



Libertad y Orden

Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia



upme
unidad de planeación minero energética

Taller de Confiabilidad

Septiembre 22 de 2010

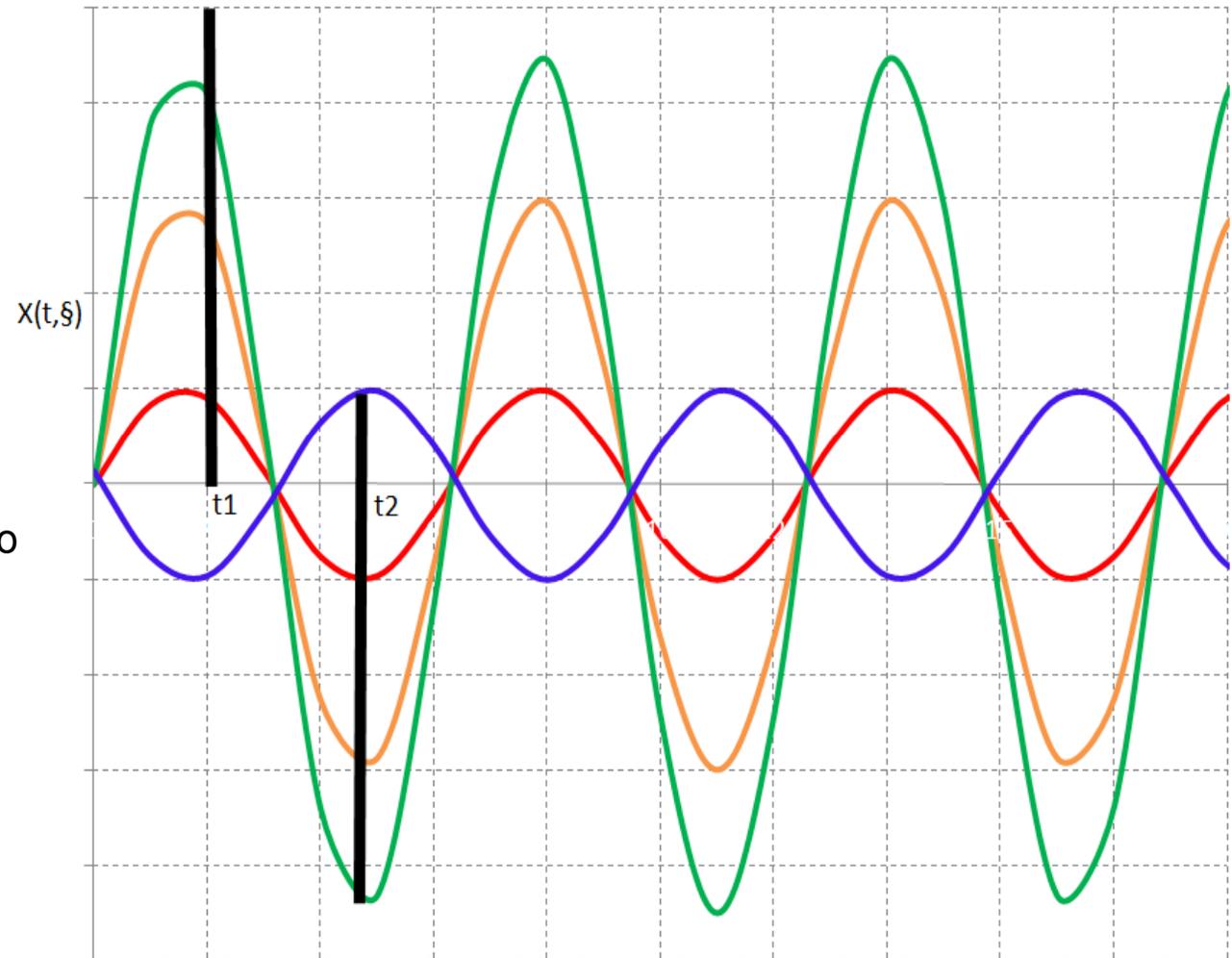
1. Metodología de cálculo de la confiabilidad.
2. Diagnóstico de la red piloto.
3. Cálculo de la confiabilidad.
4. Consideraciones.

1. Metodología de cálculo de la confiabilidad.
2. Diagnóstico de la red piloto.
3. Cálculo de la confiabilidad.
4. Consideraciones.

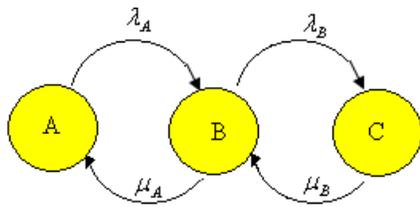
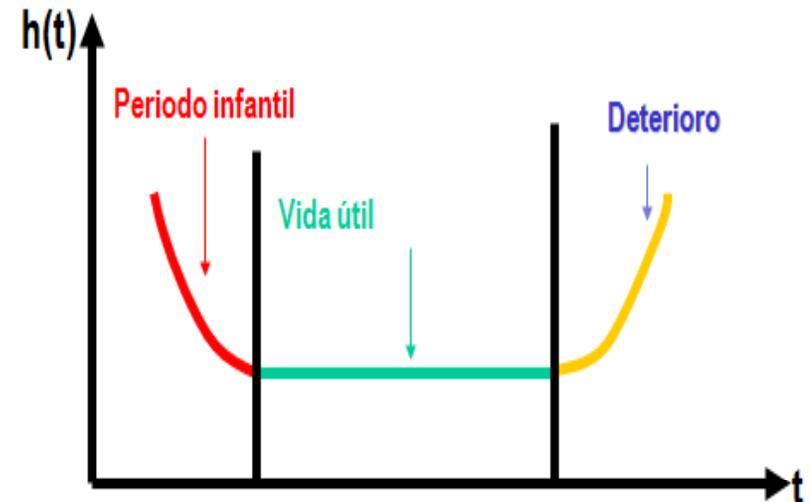
Proceso Estocástico:

$X(t, \xi)$.

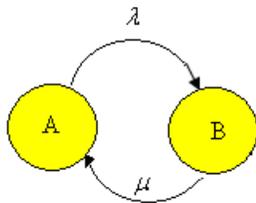
- $t = t_0$, Variable aleatoria.
- $\xi = \xi_0$, Muestra del proceso



- Cadenas de Markov continuas
- La ocurrencia de estado futuro depende del estado inmediatamente anterior.
- Proceso homogéneo. Es decir, la probabilidad de estar en un estado sigue una función de densidad exponencial
- Tasas de falla constantes



$$\begin{bmatrix} -\lambda_A & \mu_A & 0 \\ \lambda_A & -(\mu_A + \lambda_B) & \mu_B \\ 0 & \lambda_B & -\mu_B \end{bmatrix} = M^T$$



$$\begin{bmatrix} -\lambda & \mu \\ \lambda & -\mu \end{bmatrix} = M^T$$

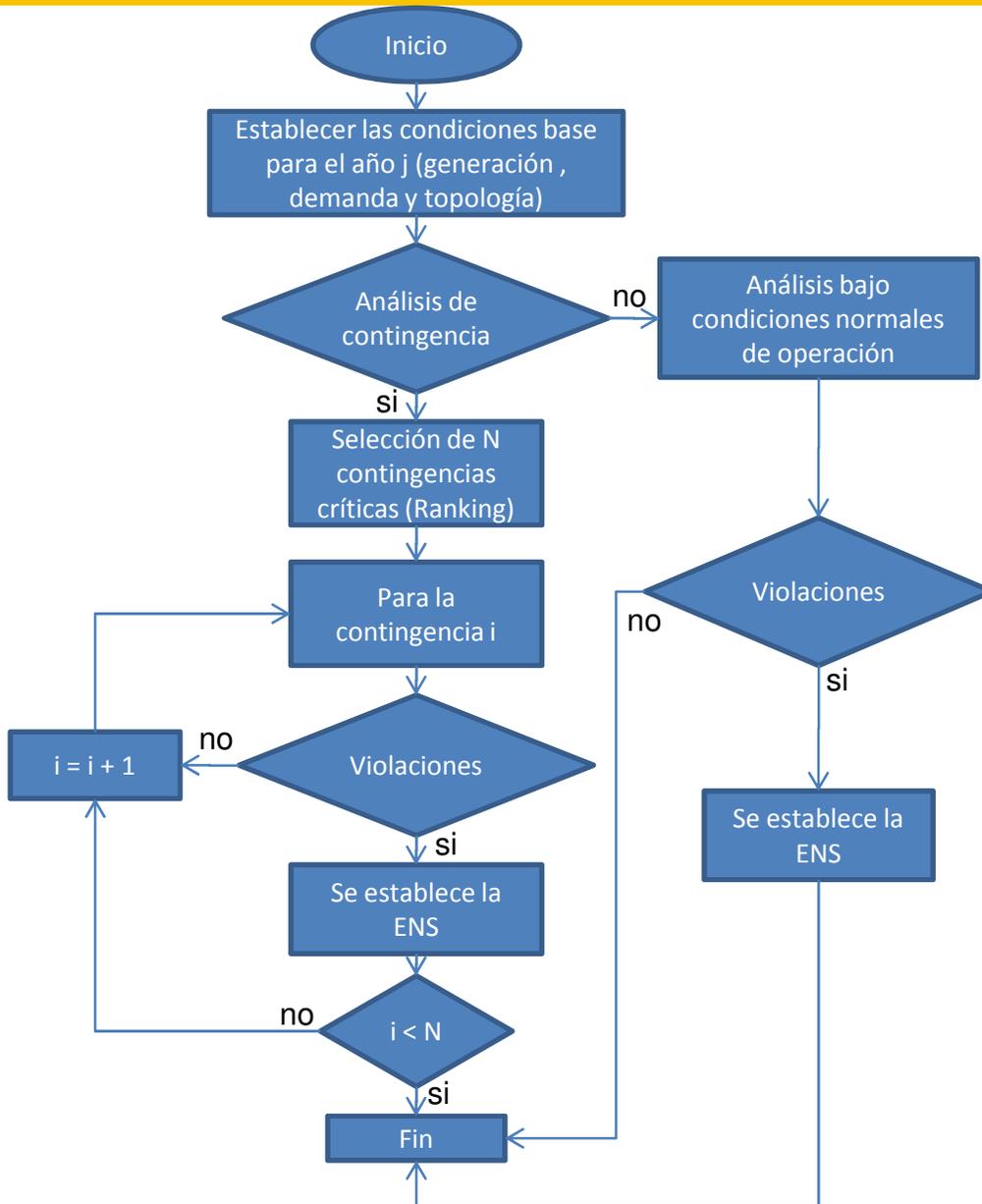
$$P_1 + P_2 + P_3 = 1$$

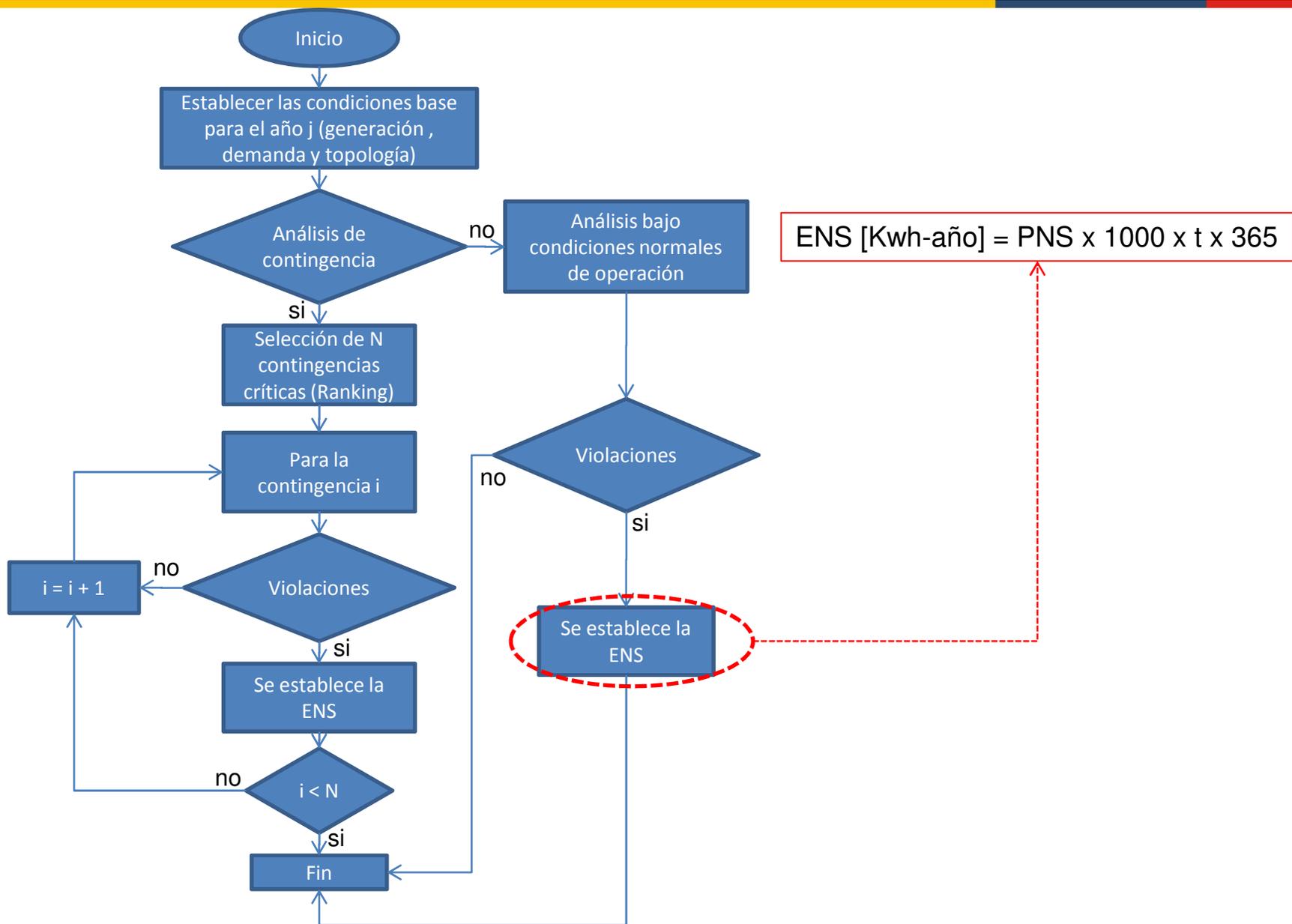
$$\begin{bmatrix} -\lambda_A & \mu_A & 0 \\ \lambda_A & -(\mu_A + \lambda_B) & \mu_B \\ 0 & \lambda_B & -\mu_B \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

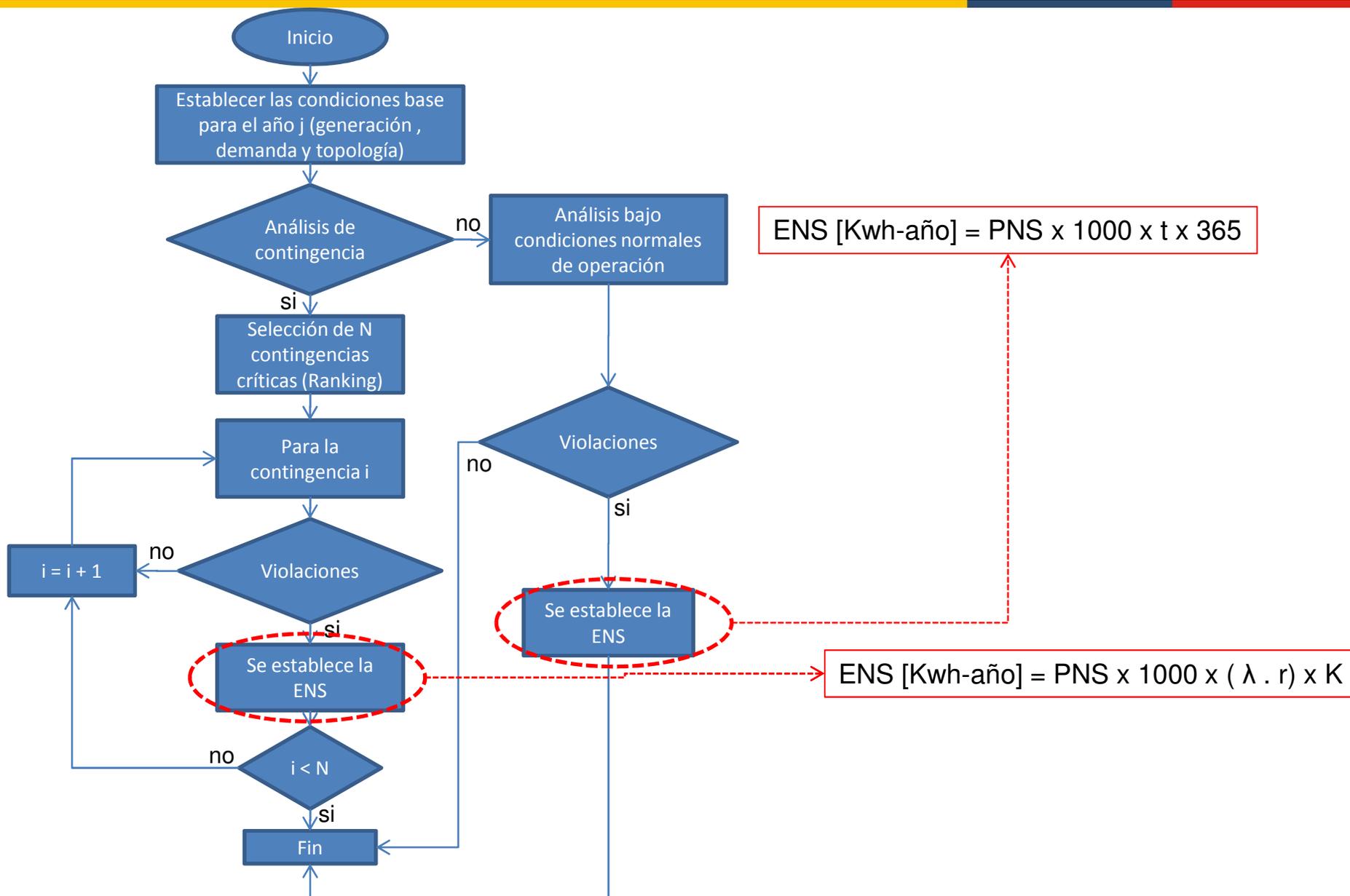
Ec. Chapman y Kolmogorov

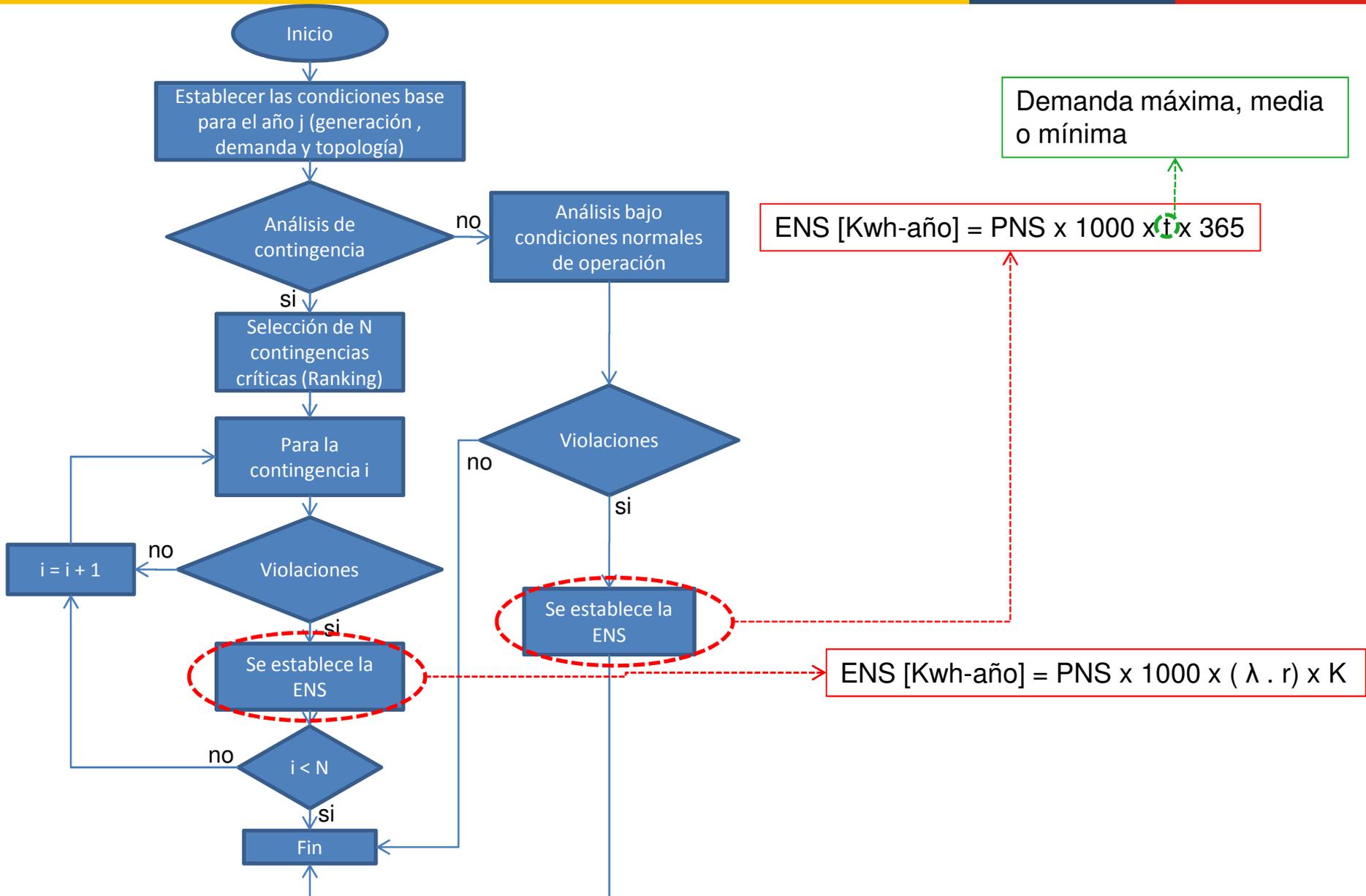
$$P_1 + P_2 = 1$$

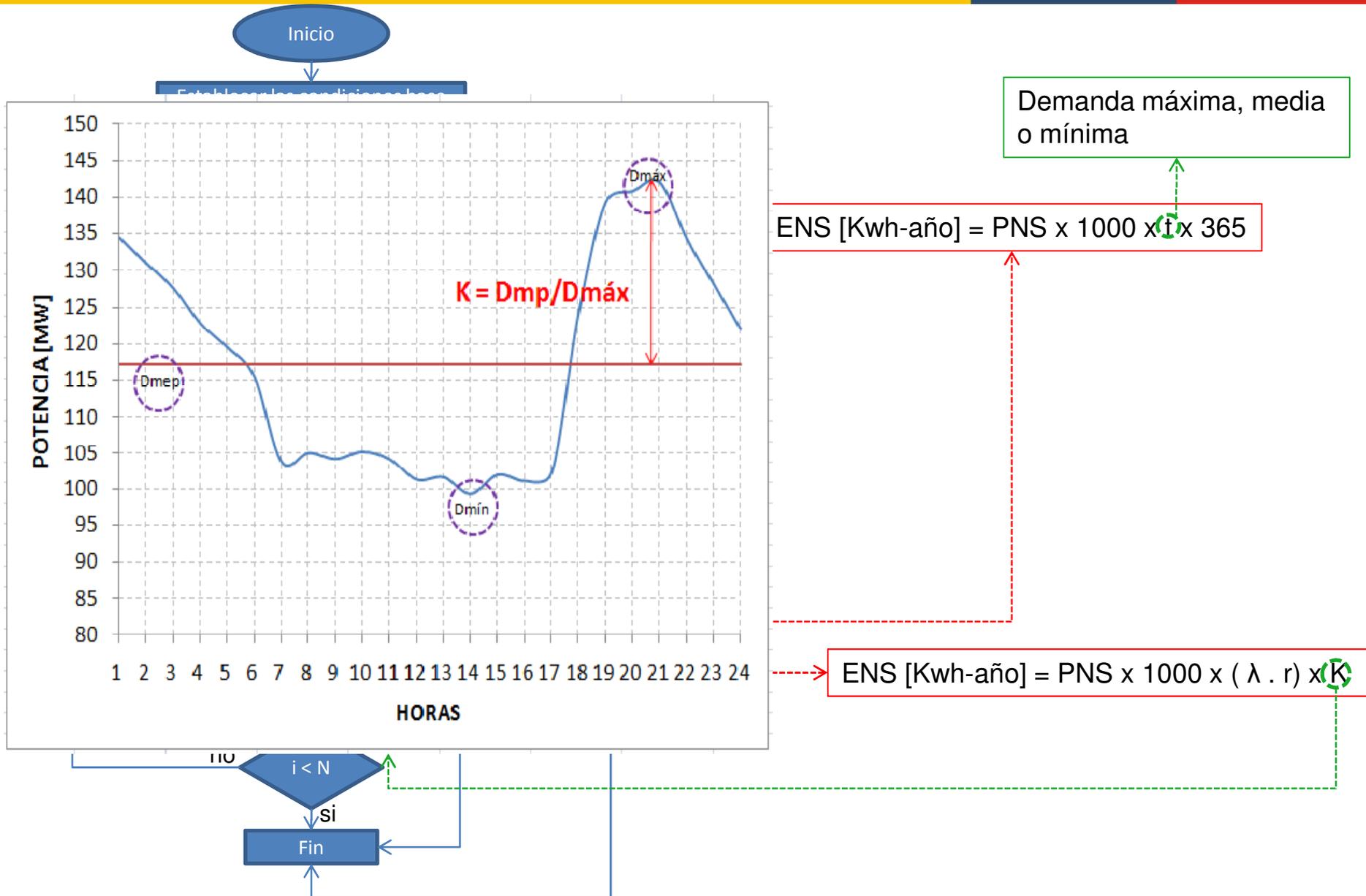
$$\begin{bmatrix} -\lambda & \mu \\ \lambda & -\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$











1. Metodología de cálculo de la confiabilidad.
- 2. Diagnóstico de la red piloto.**
3. Cálculo de la confiabilidad.
4. Consideraciones.

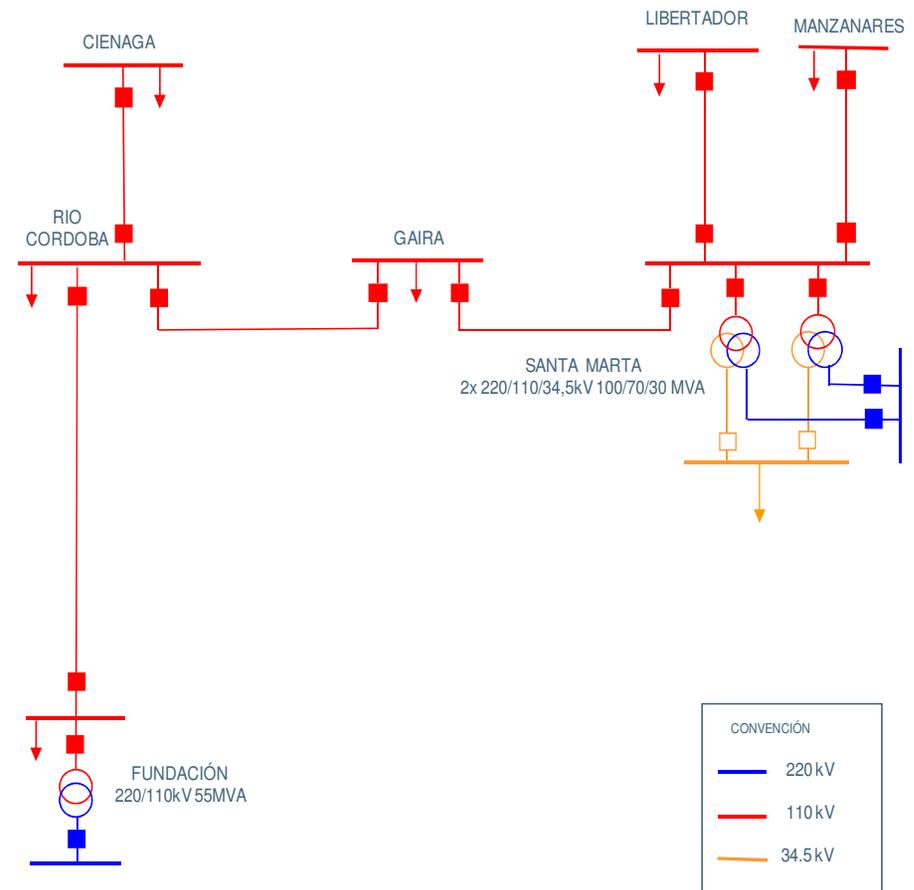
Supuestos:

Demanda Máxima (UPME)

Escenario de despacho: Máxima generación en Termoguajira y sin Termocol.

Resultados

- Violaciones ante contingencia de los transformadores de Fundación y Santa Marta .
- Las contingencias sencillas de los enlaces Gaira – Santa Marta y Río Córdoba–Gaira ocasionan sobrecargas en el transformador de Fundación.
- Contingencias sencillas ocasionan pérdida de carga (Ciénaga, Libertador y Manzanares).



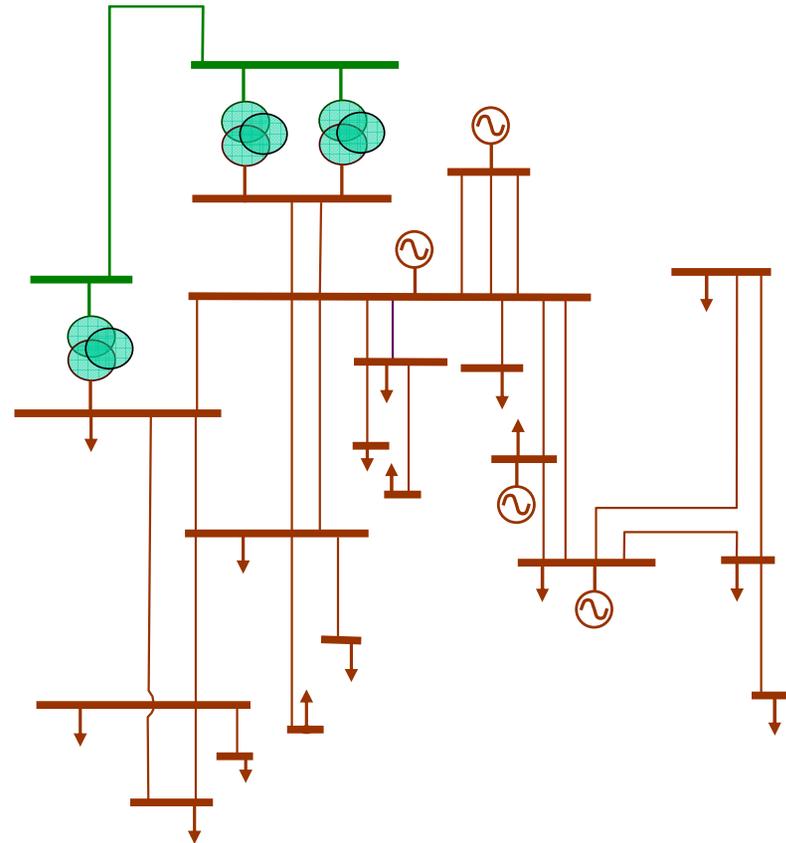
1. Metodología de cálculo de la confiabilidad.
2. Diagnóstico de la red piloto.
- 3. Cálculo de la confiabilidad.**
4. Consideraciones.

| Escenario | 2010 | | 2014 | | 2017 | |
|---------------------------------------|------------------|--|------------------|--|------------------|--|
| | Racionamiento MW | CAUSAS | Racionamiento MW | CAUSAS | Racionamiento MW | CAUSAS |
| C.N.O | 0 | | 0 | | 10,97 | FUND_TR_211_1: 110.42% |
| N-1 L CIENAGA - RIO CORDOBA | 19,33 | Por Radialidad de la SE Cienaga | 21,67 | Por Radialidad de la SE Cienaga | 25,05 | Por Radialidad de la SE Cienaga |
| N - 1 L FUNDACIÓN - | 0 | | 0 | | 0 | |
| N-1 TR FUNDACIÓN | 3,22 | FUNDACION110: 88.15 P.U | 14,63 | CIENAGA: 87.04 P.U. FUNDACION110: 82.27 P.U. RIO_CORDOBA: 87.39 P.U. GAIR_SMAR_11: 113.6% TR SMARTA 1 y 2: 104.8% | 28,35 | CIENAGA: 89.9 P.U. FUNDACION110 84.47P.U. GAIR_SMAR_11: 127.2% TR SMARTA 1 y 2: 124.7% |
| N-1 L RIO CORDOBA - GAIRA | 4,28 | FUND_TR_211_1: 109.15% | 10,95 | CIENAGA: 89.5 P.U. RIO_CORDOBA: 89.9 P.U. FUND_TR_211_1: 119.8% | 19,61 | CIENAGA: 89.51 P.U. RIO_CORDOBA: 89.9 P.U. FUND_TR_211_1: 143.3% |
| N-1 L GAIRA - SANTA MARTA | 26,19 | FUND_TR_211_1: 174% CIENAGA: 79.46 P.U. GAIRA: 77.8 P.U. RIO_CORDOBA: 79.8 P.U. | 34,28 | CIENAGA: 71.06 P.U. FUNDACIÓN: 88.99P.U. GAIRA: 69 P.U. RIO_CORDOBA: 71.48 P.U. FUND_RIOCORDOBA: 100% FUND_TR_211_1: 207.4% | N. C | |
| N-1 L LIBERTADOR - SANTA MARTA | 28,07 | Por Radialidad en la SE Libertador | 31,47 | Por Radialidad en la SE Libertador | 36,3 | Por Radialidad en la SE Libertador |
| N-1 L MANZANARES - SANTA MARTA | 29,25 | Por Radialidad en la SE Manzanares | 32,79 | Por Radialidad en la SE Manzanares | 37,91 | Por Radialidad en la SE Manzanares |
| N-1 TR SANTA MARTA | 23,68 | FUND_TR_211_1: 104% SMAR_TR_213_1: 122.4% | 34,63 | FUND_TR_211_1: 118.5% SMAR_TR_213_1: 139.53% | 68,35 | CIENAGA: 88.38 P.U. GAIRA: 89.62 P.U. LIBERTADOR: 89.98 P.U. RIO_CORDOBA: 88.77 P.U. TR SMARTA 1 y 2: 172.6% FUND_TR_211_1: 143.54% |

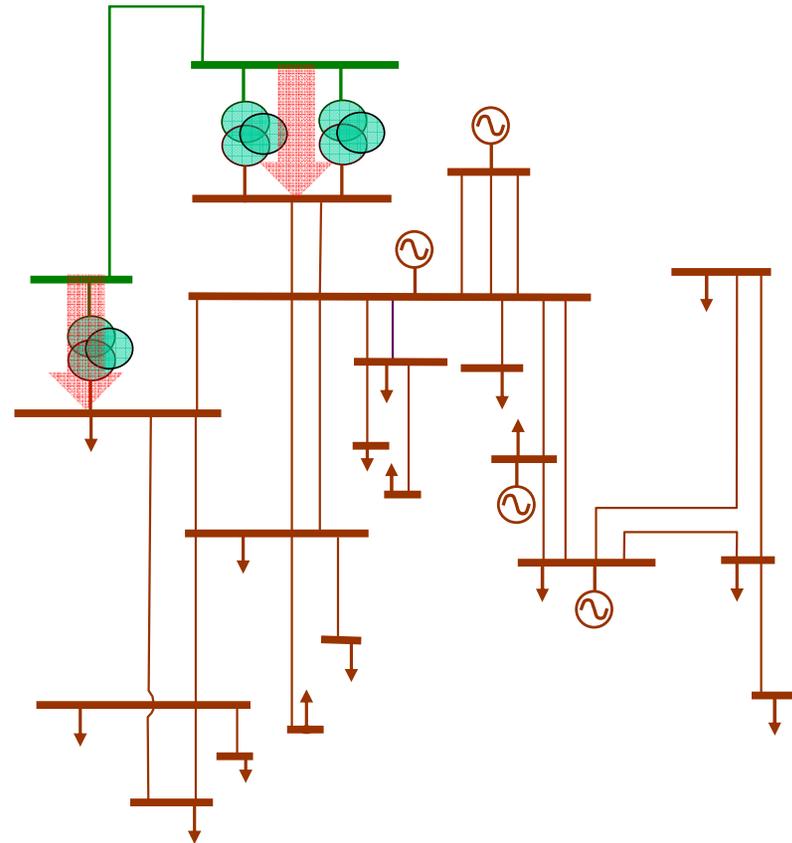
| | | 1 | 5 | 8 |
|--|--|----------------|------------------|------------------|
| | | 2010 | 2014 | 2017 |
| | | Sin Proyectos | Sin Proyectos | Sin Proyectos |
| C.N.O | Racionamiento [MW] | 0 | 0 | 10,97 |
| | % De Racionamiento | 0,000 | 0,000 | 5,26 |
| | ENS anual por Racionamiento en el pico [KWh-año] | 0 | 0 | 4.004.050 |
| | CRO [\$/kWh] | 610,29 | 610,29 | 1940,55 |
| N-1 L CIENAGA - RIO CORDOBA | Racionamiento [MW] | 19,33 | 21,67 | 25,05 |
| | % De Racionamiento | 12,021 | 12,020 | 12,02 |
| | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 |
| | CRO [\$/kWh] | 1940,55 | 1940,55 | 1940,55 |
| | Indisponibilidad [h/año] | 6,2 | 6,2 | 6,2 |
| | ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | 98.865 | 110.833 | 128.120 |
| N - 1 L FUNDACIÓN - RIO CORDOBA | Racionamiento [MW] | 0 | 0 | 0 |
| | % De Racionamiento | 0,000 | 0,000 | 0,00 |
| | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 |
| | CRO [\$/kWh] | 610,29 | 610,29 | 610,29 |
| | Indisponibilidad [h/año] | 34,08 | 34,08 | 34,08 |
| ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | | 0 | 0 | 0 |
| | Racionamiento [MW] | 3,22 | 14,63 | 28,35 |
| | % De Racionamiento | 2,002 | 8,115 | 13,60 |
| | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 |
| | CRO [\$/kWh] | 1106,57 | 1940,55 | 1940,55 |
| N-1 TR FUNDACIÓN | Indisponibilidad [h/año] | 6,340 | 6,340 | 6,340 |
| | ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | 16.841 | 76.516 | 148.272 |
| | Racionamiento [MW] | 4,28 | 10,95 | 19,61 |
| | % De Racionamiento | 2,662 | 6,074 | 9,41 |
| | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 |
| N-1 L RIO CORDOBA - GAIRA | CRO [\$/kWh] | 1106,57 | 1940,55 | 1940,55 |
| | Indisponibilidad [h/año] | 12,24 | 12,24 | 12,24 |
| | ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | 43.216 | 110.564 | 198.005 |
| | Racionamiento [MW] | 26,19 | 34,28 | 45 |
| | % De Racionamiento | 16,287 | 19,015 | 21,59 |
| N-1 L GAIRA - SANTA MARTA | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 |
| | CRO [\$/kWh] | 1940,55 | 1940,55 | 1940,55 |
| | Indisponibilidad [h/año] | 1,84 | 1,84 | 1,84 |
| | ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | 39.753 | 52.033 | 68.304 |
| | Racionamiento [MW] | 28,07 | 31,47 | 36,3 |
| N-1 L LIBERTADOR - SANTA MARTA | % De Racionamiento | 17,456 | 17,456 | 17,42 |
| | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 |
| | CRO [\$/kWh] | 1940,55 | 1940,55 | 1940,55 |
| | Indisponibilidad [h/año] | 3,04 | 3,04 | 3,04 |
| | ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | 70.394 | 78.920 | 91.033 |
| N-1 L MANZANARES - SANTA MARTA | Racionamiento [MW] | 29,25 | 32,79 | 37,91 |
| | % De Racionamiento | 18,190 | 18,188 | 18,19 |
| | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 |
| | CRO [\$/kWh] | 1940,55 | 1940,55 | 1940,55 |
| | Indisponibilidad [h/año] | 2,94 | 2,94 | 2,94 |
| ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | | 70.940 | 79.526 | 91.943 |
| | Racionamiento [MW] | 23,68 | 34,63 | 68,35 |
| | % De Racionamiento | 14,726 | 19,209 | 32,79 |
| | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 |
| | CRO [\$/kWh] | 1940,55 | 1940,55 | 1940,55 |
| N-1 TR SANTA MARTA | Indisponibilidad [h/año] | 4,14 | 4,14 | 4,14 |
| | ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | 80.872 | 118.269 | 233.430 |
| | | | | |
| \$ [2009] | | \$ 766.654.079 | \$ 1.216.065.758 | \$ 9.631.257.386 |

| | | 1 | 5 | 8 | |
|--------------------------------------|--|---------------|----------------|------------------|------------------|
| | | 2010 | 2014 | 2017 | |
| | | Sin Proyectos | Sin Proyectos | Sin Proyectos | |
| C.N.O | Racionamiento [MW] | 0 | 0 | 10,97 | |
| | % De Raionamiento | 0,000 | 0,000 | 5,26 | |
| | ENS anual por Racionamiento en el pico [KWh-año] | 0 | 0 | 4.004.050 | |
| | CRO [\$/kWh] | 610,29 | 610,29 | 1940,55 | |
| | | | | | |
| N-1 L CIENAGA - RIO CORDOBA | Racionamiento [MW] | 19,33 | 21,67 | 25,05 | |
| | % De Raionamiento | 12,021 | 12,020 | 12,02 | |
| | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 | |
| | CRO [\$/kWh] | 1940,55 | 1940,55 | 1940,55 | |
| | Indisponibilidad [h/año] | 6,2 | 6,2 | 6,2 | |
| | ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | 98.865 | 110.833 | 128.120 | |
| N - 1 L FUNDACIÓN - RIO CORDOBA | Racionamiento [MW] | 0 | 0 | 0 | |
| | % De Raionamiento | 0,000 | 0,000 | 0,00 | |
| | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 | |
| | CRO [\$/kWh] | 610,29 | 610,29 | 610,29 | |
| | Indisponibilidad [h/año] | 34,08 | 34,08 | 34,08 | |
| | ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | 0 | 0 | 0 | |
| N-1 TR FUNDACIÓN | Racionamiento [MW] | 3,22 | 14,63 | 28,35 | |
| | % De Raionamiento | 2,002 | 8,115 | 13,60 | |
| | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 | |
| | CRO [\$/kWh] | 1106,57 | 1940,55 | 1940,55 | |
| | Indisponibilidad [h/año] | 6,340 | 6,340 | 6,340 | |
| | ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | 16.841 | 76.516 | 148.272 | |
| N-1 L RIO CORDOBA - GAIRA | Racionamiento [MW] | 4,28 | 10,95 | 19,61 | |
| | % De Raionamiento | 2,662 | 6,074 | 9,41 | |
| | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 | |
| | CRO [\$/kWh] | 1106,57 | 1940,55 | 1940,55 | |
| | Indisponibilidad [h/año] | 12,24 | 12,24 | 12,24 | |
| | ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | 43.216 | 110.564 | 198.005 | |
| N-1 L GAIRA - SANTA MARTA | Racionamiento [MW] | 26,19 | 34,28 | 45 | |
| | % De Raionamiento | 16,287 | 19,015 | 21,59 | |
| | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 | |
| | CRO [\$/kWh] | 1940,55 | 1940,55 | 1940,55 | |
| | Indisponibilidad [h/año] | 1,84 | 1,84 | 1,84 | |
| | ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | 39.753 | 52.033 | 68.304 | |
| N-1 L LIBERTADOR - SANTA MARTA | Racionamiento [MW] | 28,07 | 31,47 | 36,3 | |
| | % De Raionamiento | 17,456 | 17,456 | 17,42 | |
| | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 | |
| | CRO [\$/kWh] | 1940,55 | 1940,55 | 1940,55 | |
| | Indisponibilidad [h/año] | 3,04 | 3,04 | 3,04 | |
| | ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | 70.394 | 78.920 | 91.033 | |
| N-1 L MANZANARES - SANTA MARTA | Racionamiento [MW] | 29,25 | 32,79 | 37,91 | |
| | % De Raionamiento | 18,190 | 18,188 | 18,19 | |
| | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 | |
| | CRO [\$/kWh] | 1940,55 | 1940,55 | 1940,55 | |
| | Indisponibilidad [h/año] | 2,94 | 2,94 | 2,94 | |
| | ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | 70.940 | 79.526 | 91.943 | |
| N-1 TR SANTA MARTA | Racionamiento [MW] | 23,68 | 34,63 | 68,35 | |
| | % De Raionamiento | 14,726 | 19,209 | 32,79 | |
| | Factor de Aplanamiento | 0,8249 | 0,8249 | 0,8249 | |
| | CRO [\$/kWh] | 1940,55 | 1940,55 | 1940,55 | |
| | Indisponibilidad [h/año] | 4,14 | 4,14 | 4,14 | |
| | ENS anual debido a la contingencia [kWh-año] | 80.872 | 118.269 | 233.430 | |
| | | \$ [2009] | \$ 766.654.079 | \$ 1.216.065.758 | \$ 9.631.257.386 |

1. Metodología de cálculo de la confiabilidad.
2. Diagnóstico de la red piloto.
3. Cálculo de la confiabilidad.
4. Consideraciones.

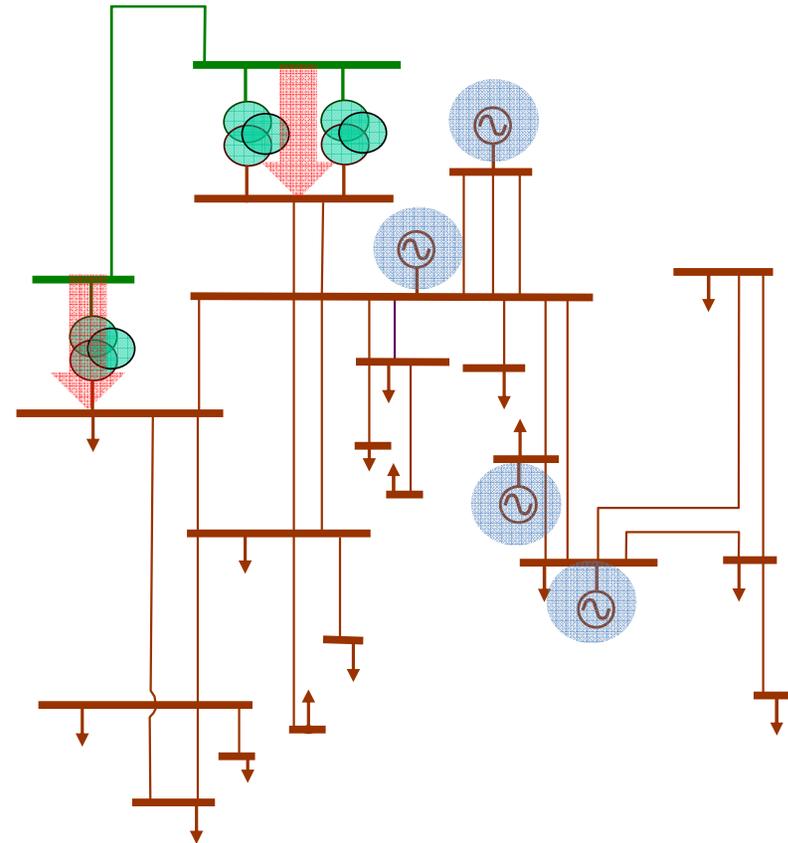


Escenarios de Despacho:



Escenarios de Despacho:

Los análisis que realiza la UPME parten de un escenario base, el cual corresponde al despacho más probable. Sin embargo, se realizan sensibilidades y se ponderan los resultados.

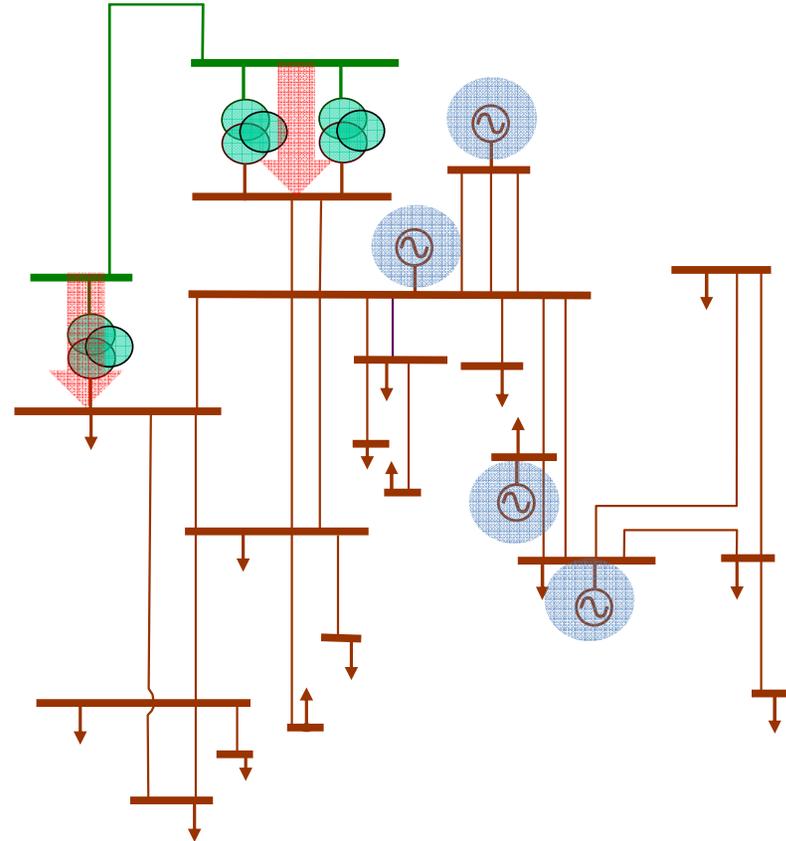


Escenarios de Despacho:

Los análisis que realiza la UPME parten de un escenario base, el cual corresponde al despacho más probable. Sin embargo, se realizan sensibilidades y se ponderan los resultados.

Medidas de Mitigación:

No todos los proyectos se valoran con la **Energía No Suministrada**. Se considera otras variables como los sobrecostos operativos producto de la generación por seguridad y se tienen en cuenta la probabilidad de ocurrencia de estos escenarios restrictivos.



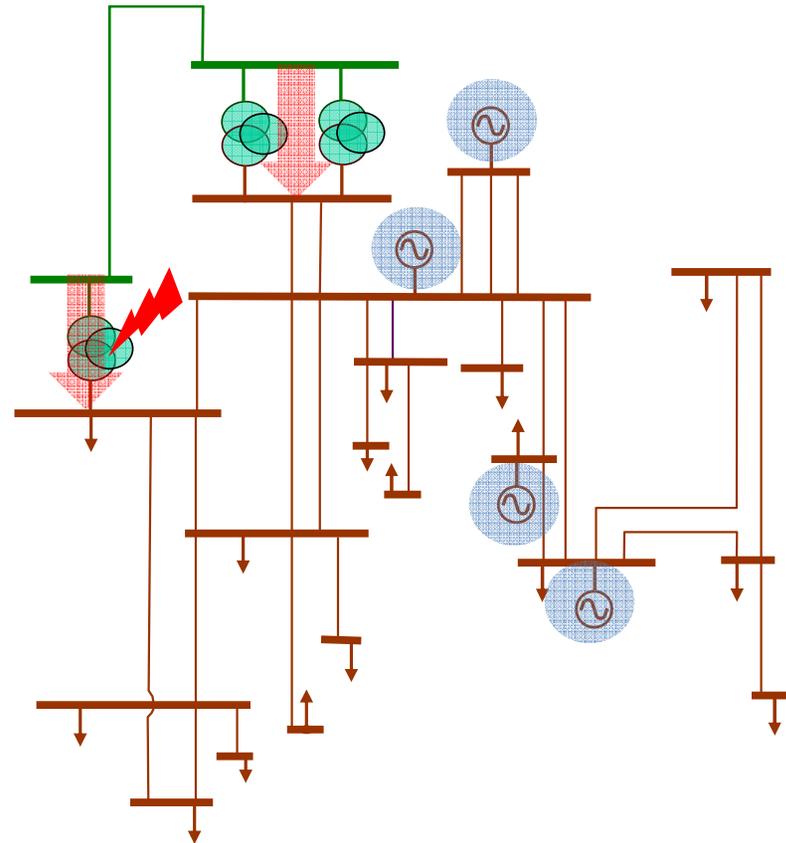
Escenarios de Despacho:

Los análisis que realiza la UPME parten de un escenario base, el cual corresponde al despacho más probable. Sin embargo, se realizan sensibilidades y se ponderan los resultados.

Medidas de Mitigación:

No todos los proyectos se valoran con la **Energía No Suministrada**. Se considera otras variables como los sobrecostos operativos producto de la generación por seguridad y se tienen en cuenta la probabilidad de ocurrencia de estos escenarios restrictivos.

Modelaje del evento de falla:



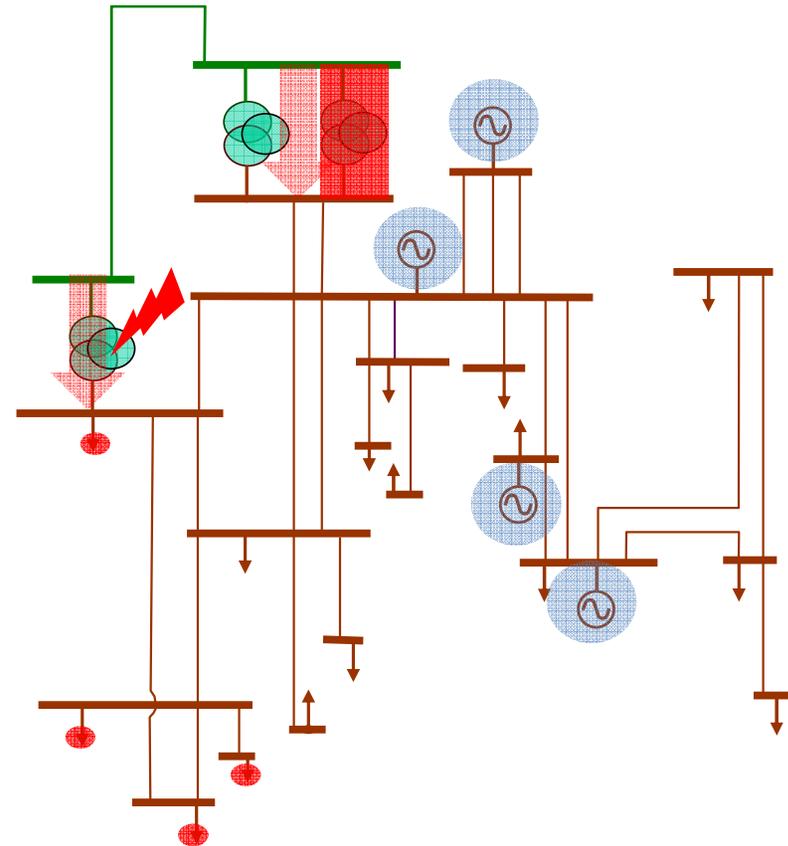
Escenarios de Despacho:

Los análisis que realiza la UPME parten de un escenario base, el cual corresponde al despacho más probable. Sin embargo, se realizan sensibilidades y se ponderan los resultados.

Medidas de Mitigación:

No todos los proyectos se valoran con la **Energía No Suministrada**. Se considera otras variables como los sobrecostos operativos producto de la generación por seguridad y se tienen en cuenta la probabilidad de ocurrencia de estos escenarios restrictivos.

Modelaje del evento de falla:



Escenarios de Despacho:

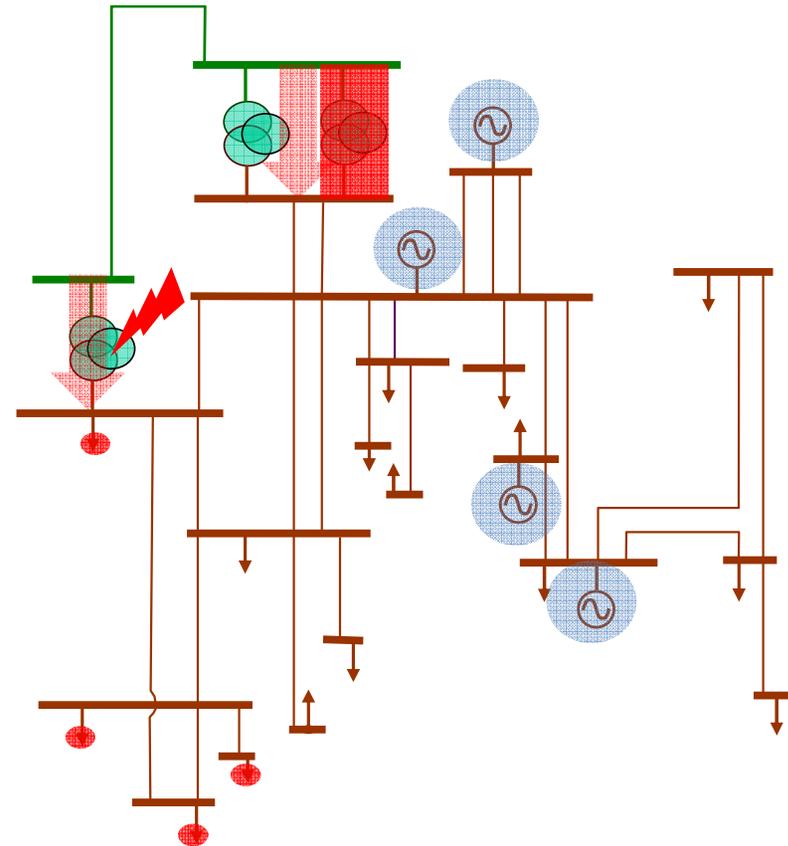
Los análisis que realiza la UPME parten de un escenario base, el cual corresponde al despacho más probable. Sin embargo, se realizan sensibilidades y se ponderan los resultados.

Medidas de Mitigación:

No todos los proyectos se valoran con la **Energía No Suministrada**. Se considera otras variables como los sobrecostos operativos producto de la generación por seguridad y se tienen en cuenta la probabilidad de ocurrencia de estos escenarios restrictivos.

Modelaje del evento de falla:

No se tienen en cuenta desconexiones secundarias ni eventos en cascada.



Escenarios de Despacho:

Los análisis que realiza la UPME parten de un escenario base, el cual corresponde al despacho más probable. Sin embargo, se realizan sensibilidades y se ponderan los resultados.

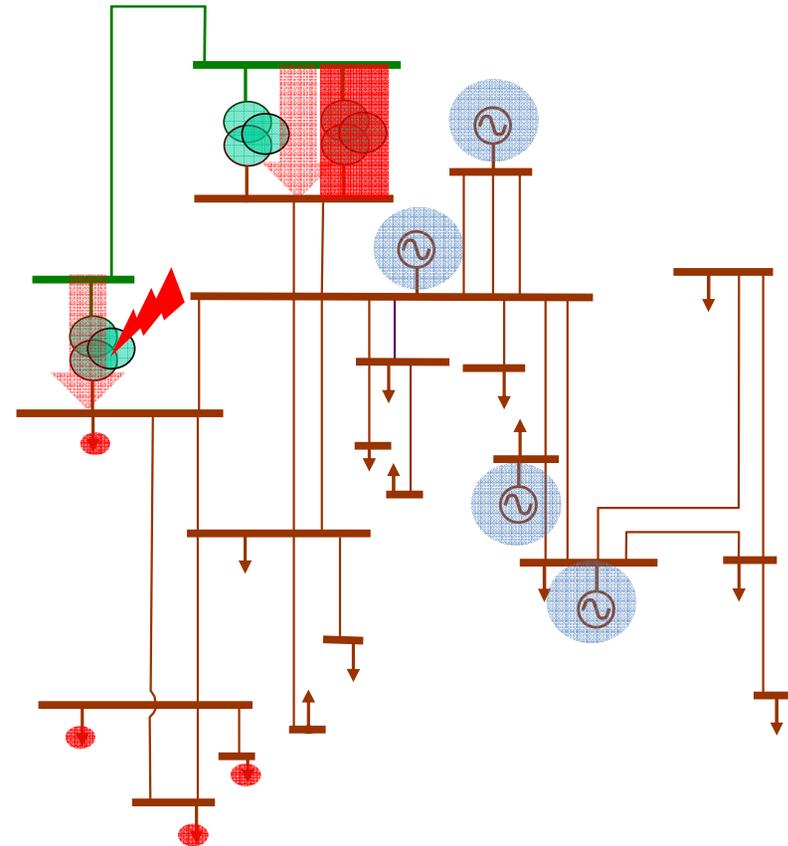
Medidas de Mitigación:

No todos los proyectos se valoran con la **Energía No Suministrada**. Se considera otras variables como los sobrecostos operativos producto de la generación por seguridad y se tienen en cuenta la probabilidad de ocurrencia de estos escenarios restrictivos.

Modelaje del evento de falla:

No se tienen en cuenta desconexiones secundarias ni eventos en cascada.

Deslastre de carga:



Escenarios de Despacho:

Los análisis que realiza la UPME parten de un escenario base, el cual corresponde al despacho más probable. Sin embargo, se realizan sensibilidades y se ponderan los resultados.

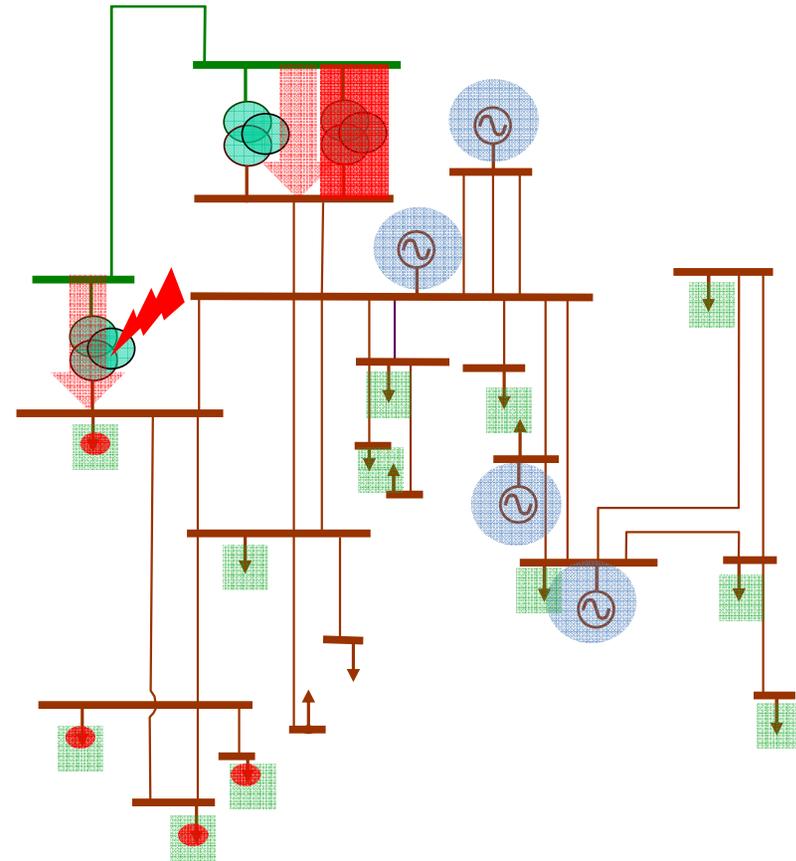
Medidas de Mitigación:

No todos los proyectos se valoran con la **Energía No Suministrada**. Se considera otras variables como los sobrecostos operativos producto de la generación por seguridad y se tienen en cuenta la probabilidad de ocurrencia de estos escenarios restrictivos.

Modelaje del evento de falla:

No se tienen en cuenta desconexiones secundarias ni eventos en cascada.

Deslastre de carga:



Escenarios de Despacho:

Los análisis que realiza la UPME parten de un escenario base, el cual corresponde al despacho más probable. Sin embargo, se realizan sensibilidades y se ponderan los resultados.

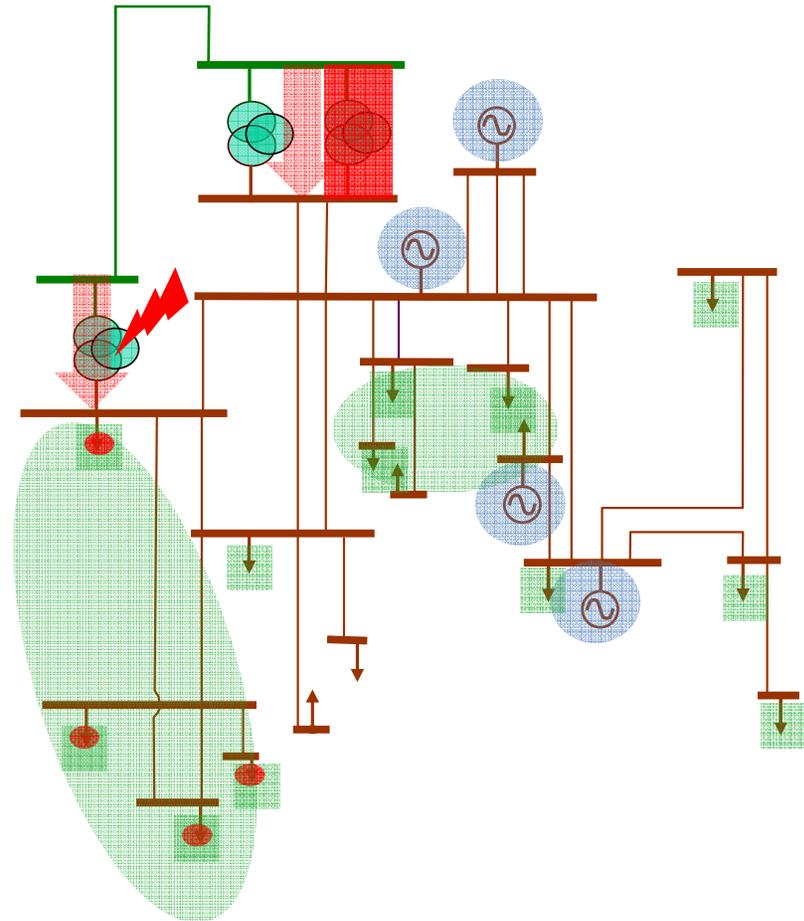
Medidas de Mitigación:

No todos los proyectos se valoran con la **Energía No Suministrada**. Se considera otras variables como los sobrecostos operativos producto de la generación por seguridad y se tienen en cuenta la probabilidad de ocurrencia de estos escenarios restrictivos.

Modelaje del evento de falla:

No se tienen en cuenta desconexiones secundarias ni eventos en cascada.

Deslastre de carga:



Escenarios de Despacho:

Los análisis que realiza la UPME parten de un escenario base, el cual corresponde al despacho más probable. Sin embargo, se realizan sensibilidades y se ponderan los resultados.

Medidas de Mitigación:

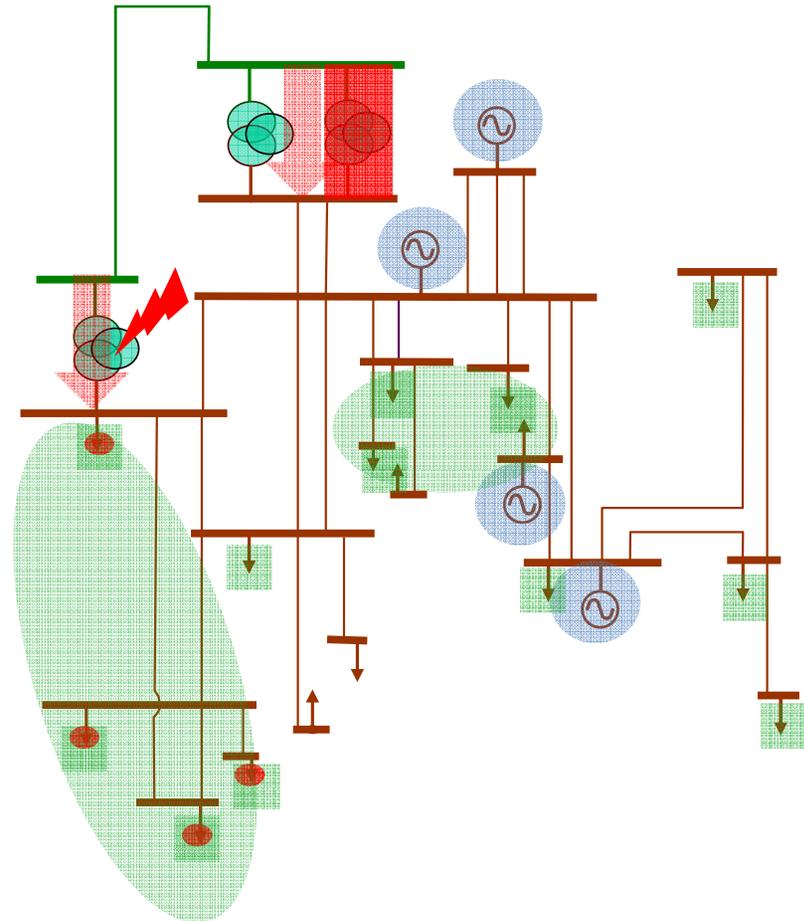
No todos los proyectos se valoran con la **Energía No Suministrada**. Se considera otras variables como los sobrecostos operativos producto de la generación por seguridad y se tienen en cuenta la probabilidad de ocurrencia de estos escenarios restrictivos.

Modelaje del evento de falla:

No se tienen en cuenta desconexiones secundarias ni eventos en cascada.

Deslastre de carga:

Racionar demanda de una manera óptima. (métodos heurísticos, algoritmos genéticos, etc.)



Escenarios de Despacho:

Los análisis que realiza la UPME parten de un escenario base, el cual corresponde al despacho más probable. Sin embargo, se realizan sensibilidades y se ponderan los resultados.

Medidas de Mitigación:

No todos los proyectos se valoran con la **Energía No Suministrada**. Se considera otras variables como los sobrecostos operativos producto de la generación por seguridad y se tienen en cuenta la probabilidad de ocurrencia de estos escenarios restrictivos.

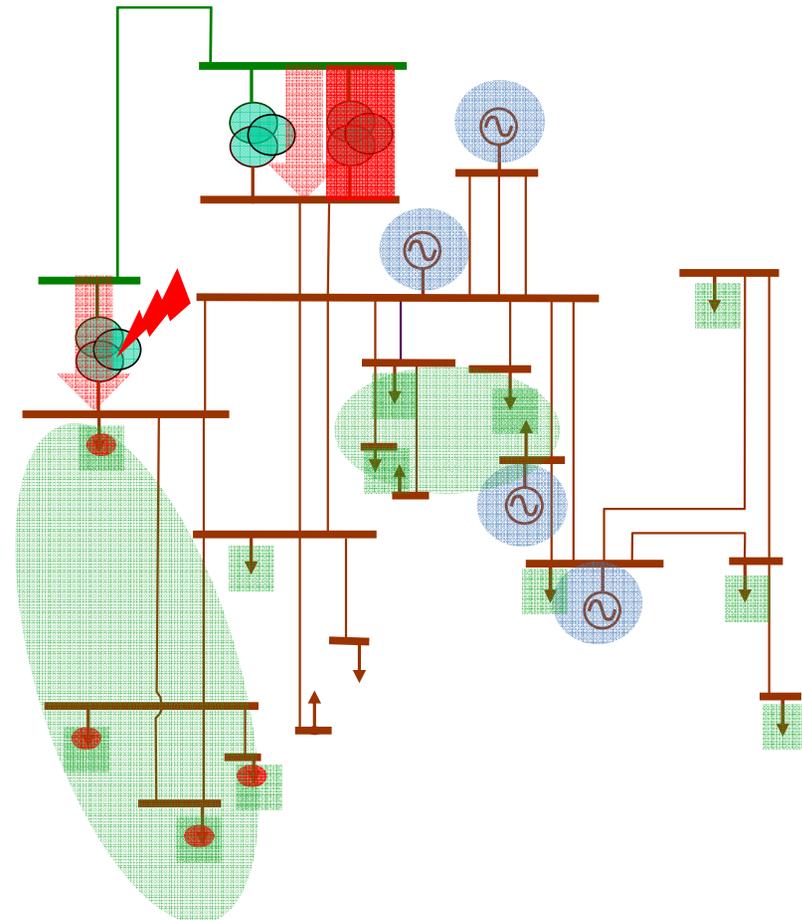
Modelaje del evento de falla:

No se tienen en cuenta desconexiones secundarias ni eventos en cascada.

Deslastre de carga:

Racionar demanda de una manera óptima. (métodos heurísticos, algoritmos genéticos, etc.)

Selección del escalón de Racionamiento:



Escenarios de Despacho:

Los análisis que realiza la UPME parten de un escenario base, el cual corresponde al despacho más probable. Sin embargo, se realizan sensibilidades y se ponderan los resultados.

Medidas de Mitigación:

No todos los proyectos se valoran con la **Energía No Suministrada**. Se considera otras variables como los sobrecostos operativos producto de la generación por seguridad y se tienen en cuenta la probabilidad de ocurrencia de estos escenarios restrictivos.

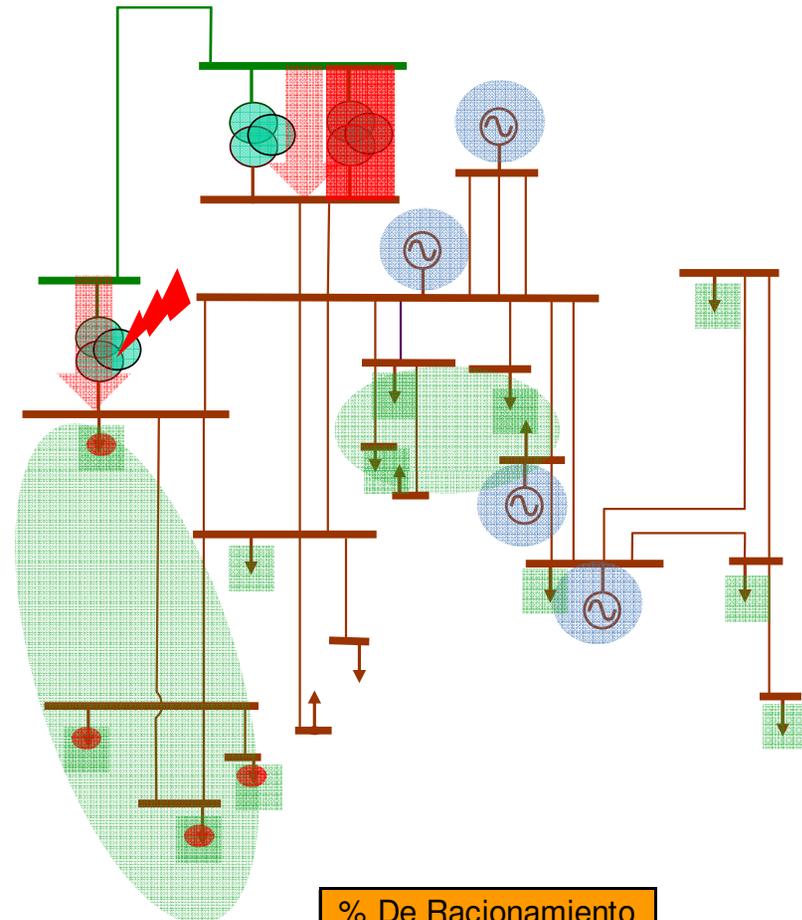
Modelaje del evento de falla:

No se tienen en cuenta desconexiones secundarias ni eventos en cascada.

Deslastre de carga:

Racionar demanda de una manera óptima. (métodos heurísticos, algoritmos genéticos, etc.)

Selección del escalón de Racionamiento:



| % De Racionamiento (MW) |
|-------------------------|
| 1,5 |
| 5 |
| 90 |
| 90 - 100 |

Escenarios de Despacho:

Los análisis que realiza la UPME parten de un escenario base, el cual corresponde al despacho más probable. Sin embargo, se realizan sensibilidades y se ponderan los resultados.

Medidas de Mitigación:

No todos los proyectos se valoran con la **Energía No Suministrada**. Se considera otras variables como los sobrecostos operativos producto de la generación por seguridad y se tienen en cuenta la probabilidad de ocurrencia de estos escenarios restrictivos.

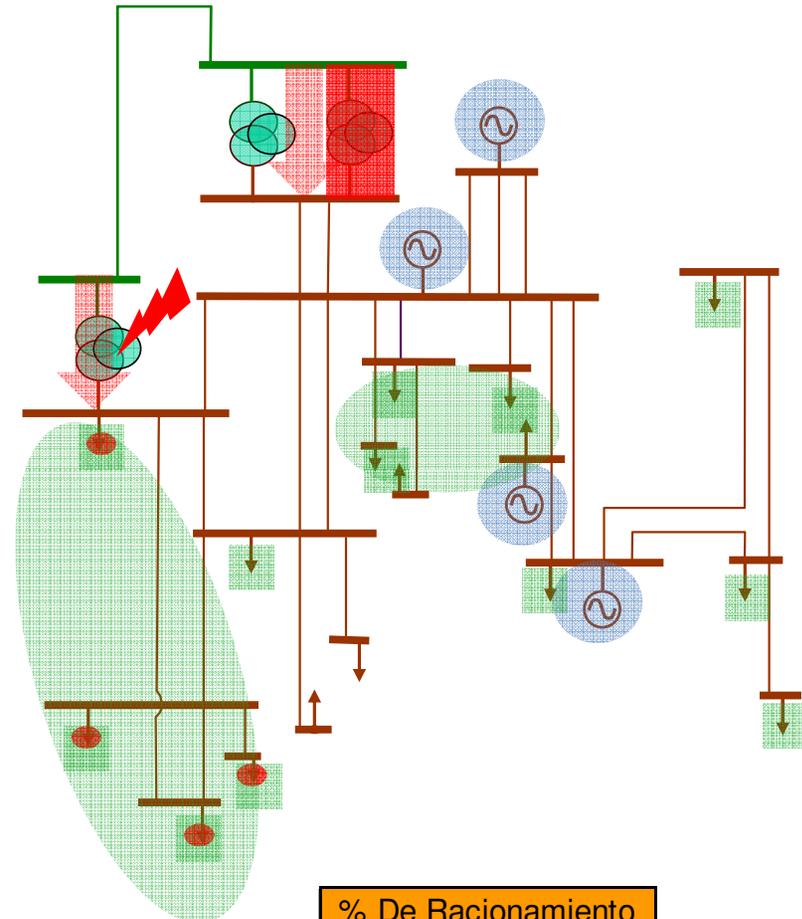
Modelaje del evento de falla:

No se tienen en cuenta desconexiones secundarias ni eventos en cascada.

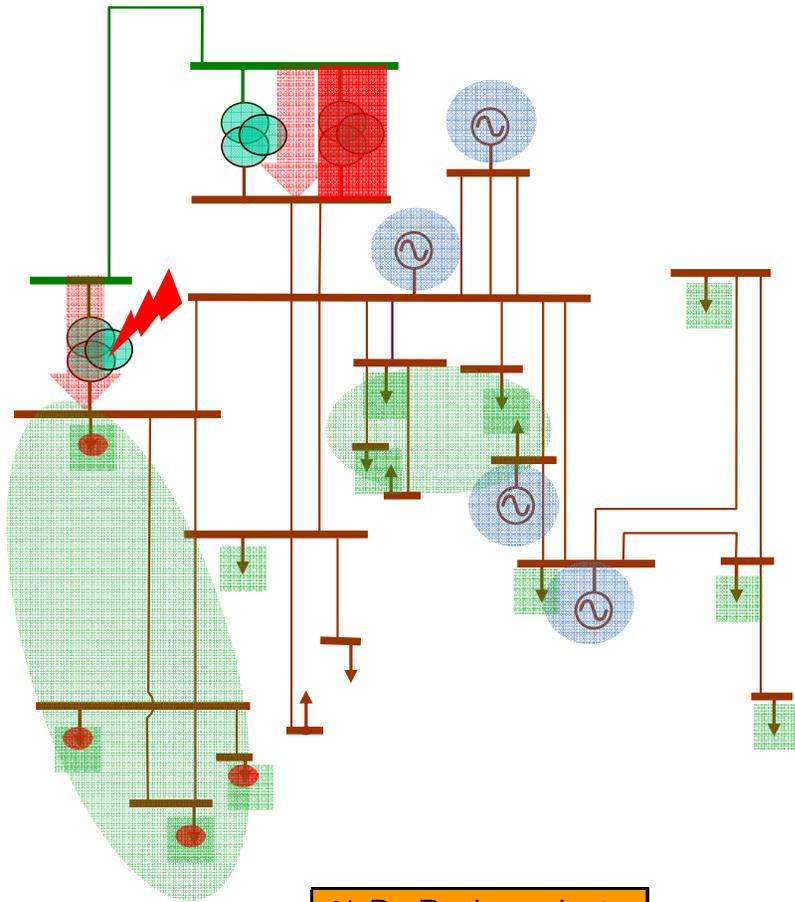
Deslastre de carga:

Racionar demanda de una manera óptima. (métodos heurísticos, algoritmos genéticos, etc.)

Selección del escalón de Racionamiento: El cálculo del escalón depende del % de racionamiento. Este puede variar según la referencia que se seleccione: (**Vs. Demanda local, Zona de influencia del proyecto bajo estudio, Demanda comercial OR, área operativa, STR, y Demanda nacional**)



| % De Racionamiento (MW) |
|-------------------------|
| 1,5 |
| 5 |
| 90 |
| 90 - 100 |



| % De Racionamiento (MW) |
|-------------------------|
| 1,5 |
| 5 |
| 90 |
| 90 - 100 |

Curvas de racionamiento por áreas operativas:

Tres tipos de Costos aplicables:

Proyectos que obedecen al agotamiento de la red.

Proyectos para conectar nuevas demandas.

Racionamiento declarado.

Si bien en la red no se tiene generación a nivel de 110 kV, en la práctica los resultados pueden variar según el tipo de despacho que se considere (Ej. Atlántico, THC, CRQ)

En la red piloto los transformadores de Santa Marta pueden presentar un mayor nivel de carga si se considera máximo despacho en Termocol.

Los análisis que realiza la UPME parten de un escenario base, el cual corresponde al despacho más probable. Sin embargo, se realizan sensibilidades y se ponderan los resultados.

Medidas de Mitigación: Generación de seguridad y Topología

No todos los proyectos se valoran con la **Energía No Suministrada**. Se considera otras variables como los sobrecostos operativos producto de la generación por seguridad y se tienen en cuenta la probabilidad de ocurrencia de estos escenarios restrictivos.

Modelaje del evento

No se tienen en cuenta desconexiones secundarias ni eventos en cascada.

Se raciona hasta cumplir con los criterios de confiabilidad y seguridad (Bajo condiciones normales de operación y ante contingencia)

Deslastre de Carga:

Selección del escalón de Racionamiento: El cálculo del escalón depende del % de racionamiento. Este puede variar según la referencia que se seleccione: (**Vs. Demanda local, Zona de influencia del proyecto bajo estudio, Demanda comercial OR, área operativa, STR, y Demanda nacional**)

Métodos de cálculo de la confiabilidad Determinístico y Probabilístico.

www.upme.gov.co

GRACIAS



Libertad y Orden

Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia



upme

unidad de planeación minero energética