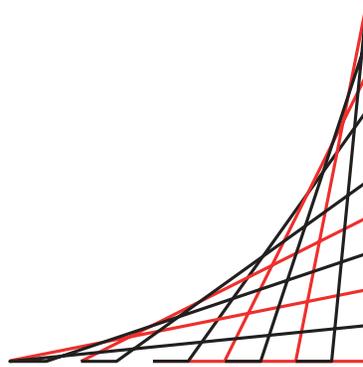


Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Programa Ingeniería Eléctrica



ESCUELA COLOMBIANA DE INGENIERÍA
JULIO GARAVITO

Caracterización estadística de la matriz óptima de generación eléctrica colombiana

Autor:

Eliana Catalina Murillo Redondo

Directores:

Iván Camilo Durán Tovar
Jaime Fernando Andrade Mahecha

Bogotá D.C, Colombia
Diciembre, 2021

Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Programa de Ingeniería Eléctrica

Caracterización estadística de la matriz óptima de generación eléctrica colombiana

Eliana Catalina Murillo Redondo

Trabajo dirigido presentado como línea de énfasis

Trabajo realizado en el énfasis de:

Mercados de energía

Director(a):

Iván Camilo Durán Tovar, (PhD, MSc)

Jaime Fernando Andrade Mahecha, (PhD, MSc)

Grupo de Investigación:

Modelación Estratégica de Energía y Potencia

Elektronomía

Bogotá D.C, Colombia

2021, diciembre

Contenido

| | |
|--|-----------|
| Contenido | 5 |
| Lista de figuras | 6 |
| Lista de tablas | 7 |
| 1. Introducción | |
| 1.1. Planteamiento del problema | 8 |
| 1.2. Estado del arte | 9 |
| 1.3. Objetivos | 10 |
| 1.3.1. General | 10 |
| 1.3.2. Específicos | 10 |
| 1.4. Organización del documento | 11 |
| 2. Marco teórico | 13 |
| 2.1. Descripción del Sistema Interconectado Nacional | 13 |
| 2.1.1. Demanda de energía eléctrica | 13 |
| 2.1.2. Oferta de energía eléctrica. | 14 |
| 2.1.3. Capacidad instalada de generación | 15 |
| 2.1.3.1. Región Costa Atlántica | 16 |
| 2.1.3.2. Región Sur | 17 |
| 2.1.3.3. Región Suroeste | 17 |
| 2.1.3.4. Región Noroeste | 18 |
| 2.1.3.5. Región Nordeste | 19 |
| 2.1.3.6. Región Centro | 20 |
| 2.1.4. Mercado de la energía eléctrica | 21 |
| 3. Modelos desarrollados | 22 |
| 4. Análisis de resultados | 24 |
| Conclusiones | 34 |
| Referencias | 35 |
| Anexos | 37 |

Lista de Figuras

| | | |
|------------|--|----|
| 1.1 | Matriz de generación eléctrica colombiana | 8 |
| 2.1 | Tasa de crecimiento anual y proyección de demanda de energía eléctrica. . | 14 |
| 2.2 | Distribución de la capacidad instalada de generación eléctrica colombiana. . | 15 |
| 3.1 | Diagrama de bloques para la metodología. | 23 |
| 4.1 | Evolución histórica del precio de bolsa | 28 |
| 4.2 | Precio de oferta y aportes hídricos - Chivor | 29 |
| 4.3 | Cadena hidroeléctrica Chivor | 29 |
| 4.4 | Precio de oferta en función de la generación acumulada. | 33 |

Lista de tablas

| | |
|---|----|
| 2.1. Capacidad instalada de generación – Región Atlántica | 16 |
| 2.2. Capacidad instalada de generación – Región Sur | 17 |
| 2.3. Capacidad instalada de generación – Región Suroeste. | 17 |
| 2.4. Capacidad instalada de generación – Región Noroeste | 18 |
| 2.5. Capacidad instalada de generación – Región Nordeste | 19 |
| 2.4. Capacidad instalada de generación – Región Centro | 20 |
| | |
| 4.1. Costos centrales térmicas de carbón | 26 |
| 4.2. Costos centrales térmicas de gas | 26 |
| 4.3. Costos centrales eólicas. | 27 |
| 4.4. Costos centrales solares. | 27 |
| 4.5. Costos micro-hidroeléctricas | 27 |
| 4.6. Agrupación conjuntos de máquinas | 30 |
| 4.7. Resultados precio de oferta VS generación | 31 |

Capítulo 1

Introducción

En este documento se busca caracterizar estadísticamente la matriz óptima de generación eléctrica colombiana, de acuerdo con información histórica obtenida desde el año 2000, para establecer el precio de bolsa y la generación de energía eléctrica por máquina, según el tipo de generación, ya sea hidráulica, térmica de gas o térmica de carbón, teniendo en cuenta los costos de combustibles y los costos operativos.

1.1. Planteamiento del problema

Durante las últimas décadas, cerca de un 68 % de la generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ha sido de origen hidráulico **Fig. 1.1** y se proyecta que tal participación se reduzca a futuro en la medida que fuentes no convencionales aumenten su participación.

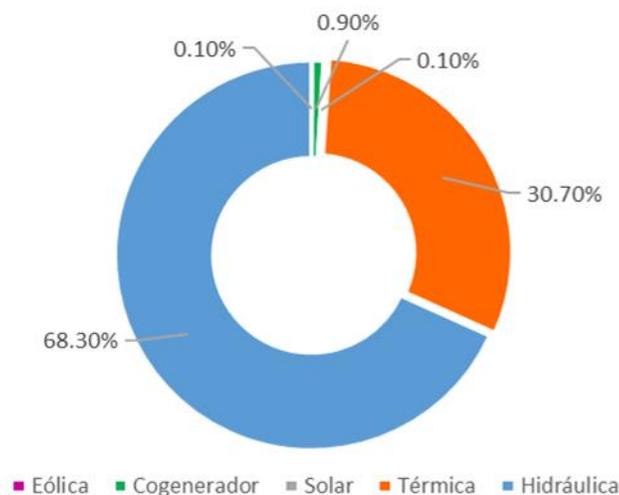


Figura 1.1: Matriz de generación eléctrica colombiana. Recreada de Acolgen.

Colombia ha enfrentado serias tensiones por cuenta de los repetidos fenómenos climáticos de El Niño, siendo el más reciente el del periodo 2015-2016. En aquella ocasión se tuvo la conocida crisis de las termoeléctricas, afectadas por:

- Los mayores costos que representó su funcionamiento.
- Los incidentes ocurridos en las hidroeléctricas de Guatapé y Termoflores, restándole cerca de un 6% de capacidad a la generación del sistema eléctrico del país. [2]

Tal dependencia de los ciclos climáticos determina cierto grado de vulnerabilidad del SIN frente a las variabilidades propias de estos, lo que ha exigido que se desarrollen instrumentos institucionales que promuevan la instalación de capacidad de generación que minimice el riesgo de desabastecimiento eléctrico. Con miras al propósito de encontrar la matriz óptima de generación de energía del SIN, se precisa la investigación y análisis de los aportes tanto hidráulicos y térmicos, como energéticos de fuentes no convencionales al 2 SIN. Se requiere a su vez una caracterización estadística que permita próximamente la optimización de los aportes energéticos para la simulación operativa del SIN. En este contexto se tienen las siguientes preguntas que definen el problema a resolver: ¿Cómo se caracterizan estadísticamente los aportes energéticos de los diferentes tipos de generación eléctrica en Colombia? Y ¿Cómo se relacionan entre sí los distintos tipos de generación eléctrica mediante diferentes variables determinadas?

1.2. Estado del arte

Según las Naciones Unidas, el cambio climático se refiere a las alteraciones a largo plazo de las temperaturas y los patrones climáticos que pueden ser dados por cambios naturales como variaciones del ciclo solar; sin embargo, las actividades humanas como la quema de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) han sido las principales partícipes del cambio climático a lo largo de las últimas décadas, provocando temperaturas elevadas, afectando así las precipitaciones. Estas actividades humanas involucradas en el cambio climático pueden ser, la deforestación, el transporte con el uso de la gasolina, el uso del carbón para la calefacción de un edificio, vertederos de basura, entre otras.

El IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales) ha estudiado y

analizado las implicaciones del cambio climático en Colombia, indicando que en el territorio la temperatura aumentará entre 1 y 4 °C y se generará una variación significativa (entre el 15-30%) en la precipitación para el periodo 2070-2090, según análisis y estudios de datos comprendidos entre los años 1961 y 1990.

Colombia al tener basada su matriz de generación de energía eléctrica en fuentes hidráulicas, las cuales se ven afectadas por las consecuencias del cambio climático, debe buscar alternativas sostenibles y confiables, que le sigan permitiendo abastecer y suplir la demanda total del país; por lo que, bajo el liderazgo del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y los Ministerios sectoriales se ha iniciado con la estrategia ECDBC (Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono), siendo esta un programa de planeación del desarrollo a corto, mediano y largo plazo, que busca desligar el crecimiento de las emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) del crecimiento económico nacional.

De esta manera se busca para Colombia poder diseñar e implementar planes, proyectos y políticas que promuevan a las prioridades de crecimiento sectoriales, pero que a su vez eviten el incremento acelerado de GEI en los sectores económicos.

1.3. Objetivos

1.3.1. General:

Caracterizar estadísticamente una matriz óptima (de menores costos operativos y suficiente confiabilidad) de generación eléctrica colombiana que considere los aportes energéticos de centrales hidrológicas, los costos de combustibles y los costos operativos de los diferentes tipos de centrales.

1.3.2. Específicos:

- Caracterizar históricamente los aportes energéticos del sistema eléctrico

colombiano.

- Definir un conjunto de series de aportes hidrológicos representativas del sistema colombiano.
- Establecer costos indicativos de inversión y operativos según fuente primaria de generación.
- Establecer costos de combustibles para las diferentes fuentes térmicas.
- Establecer una función de costo marginal de generación del sistema agregado.
- A partir de los resultados de los objetivos específicos previos y la función de costos definida en el inciso anterior establecer una combinación óptima de tecnologías de generación que minimicen el costo marginal de generación y asegure un grado suficiente de confiabilidad.
- Comparar la combinación óptima obtenida con la matriz proyectada para la próxima década.

1.4. Organización del documento

El documento consta de 4 capítulos que reúnen todo lo que abarca el proceso partiendo de la revisión de fuentes bibliográficas y manejo de datos a través de R y Microsoft Excel, hasta el análisis de resultados y conclusiones.

El primer capítulo es la introducción, donde se plantea el problema a tratar sobre la optimización de la matriz energética de Colombia teniendo en cuenta el tipo de generación y los precios y costos asociados. Consta de un marco teórico visto en el segundo capítulo, que busca ampliar la información teórica que se trabajará durante todo el documento, describiendo en concreto el SIN (Sistema Interconectado Nacional), analizando variables como la demanda de energía y la oferta, según la capacidad instalada que se tenga por regiones a lo largo del país y la forma en la que está establecido el mercado eléctrico en Colombia.

Para describir la metodología usada durante el procesamiento de datos se realiza el tercer

capítulo exponiendo los casos de estudio presentes y de esta manera poder dar paso al cuarto capítulo con el análisis de resultados, donde se muestran las gráficas y datos obtenidos mediante el análisis estadístico empleado.

Para finalizar se presentan las referencias utilizadas para apoyar la información expuesta a lo largo del documento y como último apartado están los anexos, donde se muestran las tablas de datos ampliadas y la totalidad de las gráficas obtenidas mediante el tratamiento de datos.

Capítulo 2

Marco teórico

El marco teórico que fundamenta este trabajo proporciona información necesaria sobre el sistema eléctrico colombiano, así como la demanda y oferta de energía y la capacidad instalada a lo largo del territorio según sea el tipo de generación.

2.1. Descripción del sistema interconectado nacional

A continuación, se presentará información referente al conjunto de centrales de generación eléctrica presentes en el territorio colombiano.

2.1.1. Demanda de energía eléctrica

Durante el año 2019 la demanda de energía eléctrica de Colombia llegó a 71925 GWh, presentando un crecimiento del 4.1% con relación a la demanda del año 2018 que fue de 69127 GWh. La variable demanda está muy relacionada con el comportamiento económico del país, por lo que en la Fig 2.1 en los años 2009, 2011 y 2016 existen discontinuidades con respecto al porcentaje de crecimiento económico del país, donde cada una representa un evento económico importante.

Teniendo en cuenta los datos históricos de demanda, es posible realizar una estimación a partir de un crecimiento promedio de 2.95% para los años 2020 a 2025.

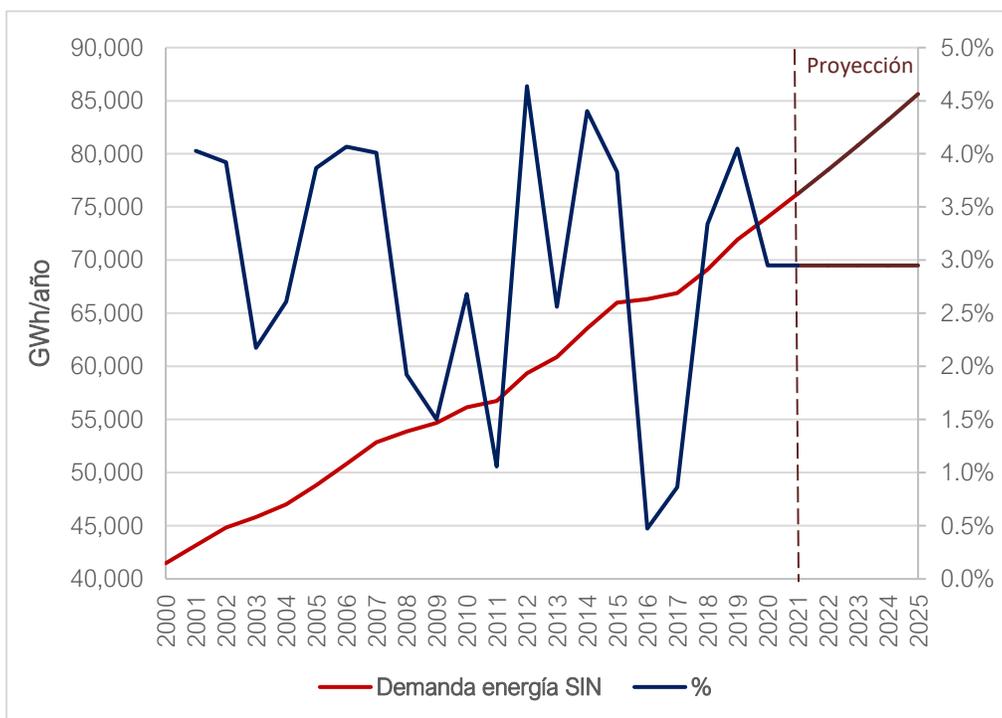


Figura 2.1: Tasa de crecimiento anual y proyección de demanda de energía eléctrica. Fuente: XM. Gráfico: Propio

2.1.2. Oferta de energía eléctrica

Actualmente, Colombia cuenta con una capacidad instalada cerca de 17.3GW de los cuales un 68.3% es generación hidráulica, 30.7% térmica, 0.9% cogeneradores y 0.2% eólicos y solares (ver Fig. 1.1).

En las regiones NorOeste y Centro son donde se encuentran la mayor cantidad de hidroeléctricas, la región NorOeste presenta niveles de lluvia desde los 1500mm anuales hasta los 7000mm en menor medida, la región Centro en cambio presenta niveles desde los 500mm hasta los 4000mm al año. Como se mencionaba anteriormente, Colombia cuenta con un porcentaje de generación hidráulica cerca del 68%, esto debido a que la misma geografía del territorio colombiano, permite la construcción de embalses, lo que sin duda impulsa el desarrollo de este tipo de generación, aparte el hecho de que estas dos regiones sean las de mayor participación no es aleatorio, tienen la disponibilidad de los recursos energéticos primarios y a nivel de localización se ubican en los puntos de mayor demanda energética.

2.1.3. Capacidad instalada de generación

A continuación, se presenta para cada región del territorio colombiano, la capacidad instalada de generación clasificadas por fuentes y centrales.

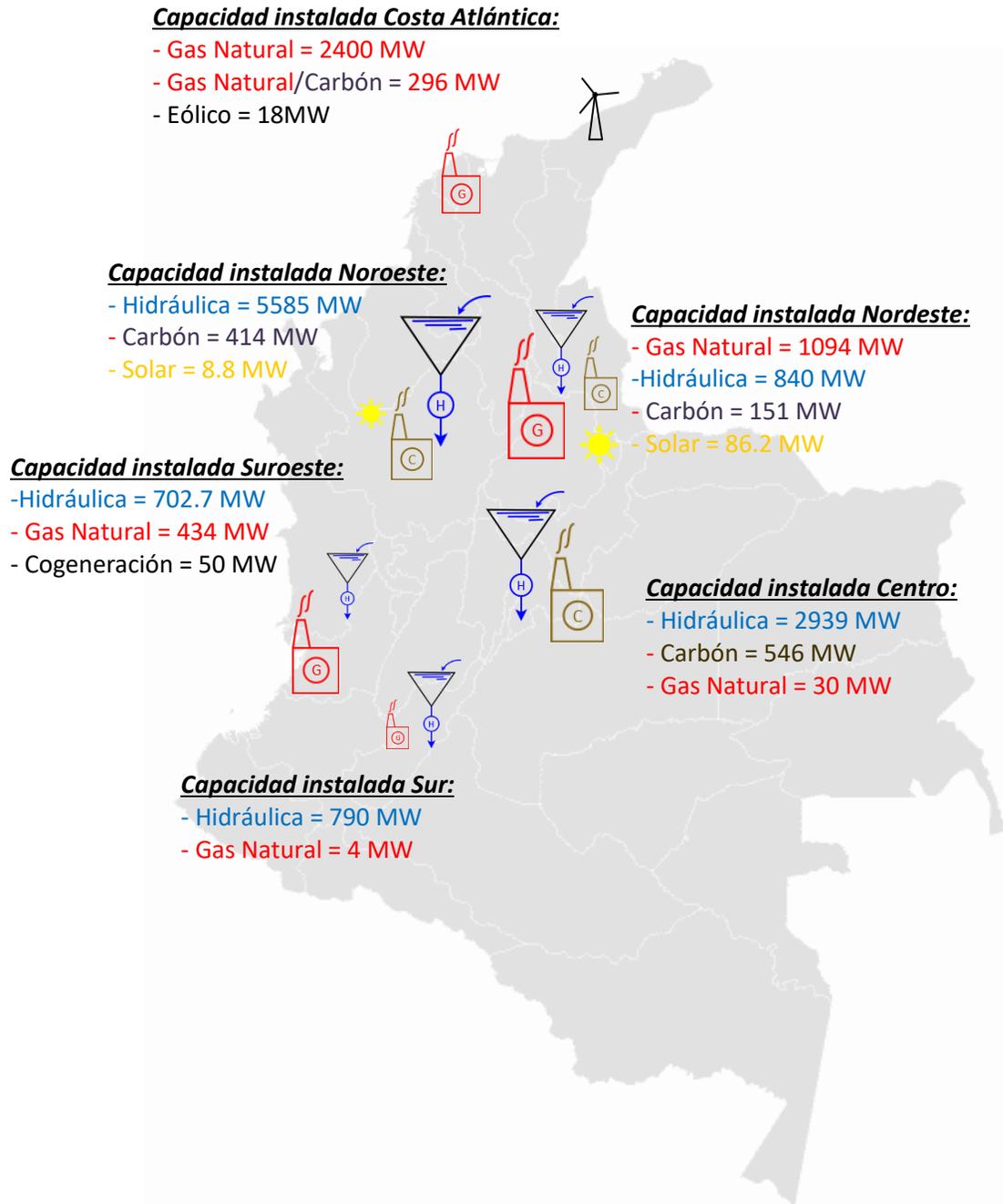


Figura 2.2: Distribución de la capacidad instalada de generación eléctrica colombiana. Fuente: XM. Gráfico: Propio.

2.1.3.1. Región Costa Atlántica

Tabla 2.1: Capacidad instalada de generación – Región Atlántica. Fuente de datos: XM

| | Nombre del generador | Capacidad Instalada [MW] | Total [MW] |
|--------------------------------|----------------------|--------------------------|-------------|
| Térmica Gas Natural | Barranquilla 3 | 64 | 2400 |
| | Barranquilla 4 | 63 | |
| | Cartagena 1 | 61 | |
| | Cartagena 2 | 60 | |
| | Cartagena 3 | 66 | |
| | Flores 1 | 160 | |
| | Flores 2 | 112 | |
| | Flores 3 | 169 | |
| | Flores 4 | 450 | |
| | Tepsab | 791 | |
| | Proeléctrica 1 | 45 | |
| | Proeléctrica 2 | 45 | |
| | Candelaria 1 | 157 | |
| | Candelaria 2 | 157 | |
| Térmica Carbón/Gas | Guajira 1 | 151 | 296 |
| | Guajira 2 | 145 | |
| Eólico | Jepirachi | 18 | 18 |
| Total | | | 2714 |

2.1.3.2. Región Sur

Tabla 2.2: Capacidad instalada de generación – Región Sur. Fuente de datos: XM

| | Nombre del generador | Capacidad Instalada [MW] | Total [MW] |
|----------------------------|----------------------|--------------------------|------------|
| Hidráulica | Betania | 540 | 790 |
| | Amoyá | 78 | |
| | Ambeima | 45 | |
| | Cucuana | 60 | |
| | Prado | 46 | |
| | Otras menores | 21 | |
| Térmica Gas Natural | TermoPiedras | 4 | 4 |
| Total | | | 794 |

2.1.3.3. Región Suroeste

Tabla 2.3: Capacidad instalada de generación – Región Suroeste. Fuente de datos: XM

| | Nombre del generador | Capacidad Instalada [MW] | Total [MW] |
|----------------------------|----------------------|--------------------------|---------------|
| Hidráulica | Alto Anchicayá | 355 | 702.7 |
| | Bajo Anchicayá | 74 | |
| | Calima | 132 | |
| | Florida | 19.9 | |
| | Riomayo | 19.8 | |
| | Otras menores | 102 | |
| Térmica Gas Natural | TermoValle | 205 | 434 |
| | TermoEmcali | 229 | |
| Cogeneración | Cogenerdores | 50 | 50 |
| Total | | | 1186.7 |

2.1.3.4. Región Noroeste

Tabla 2.4: Capacidad instalada de generación – Región Noroeste. Fuente de datos: XM

| | Nombre del generador | Capacidad Instalada [MW] | Total [MW] |
|-----------------------|----------------------|--------------------------|---------------|
| Hidráulica | San Carlos | 1240 | 5585 |
| | Porce III | 660 | |
| | Guatapé | 560 | |
| | Porce II | 405 | |
| | Miel I | 396 | |
| | Urrá | 338 | |
| | La Tasajera | 306 | |
| | Salvajina | 285 | |
| | Guadalupe 3 | 270 | |
| | Guadalupe 4 | 202 | |
| | Playas | 201 | |
| | Jaguas | 170 | |
| | San Francisco | 135 | |
| | Troneras | 42 | |
| | San Miguel | 42 | |
| | Esmeralda | 30 | |
| | Calderas | 20 | |
| | Riogrande 1 | 19 | |
| | Ínsula | 19 | |
| Otras plantas | 245 | | |
| Solar | Celsia Solar Bolívar | 8.8 | 8.8 |
| Térmica Carbón | Gecelca 3 | 164 | 414 |
| | Gecelca 32 | 250 | |
| Total | | | 6007.8 |

2.1.3.5. Región Nordeste

Tabla 2.5: Capacidad instalada de generación – Región Nordeste. Fuente de datos: XM

| | Nombre del generador | Capacidad Instalada [MW] | Total [MW] |
|------------------------------------|----------------------|--------------------------|---------------|
| Térmica Gas Natural | Palenque 3 | 13 | 1094 |
| | TermoDorada | 51 | |
| | TermoSierra | 460 | |
| | Meriléctrica | 169 | |
| | TermoCentro | 278 | |
| | Barranca 1 | 12.5 | |
| | Barranca 2 | 12.5 | |
| | Barranca 3 | 66 | |
| | Barranca 4 | 32 | |
| | Barranca 5 | | |
| Térmica Carbón | Tasajero 1 | 151 | 151 |
| Hidráulica | Sogamoso | 820 | 840 |
| | Otras menores | 20 | |
| Solar | El Paso | 86.2 | 86.2 |
| Total | | | 2171.2 |

2.1.3.6. Región Centro

Tabla 2.6: Capacidad instalada de generación – Región Centro. Fuente de datos: XM

| | Nombre del generador | Capacidad Instalada [MW] | Total [MW] |
|------------------------------------|----------------------|--------------------------|-------------|
| Hidráulica | Guavio | 1200 | 2939 |
| | Chivor | 1000 | |
| | La Guaca | 324 | |
| | Paraiso | 276 | |
| | Otras planta | 139 | |
| Térmica Carbón | Paipa 1 | 31 | 546 |
| | Paipa 2 | 70 | |
| | Paipa 3 | 70 | |
| | Paipa 4 | 150 | |
| | Zipa2 | 34 | |
| | Zipa3 | 63 | |
| | Zipa4 | 64 | |
| | Zipa5 | 64 | |
| Térmica Gas Natural | Yopal 2 | 30 | 30 |
| Total | | | 3515 |

De acuerdo con lo anterior, se evidencia la alta dependencia del sistema de generación eléctrica con el recurso hídrico, lo que trae consigo consecuencias de riesgo de abastecimiento energético en caso de variaciones hidrológicas frente a fenómenos como los de El Niño y La Niña. También se ve la poca participación que se tiene hoy en día en energías limpias y renovables como lo son la solar y la eólica, representando menos del 0.5% de la matriz energética colombiana.

2.1.4. Mercado de la energía eléctrica

El mercado eléctrico en Colombia en 1994 tuvo una gran modificación estructural, donde pasa de operar centralizadamente y ser totalmente controlado por el estado, a convertirse en un mercado competitivo (Leyes 142 y 143 de 1994 – reforma Eléctrica), que permite la participación de agentes privados.

En el mercado de energía eléctrica colombiano participan generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores, los cuales tienen la función de producir la energía eléctrica a través de plantas que se conectan al SIN (Sistema Interconectado Nacional), transportar la energía eléctrica a través de líneas con tensión igual o superior a 220kV, transportar la energía a través de líneas y subestaciones con tensiones menores de 220kV y comprar y vender la energía eléctrica en el mercado mayorista a los usuarios finales (regulados o no regulados) respectivamente.

Es importante mencionar que en el mercado de energía mayorista, donde intervienen tanto los generadores como los comercializadores, se tienen dos segmentos de participación; el primer segmento es a partir de los contratos bilaterales de compra y venta de energía, donde se posee cierto grado de libertad, al poder acordar tanto la cantidad como el precio de la energía entre los compradores y los vendedores, y el segundo segmento es a través de la bolsa de energía, siendo este un modo de mercado para las 24 horas del día siguiente, donde cada generador oferta con un precio único y decide la cantidad de producción para cubrir la demanda diaria de energía eléctrica.

Ahora bien, el precio de bolsa se fija de acuerdo con el mayor costo de producción, teniendo en cuenta que es una variable que depende de la disponibilidad que se tenga en el momento de agua, ya que se relaciona con las alteraciones climáticas presentadas en el territorio colombiano, especialmente en periodos donde se presentan los fenómenos de El Niño y La Niña.

Capítulo 3

Modelos desarrollados

Llegar a caracterizar los aportes de la matriz energética del país, de manera que se consideren los aportes de centrales hidrológicas, los costos de combustibles y los costos operativos; se logra mediante el análisis estadístico a bases de datos, para establecer relaciones entre estos y que puedan ser una herramienta útil para llegar a optimizar la matriz energética colombiana.

El tratamiento de datos se realiza mediante Microsoft Excel y R, que es un lenguaje y entorno de programación de software libre para análisis estadístico, cálculo numérico y representaciones gráficas (modelos lineales y no lineales, test estadísticos, análisis de series temporales, algoritmos de clasificación y otros).

Para dar comienzo al proceso de analizar datos estadísticamente, es necesario realizar un análisis exploratorio, donde a partir de un conjunto de técnicas estadísticas se consigue un entendimiento básico de los datos, detectando así características sobresalientes, como inesperadas y valores atípicos. Específicamente en este caso de estudio, ayuda a observar los datos que presentan variaciones diferentes a las esperadas y que permiten buscar y encontrar alguna correlación con el momento histórico al que pertenecen; este análisis es la primera etapa de todo el tratamiento de datos, para evitar así procesarlos de manera errónea. Al final del análisis exploratorio se define la hipótesis que deberá ser demostrada con un análisis inferencial.

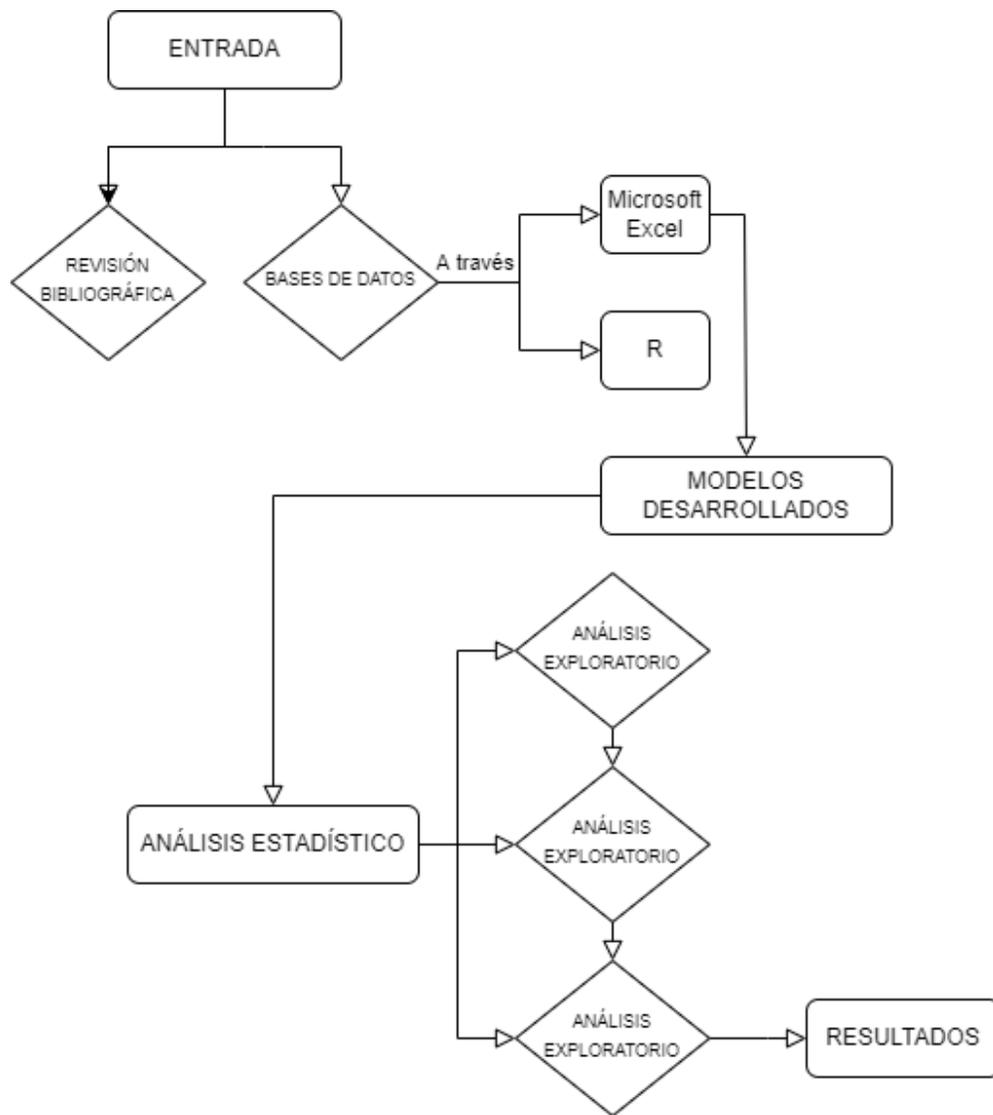


Figura 3.1: Diagrama de bloques para la metodología de trabajo. *Gráfico: Propio.*

Mediante el análisis inferencial se busca demostrar la hipótesis planteada anteriormente suministrando conclusiones con una cierta probabilidad o nivel de confianza; de esta manera es posible pasar al análisis predictivo, que está fundamentado en la identificación de relaciones entre variables en eventos pasados, para a partir de estas relaciones predecir posibles resultados en futuras situaciones; en este caso de estudio se evidencia a partir de las relaciones existentes entre los diferentes tipos de generación eléctrica (hidráulica, térmica gas, térmica carbón, eólica y solar), con costos indicativos de inversión y operativos según sea su fuente primaria de generación, así como el costo de combustible si llegase a aplicar.

Capítulo 4

Análisis de resultados

A partir de los datos de generación en [kWh] y el precio de bolsa llevado a valor presente de diciembre de 2020, se realizó el tratamiento de datos para algunas máquinas representativas según sea su fuente de generación desde el año 2000 hasta el 2019; para fuente hidráulica se tomaron como referentes las máquinas de Guavio, San Carlos, Betania, Chivor, Miel I y Urrá, para las térmicas de carbón se tomaron las centrales Tasajero 1, Paipa 4, Zipa 4 y Zipa 5 y finalmente para las de generación térmica de gas se analizaron los datos de Tebsab, Flores 1, TermoValle y TermoCentro.

Con estos datos se buscaba la manera de relacionar ambas variables (generación y precio de bolsa), de manera que se pudieran obtener los ingresos correspondientes para cada central de generación eléctrica de la siguiente manera,

$$I_t = G_t * PB_t \quad (1)$$

donde I_t es la variable dependiente y se refiere a los ingresos en un tiempo determinado y G_t y PB_t variables independientes, siendo la generación y el precio de bolsa en un tiempo determinado respectivamente.

Luego estos valores fueron tratados mediante la ecuación de valor futuro (2), que representa el valor alcanzado por ese ingreso al final del periodo de tiempo analizado (2000 al 2019)

$$V_f = V_A * (1 + i)^n \quad (2)$$

donde V_f es el valor futuro, V_A es el valor presente, i es el interés manejado y n es el periodo tratado. Para efectos de los cálculos se tomó $i = 12\%$ y n depende del año que se calculaba.

Obtenidos los resultados anteriores se procedió a calcular el costo de inversión, asumiendo que los ingresos representan un 5% de los costos de la inversión inicial,

$$I_t = 5\% * CI_t \quad (3)$$

donde al ser despejada la variable de interés se obtiene,

$$CI_t = \frac{I_t}{5\% + 1} \quad (4)$$

de esta manera para obtener el costo de inversión por [MW] se tomó el costo de inversión calculado en la ec. (4) entre la capacidad instalada de cada máquina (diríjase al Capítulo 2).

Sin embargo, luego de realizar todo el tratamiento de datos para estas centrales de generación representativas, se analizó que los valores no eran característicos y carecían de sentido debido a los altos valores que daban los ingresos para las centrales hídricas de 179.361.318 MUSD, para las centrales térmicas de carbón de 26.595.982 MUSD y para las centrales térmicas de gas de 77.790.480 MUSD, con los cuales el cálculo de costos estaría erróneo.

De esta manera se optó por tomar los valores de costos manejados internacionalmente. Para las centrales térmicas de carbón, el valor de construcción está entre 1000 y 1500 USD/KWe con una tasa de descuento de 5% para generadoras entre 25 y 50 USD/MWh con costo de inversión de más de 1/3 del total, costos O&M del 20% y de combustible 45%; mientras que para generadoras entre 35 y 60 USD/MWh presentan tasa de descuento del 10% con un costo de inversión del 50%, costo O&M del 15% y del combustible del 35%.

Para las centrales térmicas de gas, el valor de construcción está entre 400 y 800 USD/KWe con tasa de descuento de 5% para generadoras entre 37 y 60 USD/MWh, con costo de inversión

del 15%, costos O&M del 10% y de combustible entre 80% y 90%; mientras que para generadoras entre 40 y 63 USD/MWh presentan tasa de descuento del 10% con un costo de inversión del 20%, costo O&M del 7% y del combustible del 73%.

Para las generadoras eólicas, el valor de construcción está entre 1000 y 2000 USD/kWe, para plantas terrestres con disponibilidad/capacidad entre 17% y 38%, presentan tasa de descuento del 5% con generación entre 35 y 95 USD/MWh y costo O&M entre 13% y 40%; mientras que para plantas marinas con disponibilidad/capacidad entre 40% y 45%, presentan una tasa de descuento del 10% con generación entre 45 y 140 USD/MWh.

Para las fuentes solares de generación se tienen valores internacionales de disponibilidad/capacidad entre 9% y 24% con tasas de descuento de 5% y 10% y generación de 150 USD/MWh y 200 USD/MWh respectivamente.

Para las centrales hidroeléctricas se encuentran referentes internacionales para micro-hydro, con tasas de descuento del 5% y 10%, para generaciones entre 40 y 80 USD/MWh y entre 65 y 100 USD/MWh respectivamente.

Tabla 4.1: Costos centrales térmicas de carbón. Fuente de datos: Irena

| CONSTRUCCIÓN [USD/kWe] | TASA DE DESCUENTO | GENERACIÓN [USD/MWh] | INVERSIÓN | O&M | COMBUSTIBLE |
|------------------------|-------------------|----------------------|----------------------|-----|-------------|
| 1000-1500 | 5% | 25-50 | Más de 1/3 del total | 20% | 45% |
| | 10% | 35-60 | 50% | 15% | 35% |

Tabla 4.2: Costos centrales térmicas de gas. Fuente de datos: Irena

| CONSTRUCCIÓN [USD/kWe] | TASA DE DESCUENTO | GENERACIÓN [USD/MWh] | INVERSIÓN | O&M | COMBUSTIBLE |
|------------------------|-------------------|----------------------|-----------|-----|-------------|
| 400-800 | 5% | 37-60 | 0.15 | 10% | 80%-90% |
| | 10% | 40-63 | 20% | 7% | 73% |

Tabla 4.3: Costos centrales eólicas. Fuente de datos: Irena

| CONSTRUCCIÓN [USD/kWe] | DISPONIBILIDAD/CAPACIDAD | | TASA DE DESCUENTO | GENERACIÓN [USD/MWh] | O&M |
|------------------------|--------------------------|--------|-------------------|----------------------|--------|
| 1000-2000 | Plantas terrestres | 17-38% | 5% | 35-95 | 13-40% |
| | Plantas marinas | 40-45% | 10% | 45-140 | |

Tabla 4.4: Costos centrales solares. Fuente de datos: Irena

| DISPONIBILIDAD/CAPACIDAD | TASA DE DESCUENTO | GENERACIÓN [USD/MWh] |
|--------------------------|-------------------|----------------------|
| 9-24% | 5% | 150 |
| | 10% | 2 |

Tabla 4.5: Costos micro-hidroeléctricas. Fuente de datos: Irena

| TASA DE DESCUENTO | GENERACIÓN [USD/MWh] |
|-------------------|----------------------|
| 5% | 40-80 |
| 10% | 65-100 |

Los precios en la generación eléctrica están relacionados con factores climáticos, para observar esta relación, se tomaron los datos de XM de la evolución histórica del precio de bolsa y a partir de cálculos matemáticos fueron traídos estos precios a valores de diciembre del 2020 como se puede ver en la Fig. 4.1 la cual presenta dos picos entre los años 1.997-1.998 y 2.015-2.016, es decir aumentos considerables en los precios de bolsa y estos incrementos coinciden con los dos grandes eventos del Fenómeno de El Niño que se han tenido históricamente.

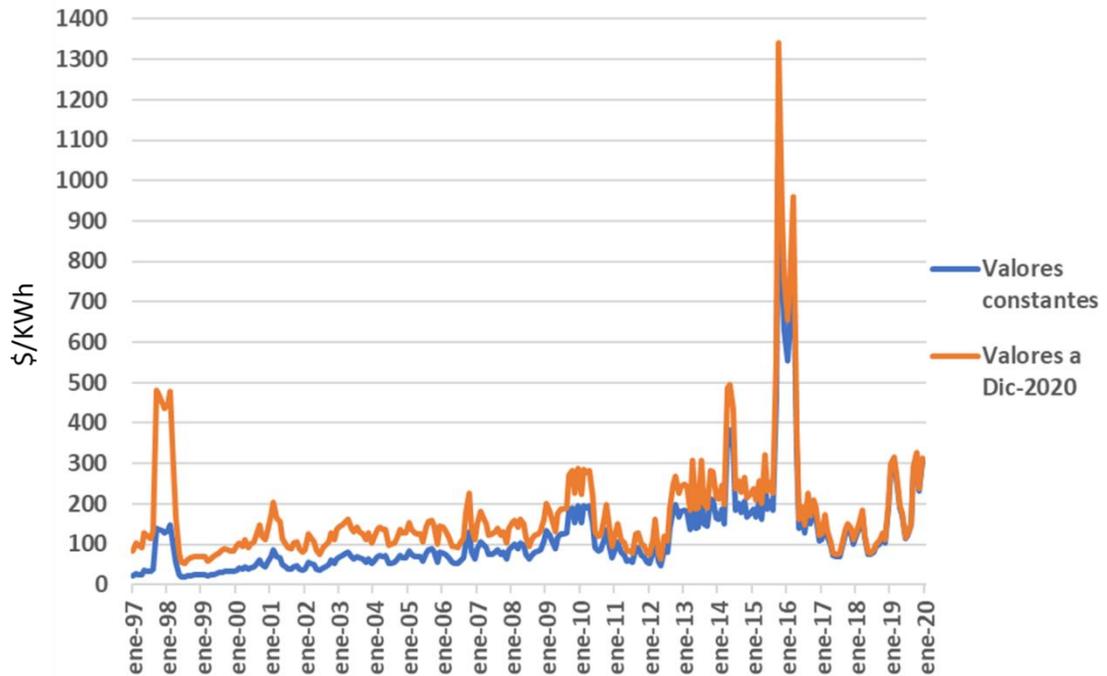


Figura 4.1: Evolución histórica del precio de bolsa. Fuente: XM, Gráfico: Propio.

Es muy importante entender que el precio de oferta en las centrales hidroeléctricas está relacionado a la disponibilidad de agua, debido a que cuando ocurren por ejemplo periodos del fenómeno de El Niño, el recurso hídrico escasea, lo que hace que los generadores hidráulicos aumenten sus precios de oferta para que no tengan que generar y por ende las plantas térmicas, que poseen unos precios de producción más altos salgan despachadas, haciendo que el precio de bolsa aumente.

Esto lo podemos ver claramente en la Fig. 4.2, pues cuando los aportes energéticos de Chivor son bajos, el precio de oferta aumenta y cuando están altos, el precio de oferta disminuye.

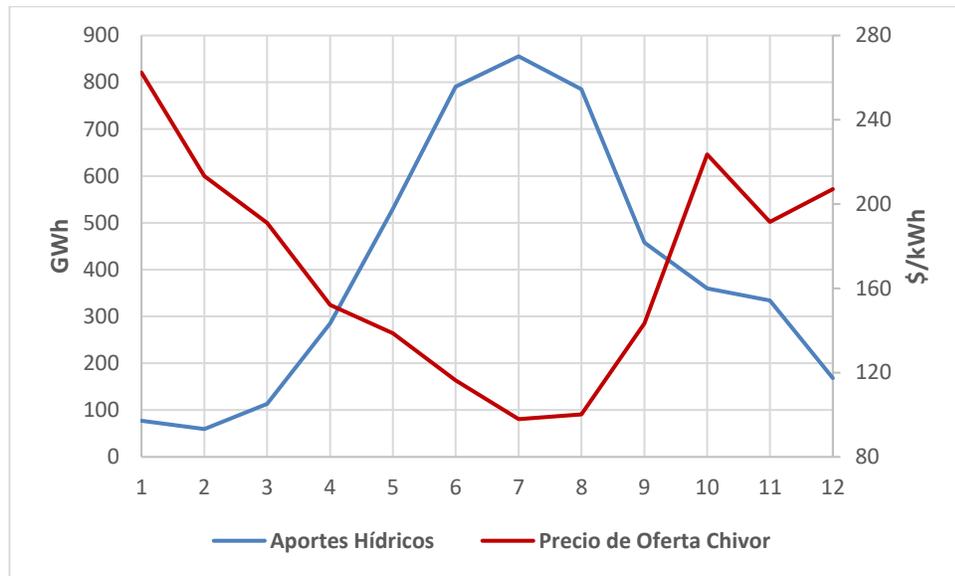


Figura 4.2: Precio de oferta y aportes hídricos - Chivor. Fuente: XM. Gráfico: Propio

Continuando con la relación del precio de oferta con la generación, pero ahora para todos los tipos de máquinas, se realizó primero una agrupación por conjuntos de máquinas a las hidroeléctricas como se muestra en la Tabla 4.6, teniendo en cuenta los caudales y a dónde turbinada cada máquina Fig 4.3 (para ver completo, diríjase a anexos) así mismo por la ubicación geográfica en regiones.

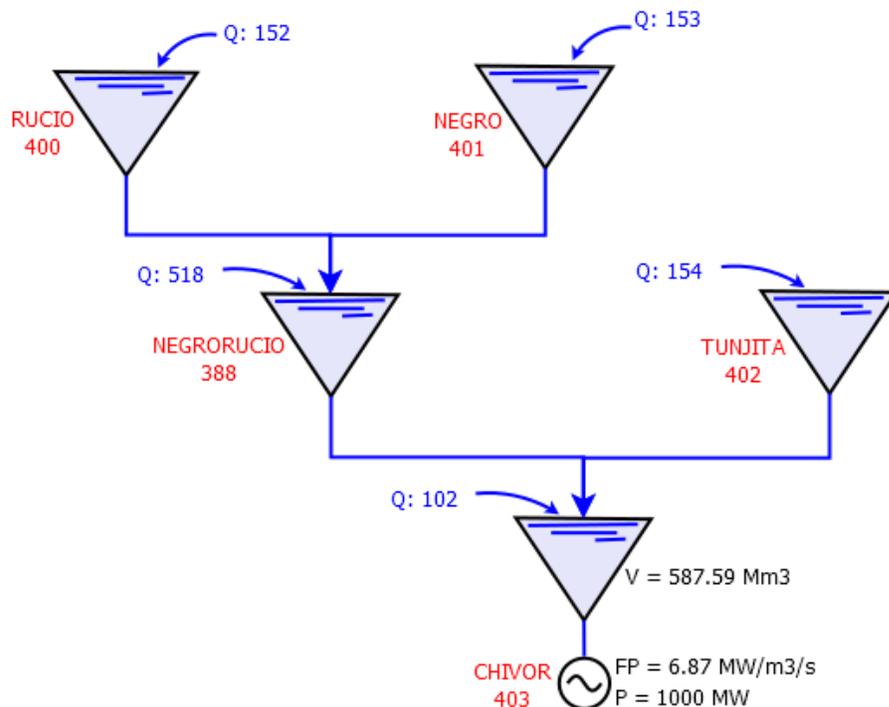


Figura 4.3: Cadena hidroeléctrica Chivor. Fuente: XM. Gráfico: Propio.

Tabla 4.6: Agrupación conjuntos de máquinas.

| Conjunto | Embalses y centrales asociadas | Región |
|----------|--|----------|
| A | Altoanchicayá Bajoanchicayá | SurOeste |
| B | Rucio Negro Negrorucio Tunjita Chivor | Centro |
| C | El Quimbo Betania | Sur |
| D | Sisga Tominé RB Achury Neusa RB Achu-Espi Chuza Desv Rblanco Tunel Chuza Comp. Espino S Acuedu - Bog RB Espi - Alic Muña Paraiso La Guaca | Centro |
| E | Nechi Pajarito Dolores Miraflores Tenche Troneras Guadalupe 3 Guadalupe 4 La Tasajera | NorOeste |
| | | Centro |
| | | NorOeste |
| | | NorOeste |

| Conjunto | Embalses y centrales asociadas | Región |
|----------|--|----------|
| E | Niquia Riogrande 1 C Lleras R Porce II Porce III | NorOeste |
| | | NorOeste |
| | | NorOeste |
| F | Guatapé Jaguas Playas Calderas San Carlos | NorOeste |
| | | NorOeste |
| G | Salvajina Pescadero | SurOeste |
| | | NorOeste |
| H | Chinchiná Campo Alegre Insula Esmeralda De San Fran San Francisco | Centro |
| | | Centro |
| | | NorOeste |
| | | Centro |
| | | Centro |
| I | Guarino Manso Miel I | NorOeste |
| | | NorOeste |
| | | Centro |
| J | Ds San Carlos Cucuana | Centro |
| | | Centro |
| K | Calima | SurOeste |
| L | Guavio | Centro |
| M | Prado | Centro |
| N | Urrá | NorOeste |
| O | Amoya | Centro |
| P | Sogamoso | NorEste |
| Q | San Miguel | NorOeste |
| R | Ambeima | Centro |
| S | Escuela Minas | NorOeste |

Luego de realizar la clasificación, se tomaron los datos de oferta de cada una de las máquinas trayéndolos a valores constantes de diciembre de 2019, así mismo se tomaron los valores de generación de cada máquina desde el año 2000 a 2019.

Al tener los valores de oferta por cada máquina mensuales, se procedió a hacer una estimación con el promedio ponderado de cada máquina, para compararla con el promedio ponderado del precio de oferta, obteniendo los valores mostrados en la tabla 4.6.

Tabla 4.6: Agrupación conjuntos de máquinas. Fuente: XM. Cálculos: Propios

| CENTRAL | PRECIO DE OFERTA [\$/kWh] | GENERACIÓN ACUMULADA [MW] | GENERACIÓN POR MÁQUINA [MW] |
|----------------------|---------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| TERMOPIEDRAS | 0.0 | 1.1 | 1.1 |
| CELSIA SOLAR BOLIVAR | 0.0 | 2.7 | 1.6 |
| CELSIA SOLAR YUMBO | 0.0 | 4.1 | 1.4 |
| JEPIRACHI | 0.0 | 10.1 | 6.0 |
| EL PASO | 0.0 | 22.0 | 12.0 |
| CIMARRON | 84.7 | 37.0 | 15.0 |
| YOPAL2 | 99.5 | 61.5 | 24.4 |
| ALBAN | 131.7 | 252.9 | 191.4 |
| SAN CARLOS | 143.2 | 1506.1 | 1253.2 |
| PORCE III | 146.9 | 2041.0 | 534.9 |
| GUAVIO | 152.9 | 2668.8 | 627.8 |
| GUATRON | 162.7 | 2962.6 | 293.8 |
| CHIVOR | 169.8 | 3425.7 | 463.1 |
| PAIPA4 | 188.9 | 3436.0 | 10.2 |
| CASALCO | 197.5 | 3486.6 | 50.7 |
| GECELCA32 | 201.2 | 3595.1 | 108.5 |
| TASAJERO1 | 210.3 | 3609.3 | 14.2 |
| SOGAMOSO | 243.2 | 4071.2 | 461.9 |
| BETANIA | 250.2 | 4352.6 | 281.4 |
| URRÁ | 250.5 | 4500.9 | 148.3 |
| GECELCA3 | 254.5 | 4568.6 | 67.7 |
| PAIPA3 | 254.6 | 4669.4 | 100.8 |
| PAIPA1 | 264.3 | 4707.2 | 37.8 |
| PAIPA2 | 285.0 | 4744.6 | 37.5 |
| TEBSAB | 291.5 | 5227.5 | 482.9 |
| ZIPA4 | 300.9 | 5251.1 | 23.6 |
| ZIPA3 | 311.6 | 5281.1 | 30.1 |
| ZIPA2 | 317.0 | 5298.7 | 17.6 |
| ZIPA5 | 322.0 | 5322.3 | 23.6 |
| FLORES4 | 333.9 | 5489.2 | 166.8 |
| PRADO | 388.8 | 5509.7 | 20.5 |

| | | | |
|---------------|--------|--------|-------|
| GUAJIRA2 | 398.8 | 5570.5 | 60.8 |
| FLORES1 | 430.3 | 5637.9 | 67.4 |
| GUAJIRA1 | 435.4 | 5694.2 | 56.3 |
| PROELÉCTRICA2 | 463.5 | 5708.8 | 14.7 |
| TERMOVALLE | 475.4 | 5742.8 | 34.0 |
| PROELÉCTRICA1 | 482.6 | 5758.0 | 15.1 |
| BARRANCA2 | 510.2 | 5761.1 | 3.1 |
| BARRANCA4 | 511.0 | 5763.2 | 2.1 |
| BARRANCA5 | 531.3 | 5766.3 | 3.0 |
| BARRANCA1 | 540.2 | 5768.4 | 2.2 |
| MERILÉCTRICA | 588.6 | 5785.0 | 16.5 |
| SALVAJINA | 604.8 | 5902.4 | 117.4 |
| TERMO SIERRA | 608.7 | 5969.5 | 67.1 |
| BARRANCA3 | 621.3 | 5972.1 | 2.6 |
| FLORES3 | 646.1 | 6018.6 | 46.6 |
| TERMOCENTRO | 662.9 | 6094.5 | 75.9 |
| BARRANQUILLA4 | 701.8 | 6103.5 | 9.0 |
| FLORES2 | 721.6 | 6132.4 | 28.8 |
| BARRANQUILLA3 | 729.0 | 6141.6 | 9.3 |
| TERMOEMCALI | 754.2 | 6159.4 | 17.7 |
| PALENQUE3 | 775.8 | 6159.9 | 0.6 |
| CARTAGENA2 | 834.0 | 6169.2 | 9.2 |
| CALIMA | 836.6 | 6191.1 | 22.0 |
| CARTAGENA3 | 904.2 | 6197.6 | 6.5 |
| CARTAGENA1 | 936.1 | 6204.1 | 6.4 |
| CANDELARIA1 | 1145.1 | 6220.5 | 16.5 |
| CANDELARIA2 | 1150.0 | 6234.9 | 14.4 |

De esta manera fue posible realizar el gráfico mostrado en la Fig. 4.4 que ubica las máquinas según el precio de oferta histórico que han presentado, como se puede ver en la tabla anterior, las centrales que hacen parte de fuentes eólica y solar, tienen precios de oferta nulos, ya que es muy poca la información que se tiene al alcance sobre estas, por lo nuevas que son y su hasta ahora reciente implementación. También se puede ver que las centrales térmicas son las que presentan mayores precios de oferta, debido a que estas presentan mayores costos de producción como se mencionaba anteriormente a inicios del capítulo 4, así mismo se evidencia que las hidroeléctricas presentan precios de oferta menores y mayor valor de generación [MW] por máquina.

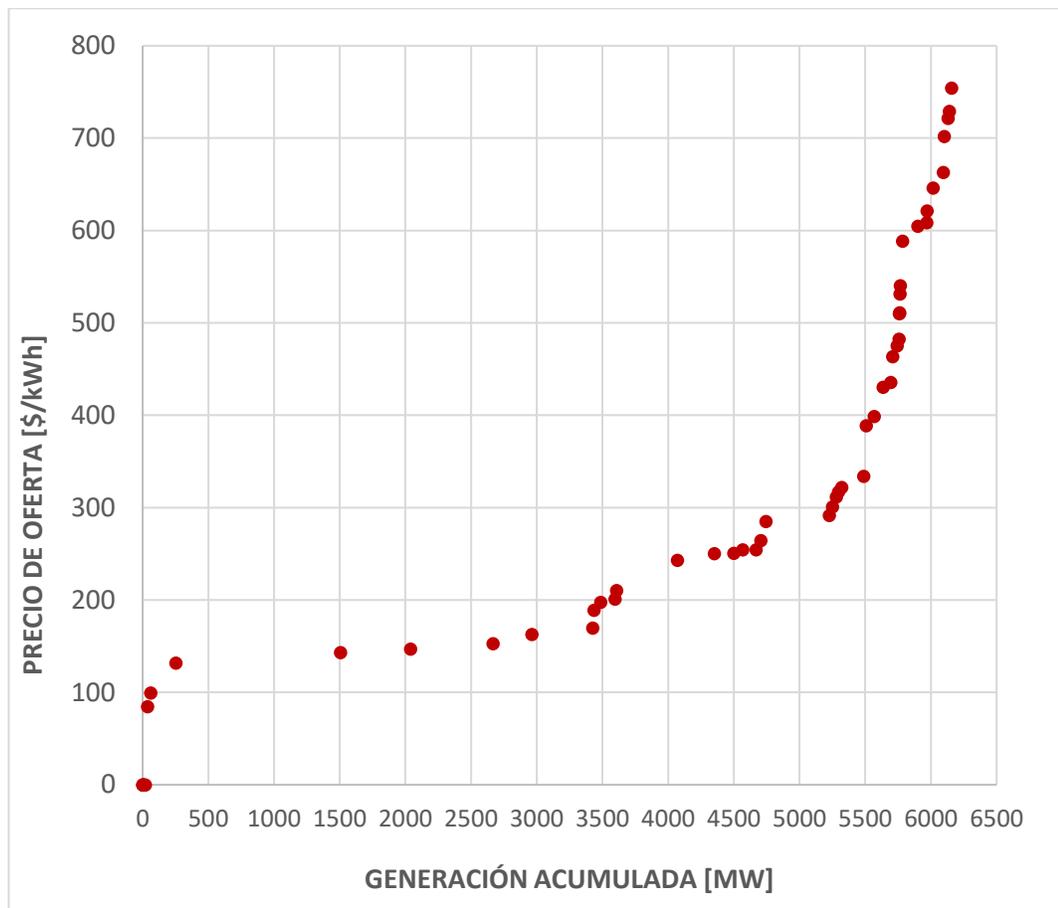


Figura 4.4: Precio de oferta en función de la generación acumulada. Fuente: XM.
Gráfico: Propio.

Conclusiones

- Se logró caracterizar históricamente los aportes energéticos del sistema eléctrico colombiano, mediante el manejo adecuado de los datos, analizando los resultados de manera que respondieran a lo que se requería.
- Aunque la manera en la que se buscó primero encontrar el valor de los ingresos y costos indicativos de cada máquina no resultó ya que los resultados carecían de sentido, se lograron establecer los costos indicativos de inversión y operativos según la fuente primaria de generación, así como el costo de combustibles teniendo como referente valores internacionales.
- Es importante aclarar que la alternativa de usar datos internacionales no es la más exacta, ya que nuestra matriz energética está basada en hidroeléctricas y los costos de estas varían por nuestra geografía y facilidad del recurso principal que necesitan. En cuanto al alcance de las energías como la solar y la eólica aún es mínimo en comparación al exterior. Por lo tanto, es una aproximación, sin embargo, para poder mejorar estos valores se necesitan reunir más datos históricos que puedan tratarse y analizarse.
- En conclusión, para poder establecer una matriz óptima de generación de energía eléctrica en Colombia que involucre a energías de fuentes como solar y eólica, se requiere de más información (datos históricos), que permitan tratar y analizar los resultados de estos; pues con los datos que actualmente se tienen aún no pueden ser comparables.
- Colombia en los últimos años ha aumentado su capacidad instalada en fuentes de generación como la solar, lo que hace que se empiece a tener una matriz de generación que no dependa estrictamente del recurso hidráulico lo que la vuelve más confiable y segura, pues la hace menos vulnerable al riesgo de abastecimiento energético en caso de variaciones hidrológicas.

Referencias

- [1] Arango Arango, M. A., & Arroyave O., S. (2016). Análisis de combustibles fósiles en el mercado de generación de energía eléctrica en Colombia: Un contraste entre modelos de volatilidad. Métodos Cuantitativos para la Economía y la Empresa.
- [2] Cai, W., & al., e. (2020). Climate impacts of the El Niño-Southern Oscillation on South America. NATURE REVIEWS | EARTH & ENVIRONMENT.
- [3] Clavijo, S. (2018, Octubre 1). LA REPÚBLICA. Retrieved from <https://www.larepublica.co/analisis/sergio-clavijo-500041/desafios-del-mercado-energetico-de-colombia-2776774>
- [4] Corredor, G. (2018). Colombia y la transición energética. CienciaPolítica.
- [5] Espinoza, J. C. (2020). Hydroclimate of the Andes Part I: Main Climatic Features. frontiers in Earth Science.
- [6] GEOGRAPHIC, N. (n.d.). NATIONAL GEOGRAPHIC. Retrieved from <https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/el-nino/>
- [7] Gujarati, D. N., & Porter, D. C. (2010). Econometría.
- [8] IDEAM. (2007). Modelo institucional del IDEAM sobre el efecto climático de los fenómenos El Niño y La Niña en Colombia. Bogotá D.C.
- [9] IDEAM. (n.d.). Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales. Retrieved from <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasClimatologico.html>
- [10] IRENA. (n.d.). Power Generation Costs. Retrieved from irena: <https://www.irena.org/costs/Power-Generation-Costs>
- [11] Meerhoff, E. (2008). Análisis de los impactos causados por el fenómeno meteorológico El Niño 1997-1998 a escala regional y por países.
- [12] NOAA. (n.d.). NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION. Retrieved from https://www.pmel.noaa.gov/el_nino/what-is-el-nino
- [13] Organization, W. M. (n.d.). El Niño/La Niña Southern Oscillation (ENSO). Retrieved from <https://public.wmo.int/en/our-mandate/climate/el-ni%C3%B1o-la-ni%C3%B1a-update>
- [14] Parra, A. M. (2013). Estudio de generación eléctrica bajo escenario de cambio climático. UPME.
- [15] Poveda, G. (2004). LA HIDROCLIMATOLOGÍA DE COLOMBIA: UNA SÍNTESIS DESDE LA ESCALA INTER-DECADAL HASTA LA ESCALA DIURNA. CIENCIAS DE LA TIERRA.
- [16] (n.d.). Projected Cost of Generating Electricity.

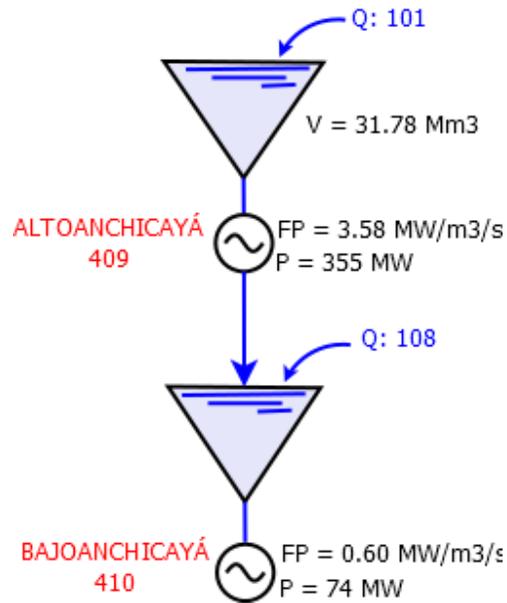
Anexos

I. Conjuntos de embalses y centrales hidroeléctricas:

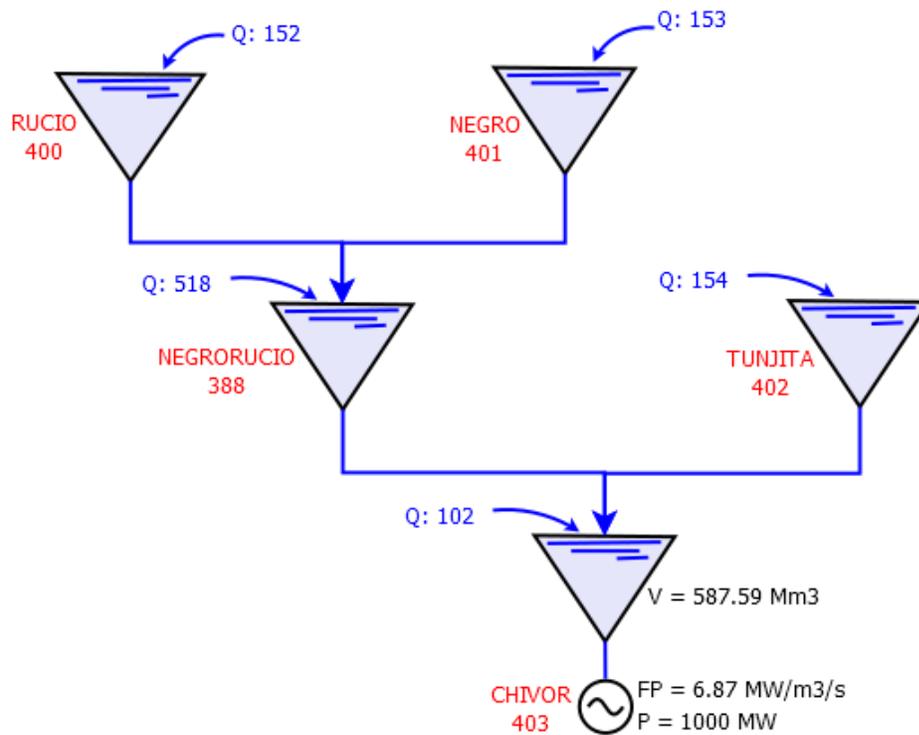
| Conjunto | Embalses y centrales asociadas | Región |
|----------|--|--------------------------------|
| <u>A</u> | Altoanchicayá Bajoanchicayá | SurOeste |
| <u>B</u> | Rucio Negro Negrorucio Tunjita Chivor | Centro |
| <u>C</u> | El Quimbo Betania | Sur |
| <u>D</u> | Sisga Tominé RB Achury Neusa RB Achu-Espi Chuza Desv Rblanco Tunel Chuza Comp. Espino S Acuedu - Bog RB Espi - Alic Muña Paraiso La Guaca | Centro |
| <u>E</u> | Nechi Pajarito Dolores Miraflores Tenche Troneras Guadalupe 3 Guadalupe 4 La Tasajera | NorOeste Centro NorOeste |

| Conjunto | Embalses y centrales asociadas | Región |
|----------|---|--|
| <u>E</u> | Niquia Riogrande 1 C Lleras R Porce II Porce III | NorOeste |
| <u>F</u> | Guatapé Jaguas Playas Calderas San Carlos | NorOeste |
| <u>G</u> | Salvajina Pescadero | SurOeste NorOeste |
| <u>H</u> | Chinchiná Campo Alegre Insula Esmeralda De San Fran San Francisco | Centro Centro NorOeste Centro Centro Centro |
| <u>I</u> | Guarino Manso Miel I | NorOeste NorOeste Centro |
| <u>J</u> | Ds San Carlos Cucuana | Centro Centro |
| <u>K</u> | Calima | SurOeste |
| <u>L</u> | Guavio | Centro |
| <u>M</u> | Prado | Centro |
| <u>N</u> | Urrá | NorOeste |
| <u>O</u> | Amoya | Centro |
| <u>P</u> | Sogamoso | NorEste |
| <u>Q</u> | San Miguel | NorOeste |
| <u>R</u> | Ambeima | Centro |
| <u>S</u> | Escuela Minas | NorOeste |

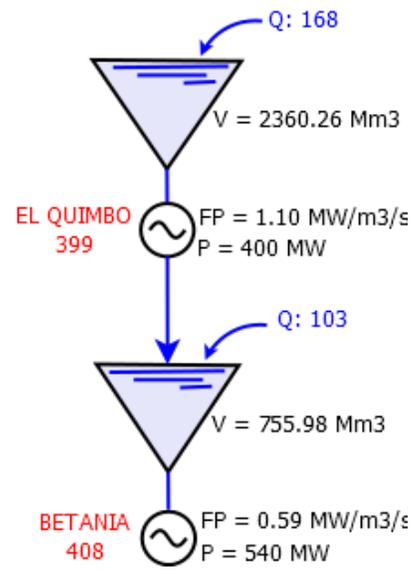
- **Conjunto de máquina A:**



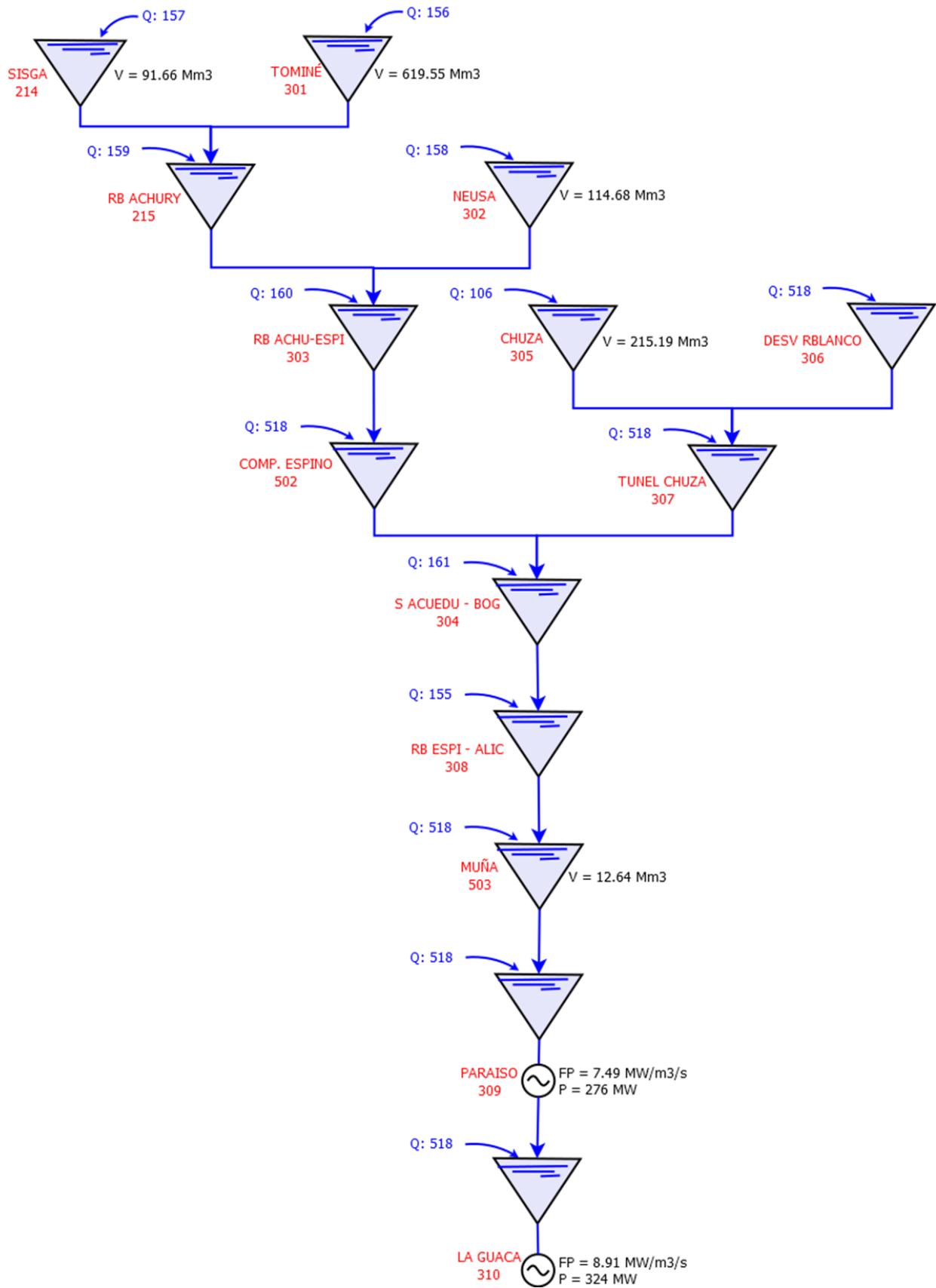
- **Conjunto de máquina B:**



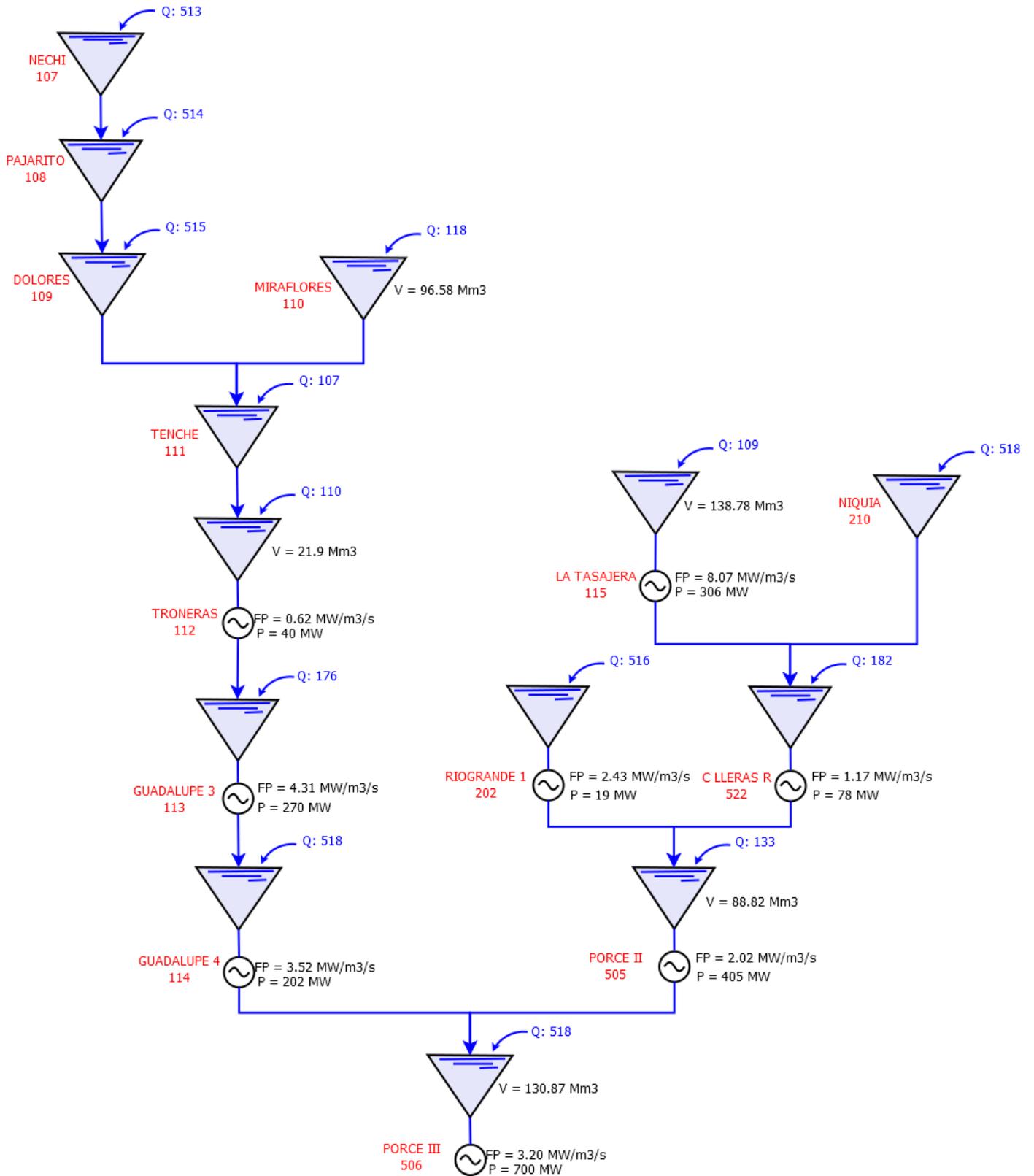
- Conjunto de máquina C:



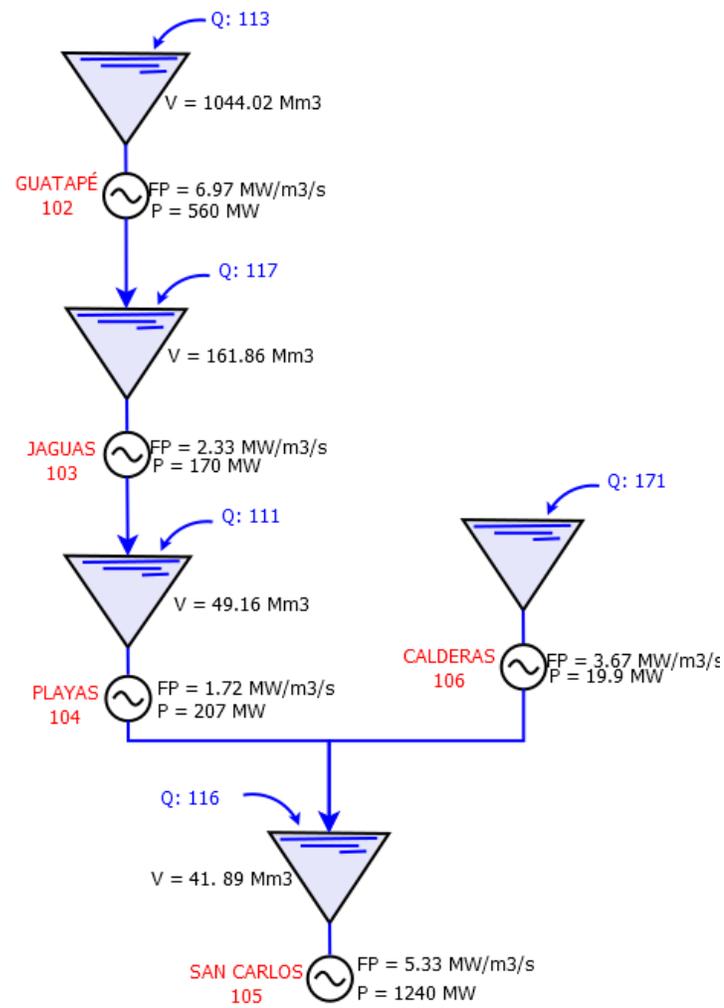
- Conjunto de máquina D:



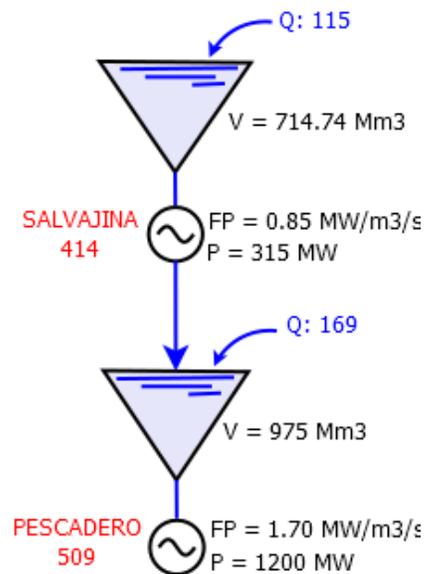
- Conjunto de máquina E:



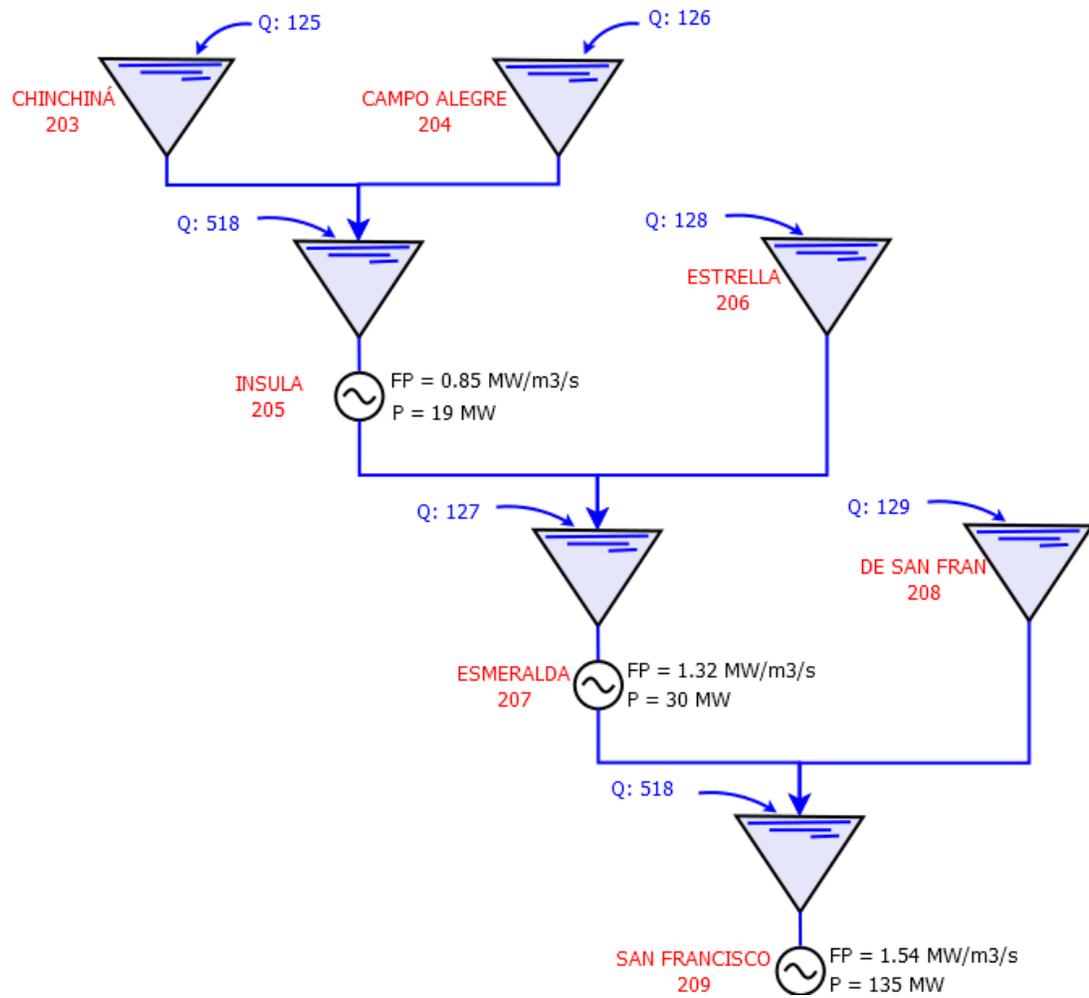
- **Conjunto de máquina F:**



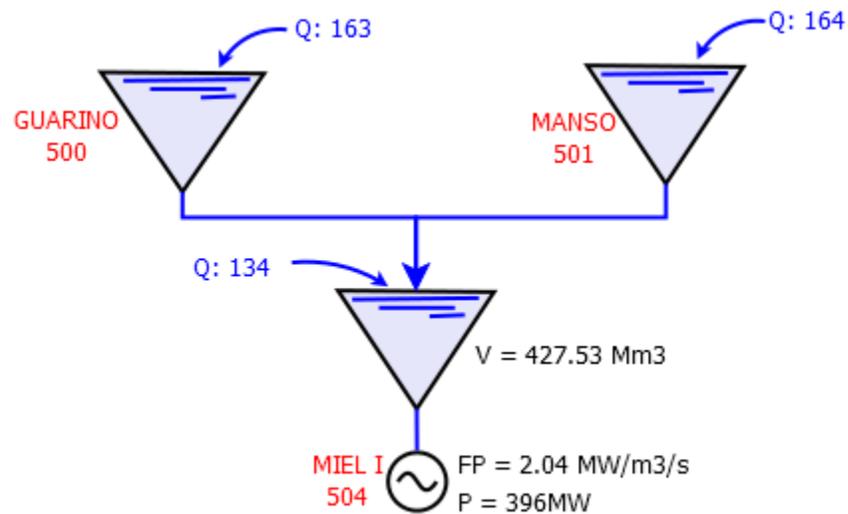
- **Conjunto de máquina G:**



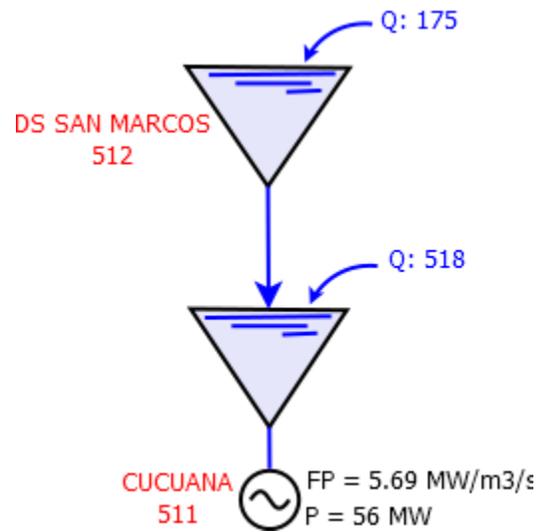
- Conjunto de máquina H:



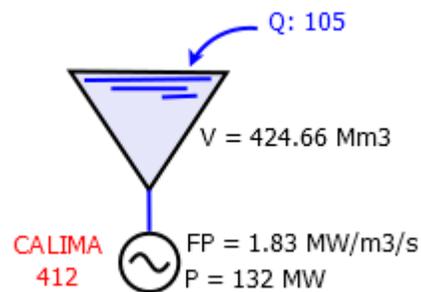
- Conjunto de máquina I:



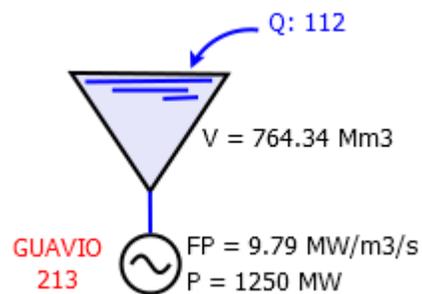
- Conjunto de máquina J:



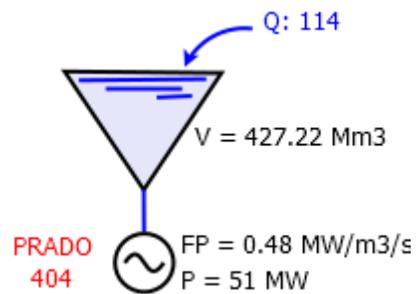
- Conjunto de máquina K:



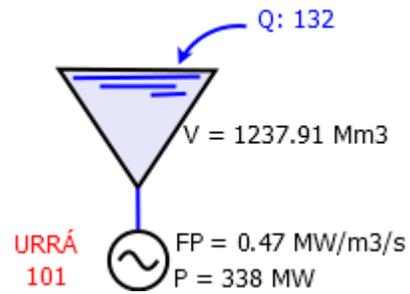
- Conjunto de máquina L:



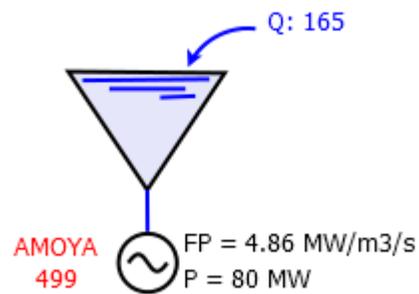
- Conjunto de máquina M:



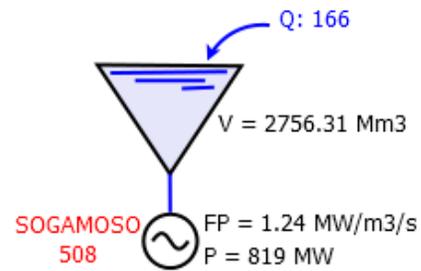
- Conjunto de máquina N:



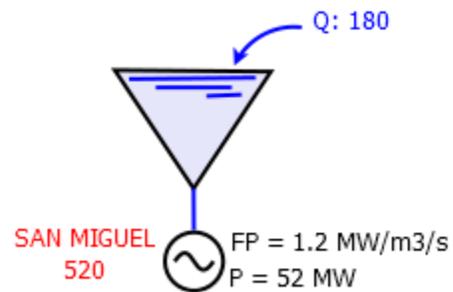
- Conjunto de máquina O:



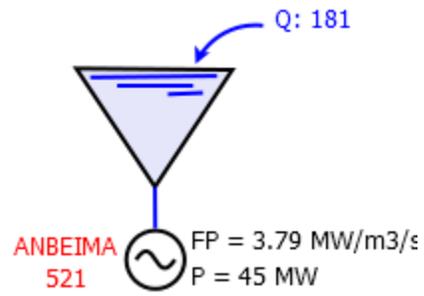
- Conjunto de máquina P:



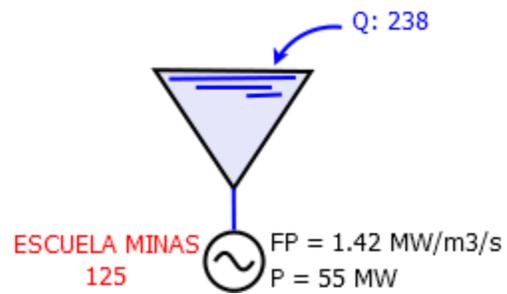
- Conjunto de máquina Q:



- Conjunto de máquina R:



- Conjunto de máquina S:



II. Capacidad instalada en Colombia por regiones:

Capacidad instalada Costa Atlántica:

- Gas Natural = 2400 MW
- Gas Natural/Carbón = 296 MW
- Eólico = 18MW

Capacidad instalada Noroeste:

- Hidráulica = 5585 MW
- Carbón = 414 MW
- Solar = 8.8 MW

Capacidad instalada Nordeste:

- Gas Natural = 1094 MW
- Hidráulica = 840 MW
- Carbón = 151 MW
- Solar = 86.2 MW

Capacidad instalada Suroeste:

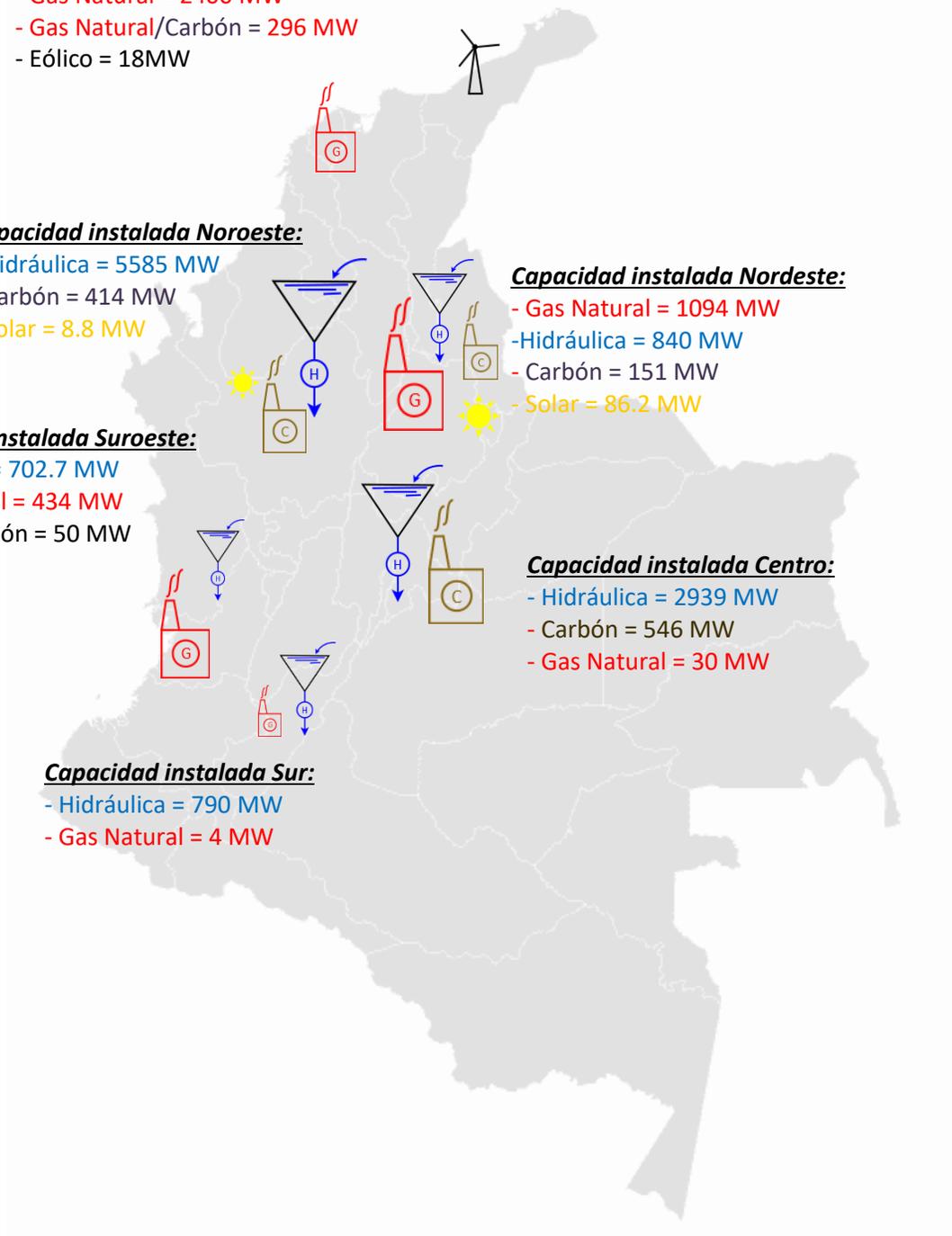
- Hidráulica = 702.7 MW
- Gas Natural = 434 MW
- Cogeneración = 50 MW

Capacidad instalada Centro:

- Hidráulica = 2939 MW
- Carbón = 546 MW
- Gas Natural = 30 MW

Capacidad instalada Sur:

- Hidráulica = 790 MW
- Gas Natural = 4 MW



III. Caracterización del ONI

