gran atención a la confiabilidad de los sistemas de energía eléctrica. La necesidad de realizar el Análisis de Seguridad (Security Analysis), es sumamente relevante para poder analizar la criticidad de ciertos elementos en una determinada red. Lo que se conoce hoy como Stochastic Security Analysis, provee los medios para atacar las problemáticas de robustez y seguridad en el servicio. En este trabajo se muestra las estrategias básicas para el desarrollo de algoritmos de procesamiento y análisis de datos, más sus correspondientes códigos bases, para analizar el impacto de la inserción futura de energías renovables en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Palabras claves: Análisis de Seguridad, DC Flujo de Potencia, Análisis de Seguridad Estocástico, Relación de corte forzado, Monte-Carlo, Reducción de carga

Abstract

Recently, power outages around the world have strained great attention to the reliability of electrical power systems. To analyze the criticality of certain elements in a given network, is necessary to perform Security Analysis. Stochastic Security Analysis, provides a way to attack the problems of robustness and security in the service. This work presents the basics strategies of processing algorithms develop and data analysis for the studies of the impact of the insertion of renewable energies in the Argentine Interconnection System (SADI).

Keywords: Security Analysis, DC Power Flow, Stochastic Security Analysis, Forced Outage Rate, Monte-Carlo, Load Curtailment

Introducción

En el planeamiento de redes de potencia es muy común realizar análisis de seguridad (Security Analysis) que permiten obtener información sobre la robustez del sistema. Preguntas como: “Si desconectamos esta línea de 500 kV el sistema seguirá funcionando con márgenes aceptables?” son sumamente relevantes. Muchas de estas preguntas se pueden contestar mediante un modelo de la red, sus capacidades de generación y sus perfiles de demanda, y la resolución del problema de flujo de cargas sobre dicho modelo(Wang et al., 2008). Particularmente simple es lo que se conoce como Análisis de Seguridad Estático (Static Security Analysis) en el cual, para analizar la criticidad de ciertos elementos en una determinada red, los mismos se retiran del modelo, y se realiza el análisis de flujo de cargas para chequear si los otros elementos (líneas, buses, etc.) trabajaran dentro de los niveles considerados seguros y si el balance entre generación y consumo será el adecuado. Algunas metodologías clásicas para realizar esto son N-1 Checking and Contingency Ranking Method(Mikolinnas & Wollenberg, 1981; Stott et al., 1985) , en los que típicamente el análisis de los flujos de cargas es mediante en modelo linealizado de DC Power Flow(Abur & Expósito, 2004). Estas metodologías proveen respuestas sobre la robustez y seguridad del sistema antes fallas predefinidas, pero no tienen en cuenta la probabilidad de las mismas, inducida por distintos factores de naturaleza aleatoria que pueden modificar o bien la topología de la red, o las características de demanda o de generación (especialmente con energías renovables).

Lo que se conoce como Stochastic Security Analysis provee los medios para atacar las problemáticas de robustez y seguridad en el servicio teniendo en cuenta estos factores. Para ello es importante introducir modelos estocásticos para los distintos elementos relevante de una red de potencia. Por ejemplo, si consideramos el nodo i de una red potencia, el cual es un nodo de demanda, se podría modelar la demanda en dicho nodo (en un instante de tiempo preciso) como una variable Gaussiana:

$$D_i \sim \mathrm{N}\left(\mu_i, \sigma_i^2\right)$$

donde la media y la varianza μ_iy σ_i^2 pueden ser funciones de otras variables (ej.: temperatura de la zona geográfica del nodo). Cuando es requerido un modelo estocástico de la carga durante una ventana de tiempo existen también modelos que se pueden usar (Wang et al., 2008). De la misma forma, una línea de transmisión (supongamos que la misma tiene índice k) puede modelizarse en forma muy sencilla mediante su FOR (Forced Outage Rate) que en forma matemática puede modelarse mediante una distribución Bernoulli para su capacidad de transporte:

$$C_k = c_k \times 1\{X_k = 1\} + 0 \times 1\{X_k = 0\}$$

donde $X_k$es una variable Bernoulli con parámetro p (1-p sería la *FOR* de la línea) y c_k es la capacidad nominal de la línea en cuestión. Un generador térmico también puede modelarse de la misma forma (con sólo dos estados de operación) o mediante modelos de múltiples estados siguiendo la misma idea de base. Mediante estos modelos estocásticos uno puede generar numerosas realizaciones que nos den “fotos” de distintas condiciones de operación del sistema en su totalidad. Y analizar mediante un método de Monte-Carlo distintas métricas relacionadas con la estabilidad y seguridad del mismo, teniendo ahora en cuenta las probabilidades de aparición de distintas fallas, aleatoriedad en la demanda, etc.

Desarrollo de un pequeño ejemplo

Para ejemplificar consideremos un sistema de potencia compuesto modelado por un grafo con:

- N nodos: $\mathrm{N}_g$es el conjunto de los nodos asociados a generadores y $\mathrm{N}_d$son los nodos asociados a demanda ($\mathrm{N} = |\mathrm{N}_g| + |\mathrm{N}_d|$).
- B ramas: modeladas básicamente por medio de líneas de transmisión (con sus respectivos parámetros de capacidad y sus FOR). El conjunto de todas las ramas lo denotamos con $\mathbb{B}$ ($\mathrm{B} = |\mathbb{B}|$).
- Los modelos estocásticos de demanda y generación para cada nodo en N_dy N_g.
- La matriz de admitancias nodal (matriz perteneciente a $\mathbb{C}^{\mathrm{N} \times \mathrm{N}}$) de la red $\Upsilon = \mathfrak{S} + \mathrm{j}\,\mathrm{B}$.

Denominemos X a un vector que lista todas estas propiedades. Es claro, por la presencia de modelos probabilísticos, algunas de sus entradas serán variables aleatorias (eje: la capacidad actual de una determinada línea, o el nivel de generación de un generador dado) y otras estarán fijas (eje: número de nodos totales o los valores de la matriz de admitancia). Este vector, aleatorio, nos entrega una potencial realización de nuestra red.

Supongamos que queremos analizar situaciones de posible desconexión o cortes de servicio (Load Curtailment) en la red de potencia realizados con el fin de evitar perjuicios mayores en toda la red (como ser una falla en cascada). En particular, y basado en los modelos estocásticos de los elementos de mi red, quisiera saber los distintos niveles de cortes y su respectiva probabilidad.

Básicamente quiero conocer, la distribución de probabilidad del nivel de corte que podría tener en mi red. Esta distribución de probabilidad es imposible de obtener en la práctica, ya que va ser una función muy compleja de los parámetros de la red y los modelos estocásticos. Sin embargo, mediante un análisis de Monte-Carlo puede obtener algunas estadísticas relevantes de la misma. Dado que el cortar el servicio a una determinada región no es gratuito (eje: multas) buscaremos minimizar la magnitud del corte. Entonces dado un posible X podemos tratar de resolver el siguiente problema (P_1):

$$mín_{P_i^c:\, i\in \mathrm{N}_d} \sum_{i\in \mathrm{N}_d} P_i^c \; subject\ to \tag{1}$$

$$V_i \sum_{j=i}^{N} V_j \left(G_{ij} \cos\theta_{ij} + B_{ij}\sin\theta_{ij}\right) = P_i^g + P_i^c - P_i^l \quad i = 1, \dots \dots \dots, N \tag{2}$$

$$\sum_{i\in \mathrm{N}_g} P_i^g + \sum_{i\in \mathrm{N}_d} P_i^c - \sum_{i\in \mathrm{N}_d} P_i^l \geq 0 \qquad 3)$$

$$\underline{P_i^g} \leq P_i^g \leq \overline{P_i^g} \quad i \in \mathrm{N}_g \tag{4}$$

$$0 \leq P_i^c \leq P_i^l \quad i \in \mathrm{N}_d \tag{5}$$

$$0 \leq P_{ij} \leq c_{ij} \quad , i, j) \in \mathbb{B} \tag{6}$$

$$\underline{V_i} \leq V_i \leq \overline{V_i} \quad i \in [1:N] \tag{7}$$

donde: P_i^g , P_i^l y P_i^c son las potencias de los nodos de generación, las potencias de demanda en los nodos de consumo y las potencias que pueden recortarse en cada nodo; V_i son las tensiones en cada nodo, θ_{ij} son los desfasajes entre los nodos i y j, G_{ij} y B_{ij} son la parte real e imaginaria de la entrada *(i , j)* de la matriz de admitancia nodal de la red, c_{ij} es la capacidad máxima de potencia de la línea que une los nodos i e j, $\underline{P_i^g}$ y $\overline{P_i^g}$ son los límites mínimos y máximos de potencia que puede aportar el generador i y $\underline{V_i}$ y $\overline{V_i}$ son los límites mínimos y máximos de tensión en cada nodo de la red. Notar que la condición (2) en el problema P_1 es básicamente la ecuación de flujo de cargas considerando la potencia neta en cada nodo (generación +corte-demanda) y la ecuación (3) es un balance energético que tiene en cuenta la restricción que la generación total en la red más la potencia cortada siempre tiene que ser mayor a la potencia total demandada. Las demás restricciones son relativamente fáciles de entender. Este problema es un problema de optimización no lineal donde las entradas son:

1. Las potencias de demanda en cada nodo.
2. Parámetros de la red como ser la matriz de admitancia nodal.
3. Restricciones en las potencias de generación, capacidades de las líneas, tensiones mínimas y máximas en cada nodo.

y las salidas son:

1. Las potencias de generación.
2. Las potencias de corte.
3. Tensiones y fases en cada nodo.

Este problema puede resolverse mediante técnicas de optimización como ser métodos de puntos interiores (Boyd et al., 2004). Se puede de todas formas llevar a una forma de problema de programación lineal usando una formulación de DC Power Flow que en esta instancia no vale la pena detallar.

Lo importante en este punto es detallar la metodología de trabajo para poder obtener la distribución de probabilidades de cortes en mi red teniendo en cuenta los efectos estocásticos y poder tener alguna métrica de confiabilidad y robustez de mi sistema teniendo estos efectos. el flujo de trabajo es en grandes líneas el siguiente: asumamos que podemos realizar N_{MC} realizaciones en el procedimiento de Monte-Carlo.

```
for k=1, ……, N_MC do
    Generar un estado X_k para la red.
    Resolver el problema de flujo de cargas estándar y registrar sus salidas
    if Existe algún tipo de condición de sobrecarga, niveles de sobrecarga, niveles anormales, etc then
        Resolver el problema P_1 para dicho X_k
        Guardar las salidas de la resolución
    else
        Guardar salidas del problema de flujo de cargas estándar
Construir el histograma para ∑_{i∈N_d} P_i^c
Cálculos de métricas de confiabilidad
```

Algoritmo 1: Generación de estadísticas para cortes de suministros.

Conclusiones

Siguiendo las líneas de lo propuesto arriba una posible propuesta de trabajo futura sería plantear un problema sobre el sistema SADI tratando de incluir modelos para:

- Las líneas de interconexión.
- Las características de los generadores no renovables.
- Las características de generadores renovables existentes o hipotéticos (asumir que en una determinada región planeamos un parque solar o renovable con ciertas características que queremos conectar al SADI (*SADI*, s. f.)).
- Las características de las demandas en distintos nodos del sistema.

Todas las tareas de modelado arriba más los correspondientes códigos, armado de bases de datos, etc. Será un trabajo interesante que permitirá generar cierto corpus de materiales de trabajo para futuros problemas. Además, dicho corpus de trabajo permitirá el desarrollo de algún problema en el tenor del explicitado anteriormente.

Referencias

Abur, A., & Expósito, A. G. (2004). *Power System State Estimation: Theory and Implementation*. CRC Press.

Boyd, S., Boyd, S. P., & Vandenberghe, L. (2004). *Convex Optimization*. Cambridge University Press.

Mikolinnas, T. A., & Wollenberg, B. F. (1981). An Advanced Contingency Selection Algorithm. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, *PAS-100*(2), 608-617. https://doi.org/10.1109/TPAS.1981.316917

SADI. (s. f.). Recuperado 22 de agosto de 2020, de https://aplic.cammesa.com/geosadi/

Stott, B., Alsac, O., & Alvarado, F. L. (1985). Analytical and computational improvements in performance-index ranking algorithms for networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *7*(3), 154-160. https://doi.org/10.1016/0142-0615(85)90044-4

Wang, X.-F., Song, Y., & Irving, M. (2008). *Modern Power Systems Analysis*. Springer US. https://doi.org/10.1007/978-0-387-72853-7