

Anexos – Acuerdo 695

ANEXO 1

Procedimiento de Realización del Análisis Energético y de Potencia (AE)

1 OBJETO

Presentar el procedimiento para la realización del Análisis Energético y de Potencia (AE) y la periodicidad de actualización de los supuestos empleados, que será la base para el cálculo y evaluación del Índice AE y la generación térmica total con miras a mantener la confiabilidad del SIN.

2 ALCANCE

a) Procedimiento para la realización del AE.

El procedimiento del cálculo del AE y la periodicidad de actualización de los supuestos empleados para el mismo, se estipulan en el Anexo 2.

b) Metodología de la presentación de resultados.

- Análisis mensual: En condición normal del sistema, en las reuniones ordinarias del SPO se revisarán los supuestos establecidos y los resultados del AE mensual. Posteriormente el SPO presentará los resultados del mismo en las reuniones ordinarias del CO y del CNO con las observaciones y recomendaciones correspondientes.
- Análisis semanal: En condición de riesgo y vigilancia, el SPO presentará al CNO (el último día hábil de la semana), los resultados del AE mediante reuniones extraordinarias. Las observaciones y recomendaciones al AE serán consideradas en el AE de la semana siguiente.

En condiciones de riesgo, la generación térmica resultante del AE, será considerada en el despacho del domingo para la operación del lunes siguiente, de acuerdo con lo establecido en la reglamentación vigente.

c)Publicación de Bases de Datos e Informe de Resultados

El CNO pondrá a disposición, en condición normal del sistema, las bases de datos ejecutadas y los resultados del análisis energético, para lo cual publicará en su página Web dentro de los diez (10) primeros días de cada mes la siguiente información:

- Base de datos del modelo SDDP con la información de entrada utilizada para ejecutar la corrida de mediano plazo.
- Resultados de evolución obtenida de embalses.
- Generación térmica obtenida.
- Índices de confiabilidad.

En condición de riesgo o vigilancia, el CNO evaluará y publicará los resultados del análisis energético semanalmente en su página WEB, a más tardar el último día hábil de la semana donde se evalúe el AE.

ANEXO 2

CÁLCULO DEL ÍNDICE AE

La Resolución CREG 026 de 2014, define diferentes niveles de alerta para el seguimiento del sistema compuestos por tres índices: índice ED, índice PBP e índice AE. Los niveles de alerta y la definición de la condición del sistema los calculará y evaluará mensualmente el Centro Nacional de Despacho, CND. El cálculo del índice AE se realiza con base en el análisis energético elaborado por el CNO, tomando los resultados del Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC):

"Índice AE. Si en el análisis energético el Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC) es mayor que 0% para alguno de los meses de análisis, el nivel de alerta será rojo. Si el VEREC es igual a 0% en todos los meses de análisis, el nivel de alerta será verde."

La evaluación del VEREC corresponde a una de las salidas del modelo SDDP realizadas para diferentes escenarios simulados, para lo cual es necesario definir los supuestos de las corridas. De acuerdo con lo anterior, en la Tabla 1 se relacionan para cada uno de los tópicos del modelo, el supuesto a utilizar, el responsable y la periodicidad de su actualización.

Procedimiento ejecución para la fase de política y simulación de las corridas de AE.

La política y simulación operativa se ejecutará de manera determinística empleando los escenarios y supuestos definidos en la tabla 1.

Tabla 1. Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE

	Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE	Responsable actualización	Periodicidad
Escenarios hidrológicos	Escenarios hidrológicos propuestos por el Subcomité Hidrológico y de Plantas Hidráulicas con un horizonte semanal (104 Semanas – 2 años). En el Anexo 03 se indica cómo se calculan los escenarios. Escenarios hidrológicos propuestos por el CND. Dichos escenarios serán socializados mensualmente en las reuniones del SHPH. El SHPH entregará al CND mensualmente, o con la periodicidad que corresponda, los escenarios desagregados semanalmente. En caso de cambios semanales, los escenarios deben ser socializados mediante reuniones extraordinarias, según las condiciones del sistema. Cuando la condición del sistema cambie de condición normal a condición de Riesgo, para el cálculo de la generación térmica, en la primera semana se utilizará el valor medio de los 7 días inmediatamente anteriores a la fecha de la corrida que define la generación térmica. Cuando la condición del sistema permanezca en una condición de "Riesgo" o "vigilancia", como escenario hidrológico se utilizará el pronóstico hidrológico suministrado por el subcomité hidrológico para la siguiente semana (Lunes-Domingo). El pronóstico hidrológico debe ser entregado por parte de los agentes a más tardar los días miércoles de cada	Subcomité Hidrológico y de Plantas Hidráulicas	Mensual/semanal

	Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE	Responsable actualización	Periodicidad
	semana, con base en la mejor información disponible en el momento del reporte. En caso de no recibir información de pronóstico hidrológico para algún río en especial, para la serie faltante se asumirá el valor medio de los 7 días inmediatamente anteriores a la fecha de la corrida, que define la generación térmica, de acuerdo con la información operativa reportada por los agentes. Esta situación se considera un incumplimiento al acuerdo y será informada al CNO. Los caudales de las series menores se obtendrán a partir de los factores de serie menor definidos en los acuerdos vigentes.		
Horizonte	2 años con resolución semanal. Con período de análisis a 12 meses.	NA	NA
Condición inicial volumen de los embalses	El volumen útil diario de los embalses será el del día inmediatamente anterior a la corrida.	Según información reportada por los agentes.	Permanente
Condición terminal	Año adicional	NA	NA
Tipo de estudio	Coordinado (Colombia y sistema Ecuatoriano simplificado)	NA	NA
Demanda energía y exportaciones	Se utilizará la revisión más actualizada de los escenarios de demanda proyectados por UPME al momento de los análisis. El o los escenarios UPME a considerar serán definidos en las reuniones del SPO. El valor de las exportaciones será definido en las reuniones del SPO teniendo en cuenta el comportamiento de los últimos meses. Las exportaciones se representan	UPME y Subcomité de Planeamiento Operativo	Mensual

	Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE	Responsable actualización	Periodicidad
	mediante un sistema que contiene una barra interconectada con Colombia y a la cual se conecta un generador y una carga. El generador será de tipo térmico cuyos costos de operación serán equivalentes a la planta más costosa con combustible líquido del sistema Colombiano. La capacidad de la planta debe ser tal que cubra el máximo valor de exportación supuesto en el estudio. Por su parte la carga debe equivaler al valor de exportación supuesto.		
Parámetros de las plantas de generación	• Capacidad Efectiva Neta reportado en PARATEC al momento de los análisis. • Heat Rate - HR de las plantas térmicas de gas, el reportado por los agentes en PARATEC al momento de los análisis y afectado en 15% de acuerdo con la recomendación del SPT. • HR de las plantas térmicas con combustibles diferentes a gas el reportado por los agentes en PARATEC al momento de los análisis. • Curva de factor de conversión vs nivel de embalse reportados por los agentes y en PARATEC al momento de los análisis. • Mantenimientos de generación en estado solicitado, aprobados y en ejecución en el Sistema Nacional de Consignaciones para 12 meses (PAM). • Índices de disponibilidad: 1. Para las plantas térmicas en vez de ICP (Índice de Corto Plazo) utilizar el IHF (Índice de Indisponibilidad Histórica por salidas forzadas) reportado por las empresas para el Cargo por	Agentes generadores	Permanente

	Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE	Responsable actualización	Periodicidad
	Confiabilidad y el IH (Índice de Disponibilidad Histórica) con el procedimiento regulado. 2. Para las plantas hidráulicas el ICP e IH con el procedimiento regulado.		
Parámetros del sistema hidráulico Colombiano	Modelos de embalse reportados para el Cargo por Confiabilidad, ajustados con las demandas de acueducto y filtración que realicen los agentes con la mejor información disponible.	Agentes generadores	Permanente
Curva de administración de Riesgo (CAR)	Se utilizará CAR en la política y simulación operativa, de acuerdo con la metodología indicada en el Anexo 05. Los valores de la curva podrán ser revisados de manera estacional en la reunión del SPO de octubre para la estación diciembre-abril y en la reunión del SPO de marzo para la estación mayo-noviembre.	SPO	Estacional
Disponibilidad de combustible	Se utilizará la información de las cantidades contratadas de gas y líquidos reportadas por los agentes al CNO al momento de los análisis o información proveniente de entidades competentes del sector gas. Esta información debe estar actualizada con las cantidades contratadas, en el formato definido para tal fin en el Anexo 06, cantidades adicionales provenientes del mercado secundario se analizarán de acuerdo con la información de entidades competentes.	Agentes generadores.	Permanente

	Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE	Responsable actualización	Periodicidad
Costos de transporte y suministro de combustible	Se toma como base la información avalada por los agentes de los costos publicados por UPME. Los agentes generadores térmicos deberán informar si la información publicada por UPME es la adecuada para considerar en los AE. En caso de que no sea la mejor información deberá realimentar a la UPME para que realice los ajustes correspondientes. Para las cantidades contratadas bajo modalidad OCG se utilizará el CODE como precio de suministro. Los precios se indexan mensualmente con el fin de reflejar valores constantes lo más cercano al inicio de la simulación.	UPME	Con cada publicación UPME
Costos de racionamiento	Se utilizarán los costos publicados mensualmente por la UPME ponderando los escalones 1 -2 y 3-4 expresados en USD/MWh con TRM del último día del mes anterior. Y serán calculados de la siguiente manera: Segmento 1 (5%) = $(1.5 \cdot CR1 + 3.5 \cdot CR2) / 5\%$ [\$/KWh] Segmento 2 (95%) = $(5 \cdot CR3 + 90 \cdot CR4) / 95\%$ [\$/KWh]	UPME	Mensual
Otros costos variables	Se usará con base en la Res 034 de 2001 expresados en UD/MWh con TRM del último día del mes anterior. Se consideran como costos variables el Costo de Operación y Mantenimiento (COM), ley 99 y Costo Unitario de AGC (CUAGC)	NA	NA
Desbalance hídrico	Se considerarán los valores obtenidos de acuerdo con la metodología que estime el SHyPH.	Subcomité Hidrológico y de Plantas Hidráulicas	Permanente

	Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE	Responsable actualización	Periodicidad
Red de transmisión	Se considera la red de transmisión del STN. Los parámetros y topología de la red actualizados al momento de las simulaciones. Se considerarán aquellas indisponibilidades continuas de circuitos y transformadores que tengan duración superior a la resolución del análisis. Se consideran las restricciones del STN indicadas en el informe de Planeación operativa eléctrica de mediano plazo vigente que publica el CND trimestralmente.	Agentes transportadores	Permanente
Proyectos de expansión transmisión del STN	Proyectos establecidos en el plan de expansión de la UPME. La fecha de entrada en operación será informada por los agentes manteniendo la información actualizada. Los parámetros serán los empleados en la base de datos del modelo eléctrico que publica el CND trimestralmente- Esta información será informada a la UPME a través del CAPT.	Los agentes transportadores deberán actualizar la fecha de entrada de los proyectos a ser considerada para los AE.	Permanente
Proyectos de expansión de generación	Proyectos que han participado en subastas del CxC y los que tengan punto de conexión aprobado por parte de la UPME. La fecha de entrada en operación será informada por los agentes manteniendo la información actualizada.	Los agentes son responsables de actualizar la fecha de entrada de los proyectos a ser considerada para los AE.	Permanente
Parámetros de los proyectos de generación futuros	- Capacidad Efectiva Neta informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad y la indicada por la UPME en el concepto de conexión. - Heat Rate - HR de las plantas térmicas de gas, informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad al momento de los análisis y afectado en 15% de acuerdo con la recomendación del SPT.	Agentes generadores.	Permanente

	Supuestos Análisis Energético para hallar el índice AE	Responsable actualización	Periodicidad
	• HR de las plantas térmicas con combustibles diferentes a gas informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad al momento de los análisis. • El factor de conversión medio para las plantas hidráulicas informada por el agente para el Cargo por Confiabilidad al momento de los análisis. • Índices de disponibilidad: 1. Para las plantas térmicas según lo establecido en la regulación vigente para el Cargo por Confiabilidad y dependiendo de la tecnología y el tiempo de operación. 2. Para las plantas hidráulicas según lo establecido en la regulación vigente.		
Condición inicial de embalses futuros	Se considera la condición inicial al 100 % del embalse o la que el agente reporte como mejor información disponible.	Agentes generadores	Permanente
Menores y cogeneradores	Serán modeladas como térmicas determinísticas. Se toma el valor promedio en la estación de verano (diciembre-abril) del último evento climático seco, para obtener el factor de carga medio a emplearse en el periodo de verano de la simulación. En la estación de invierno se tomará el valor promedio del último periodo mayo-noviembre.	SPO	Mensual
Mínimos operativos	No se modelan mínimos operativos se utilizará el NEP para cada embalse.	NA	NA

NOTA: Toda la información requerida de los agentes para los Análisis Energéticos deberá ser informada al SPO y reposará en la página web del CNO.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ANEXO 3

Procedimiento para determinar la generación térmica

Cuando el sistema esté en condición "Riesgo" acorde con los índices establecidos en la resolución CREG 026 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya, se procederá a determinar la generación térmica según lo indicado en el literal a. del artículo 8 de dicha resolución.

La generación térmica será un conjunto de siete valores diarios, publicados los días viernes de cada semana y comprendiendo el horizonte de la semana s+1 compuesta por los días lunes a domingo de la semana siguiente:

El cálculo de la generación térmica se realizará de la siguiente manera:

1. Se identifica el caso con mayor déficit total acumulado del primer año del horizonte.
2. El escenario hidrológico será construido de la siguiente forma:
 - Para la primera semana corresponderá al valor medio de los caudales pronosticados para la siguiente semana. A partir de la segunda semana en el horizonte hidrológico se tomarán los valores del caso identificado en el punto 1.
3. Para la primera semana de simulación se considera el mejor pronóstico disponible para la demanda nacional al momento de la corrida (Pronóstico CND o pronóstico Oficial) y se elimina la cantidad de exportación que se esté considerando.
4. Con los mismos supuestos empleados en la determinación del indicador AE (Ver Tabla 1), se realiza política y simulación determinística para el escenario hidrológico descrito en el punto 2, tomando como condición inicial el volumen de los embalses actualizado para el día de la simulación (Viernes).
5. Si en los resultados obtenidos en el punto 3 persiste el déficit, se realizará un proceso iterativo de incremento gradual del costo de racionamiento hasta que este se elimine o se reduzca al valor mínimo posible.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

6. La generación térmica total obtenida para la primera semana será desagregada de manera diaria a prorrata de la demanda de energía diaria utilizando para ello el mejor pronóstico disponible. (Pronóstico CND o pronóstico Oficial).

En caso de situaciones en el sistema que afecten el cumplimiento de la generación térmica semanal, el CNO determinará el ajuste respectivo a este procedimiento de acuerdo con la reglamentación vigente.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

ANEXO 4

Para las corridas iniciales se utilizará la metodología descrita en el presente anexo, sin embargo, el SHyPH podrá realizar los ajustes que considere necesario.

La información de caudales utilizada para el cálculo de los períodos con similitud hidrológica antecedente (conocido también como el método de los análogos) se compone de los caudales medios mensuales para aquellas series declaradas por los agentes y oficializadas mediante acuerdos CNO que además al ser actualizadas regularmente por los agentes, bien sea cada día mediante el envío de la información operativa vía Neptuno-web (25 series) o a comienzos de cada mes (CHEC, 5 series) permitan disponer datos a fin del mes inmediatamente anterior al del cálculo de los períodos análogos hidrológicos.

No.	Nombre Serie	Registros*
1	Bogotá N.R.	1934 - 2014
2	Chuza	1967 - 2014
3	Guavio	1963 - 2014
4	Nare	1956 - 2014
5	Guadalupe	1938 - 2014
6	Concepción	1955 - 2014
7	Tenche	1955 - 2014
8	Guatapé	1959 - 2014
9	Grande	1942 - 2014
10	Porce2	1973 - 2014
11	Porce3	1973 - 2014
12	Salvajina	1947 - 2014
13	Calima	1946 - 2014
14	Alto Anchicayá	1976 - 2014
15	Digua	1976 - 2014
16	Prado	1955 - 2014
17	San Lorenzo	1956 - 2014
18	San Carlos	1965 - 2014
19	Miel	1963 - 2014
20	Guarinó	1980 - 2014
21	Manso	1966 - 2014
22	Amoyá	1974 - 2014
23	Batá+desv	1978 - 2014
24	Betania	1961 - 2014
25	Urrá	1960 - 2014
26	Chinchiná	1961 - 2014
27	San Francisco	1980 - 2014
28	Campoalegre	1980 - 2014
29	San Eugenio	1980 - 2014
30	Estrella	1973 - 2014

(*) Años completos

Tabla 1. Registros históricos de caudal mensual disponibles

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

En la tabla 1 se presentan todas las series utilizadas para la determinación de los períodos antecedentes análogos, junto con sus registros de información histórica. La anotación de "Años completos" se refiere a datos desde enero del primer año.

Como puede verse, el período común de registros históricos es 1980. Por lo tanto se trabajará con la información hidrológica desde enero de 1980 hasta el último mes del año de cálculo de los análogos (en este caso, 2014).

Lo primero que se hace con la serie de caudales medios mensuales de cada serie hidrológica, es transformarla en energía mediante la fórmula:

$$E_{i,j}^k = 0.024 * Q_{i,j}^k * FC^k * n_j \quad (1)$$

Dónde:

i : representa el año ($i = 1, 2, 3, \dots, N$)

j : corresponde al mes ($j = \text{ene, feb, } \dots, \text{dic}$)

k : serie hidrológica ($k = \text{Alto Anchicayá, Batá, Betania, } \dots$)

E : energía en *GWhmes*

Q : caudal mensual en m^3/s

FC : factor de conversión mediano de la serie, en $MW/(m^3/s)$

n : número de días en el mes (28, 30 o 31); para efectos de simplificación, se asume que febrero tiene 28 días.

Así, si por ejemplo se debe calcular la energía de enero de 1980 para la serie Alto Anchicaya, cuyo caudal medio en dicho mes fue de $35.1 m^3/s$, y tiene un factor de conversión de $4.4178 MW/(m^3/s)$, la ecuación (1) quedará como sigue:

$$E_{1980, \text{ene}}^{\text{Alto Anchicayá}} = 0.024 * 35.1 * 4.4178 * 31 = 115.4 \text{ GWhmes}$$

Este cálculo se repite para todos los meses de cada una de las series hidrológicas. Luego se agregan los aportes por cada mes de registros históricos conjuntos, obteniéndose entonces la matriz de aportes energéticos agregados para todas las treinta (30) series analizadas.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Los aportes energéticos de la serie agregada, para el período 1980 a 2014 se muestran en la tabla 2.

APORTES ENERGÉTICOS AGREGADOS MENSUALES PERÍODO 1980 - 2014. [GWh mes]												
Año	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1980	2517.9	2092.2	2010.7	2979.3	3857.5	5920.8	4618.2	3819.1	3733.0	5501.2	4238.7	3166.5
1981	1958.4	2016.9	2409.1	4221.6	7767.0	6641.7	5791.2	4097.6	4689.1	5520.4	5088.8	3466.9
1982	3151.6	2840.8	3360.4	6650.1	7504.9	4660.6	5539.2	4641.4	4421.1	5168.5	3821.2	3043.3
1983	2110.7	1808.2	2808.9	5111.1	5307.2	4310.5	5434.8	4867.9	4493.8	4476.2	3436.2	3827.0
1984	3111.1	3284.9	2327.8	2973.2	5219.9	7286.2	5906.8	5806.8	5968.4	6151.4	6133.9	3792.4
1985	2527.8	1701.5	2263.9	2939.5	5215.2	5486.8	4408.8	5893.0	5540.1	5236.7	4700.2	3654.9
1986	2550.9	2716.6	3260.8	4452.9	4634.5	7065.0	6952.7	4842.0	3407.0	7047.9	4882.2	2871.3
1987	1924.2	1778.8	1904.5	2883.5	4828.5	3661.3	6108.5	5655.5	4221.0	5927.6	4206.7	3269.5
1988	2015.9	1840.5	1703.5	3108.4	3883.9	4996.4	6408.3	5607.3	6032.1	6103.3	7395.3	5383.9
1989	3931.6	2828.7	4155.1	3639.3	5908.8	6075.3	5551.8	4519.3	5119.4	5572.6	4674.6	3340.8
1990	2563.2	2343.8	2891.3	3854.1	6567.0	5557.9	5092.9	4215.6	3629.3	5657.1	4549.4	3787.5
1991	2175.4	1656.7	2557.6	3173.8	4599.5	4766.1	6760.1	5469.4	3590.5	3830.0	4188.7	3017.0
1992	1885.4	1584.0	1711.6	2315.5	3293.1	3335.1	5048.6	4756.0	3932.9	3281.0	3377.5	3371.0
1993	2491.8	1818.1	2625.1	3883.7	5420.6	4829.6	5682.8	4455.3	5097.8	4628.3	5150.0	4166.7
1994	2624.7	2236.8	3055.1	4553.9	6279.7	5766.8	6380.0	5611.3	4453.5	5426.4	5202.6	3214.9
1995	1962.7	1408.0	2382.6	3540.0	4887.2	5558.5	5266.2	5464.0	4026.8	4739.3	3882.1	3815.9
1996	2664.9	2923.9	4255.1	4089.9	6990.7	6155.3	8150.0	5532.7	4312.6	6044.8	4107.7	3474.5
1997	3215.1	2848.2	2688.3	3731.1	4355.6	4699.0	6276.3	3683.1	2783.1	2582.9	2973.8	1766.4
1998	1362.5	1426.5	1597.8	3103.7	5432.0	6153.7	7315.4	4777.6	4738.9	4769.1	4780.1	4796.5
1999	3691.5	4296.0	4630.5	6091.6	5996.4	6386.4	4757.7	4456.8	5792.2	7210.4	5935.3	5271.1
2000	3035.2	2956.5	3398.0	3523.2	6662.2	6702.9	6364.5	6294.4	6402.4	5458.1	4825.2	3405.6
2001	2417.7	1791.1	2633.7	2858.0	4908.4	5377.2	5035.3	4545.2	4525.2	4049.9	4568.3	4164.3
2002	2285.3	1645.9	2474.2	4780.5	5519.4	6887.3	5332.7	5190.1	3803.6	3720.9	3491.0	2728.6
2003	1603.0	1564.5	2455.5	4215.8	5688.8	5492.2	5444.6	5001.1	4281.9	5281.2	4859.6	4095.4
2004	2633.9	1838.7	2660.7	4114.9	6572.2	6974.4	5874.9	5270.2	4870.9	5257.2	6068.4	3558.9
2005	2624.8	2453.9	2309.6	3870.8	6281.1	5500.8	4240.9	4275.3	4505.6	5839.8	6587.2	3614.4
2006	2855.0	2227.0	3979.8	5990.2	7827.9	7077.4	5288.5	4175.4	3795.5	5278.7	6107.7	4068.2
2007	2696.7	1648.9	2483.2	4819.8	6648.0	6859.7	4721.1	5449.7	5020.6	7020.0	5634.0	4435.8
2008	3110.7	2964.7	3660.3	3843.5	6723.6	7539.0	8180.8	6636.1	5520.8	6411.0	7913.8	4591.4
2009	3855.5	3189.8	4220.0	4677.2	4830.7	5402.0	5497.7	4692.4	3191.2	3784.3	4051.3	2385.1
2010	1537.1	1426.5	1942.0	3680.7	5341.0	6133.2	7619.4	5460.3	6076.8	6121.6	8572.2	6702.7
2011	3303.5	2933.1	5591.6	10015.7	9084.2	7080.3	5852.4	5069.7	4649.6	6744.4	7827.5	7685.2
2012	4258.8	2678.7	3862.8	7646.2	7970.1	5016.8	5798.0	5518.3	3368.7	4647.5	3974.5	3121.8
2013	1865.0	2392.9	3198.5	3166.1	6764.9	4674.2	4507.0	5425.2	4234.0	4234.2	5347.0	4577.6
2014*	2634.2	2495.6	3284.2	3328.3	4487.9	6196.3						
Media	2604.4	2276.0	2935.8	4223.6	5807.4	5777.9	5800.2	5034.6	4536.2	5256.6	5075.1	3871.8
Desvest	689.5	668.9	917.6	1529.6	1307.1	1041.8	1000.1	691.9	899.5	1098.5	1369.0	1138.5

(*) Información operativa

Tabla 2. Aportes agregados al SIN período ene/80 – jun/14

A continuación se estandariza la información contenida en la tabla 2. Para ello se calculan previamente la media y la desviación estándar para cada mes j , según método de los momentos:

Media para el mes j :

$$\bar{E}_j = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N E_{j,i} \quad (2)$$

Desviación estándar para el mes j :

$$\sigma_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (E_{j,i} - \bar{E}_j)^2}{N-1}} \quad (3)$$

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

Los valores de la media y desviación estándar de los aportes agregados mensuales se pueden consultar respectivamente en las dos últimas filas de la tabla 2.

La estandarización de cualquier variable, mediante el uso de la ecuación (4), permite en un paso eliminar la estacionalidad y reducir el rango de variación de una variable permitiéndole mediante esta transformación comparar variables con magnitudes originales muy diferentes.

Una muestra estandarizada tiene dos propiedades muy importantes: su valor medio es "cero" y su desviación estándar es "uno", propiedades estas que facilitan la modelación estocástica de variables (estandarizadas).

$$\theta_{j,i} = \frac{E_{j,i} - \bar{E}_j}{\sigma_j} \quad (4)$$

Los valores estandarizados de energía agregada mensual se presentan en la **tabla 3**.

Variable Estandarizada												
Año	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1980	-0.13	-0.27	-1.01	-0.81	-1.49	0.14	-1.18	-1.76	-0.89	0.22	-0.61	-0.62
1981	-0.94	-0.39	-0.57	0.00	1.50	0.83	-0.01	-1.35	0.17	0.24	0.01	-0.36
1982	0.79	0.84	0.46	1.59	1.30	-1.07	-0.26	-0.57	-0.13	-0.08	-0.92	-0.73
1983	-0.72	-0.70	-0.14	0.58	-0.38	-1.41	-0.37	-0.24	-0.05	-0.71	-1.20	-0.04
1984	0.73	1.51	-0.66	-0.82	-0.45	1.45	0.11	1.12	1.59	0.81	0.77	-0.07
1985	-0.11	-0.86	-0.73	-0.84	-0.45	-0.28	-1.39	1.24	1.12	-0.02	-0.27	-0.19
1986	-0.08	0.66	0.35	0.15	-0.90	1.24	1.15	-0.28	-1.26	1.63	-0.14	-0.88
1987	-0.99	-0.74	-1.12	-0.88	-0.75	-2.03	0.31	0.90	-0.35	0.61	-0.63	-0.53
1988	-0.85	-0.65	-1.34	-0.73	-1.47	-0.75	0.61	0.83	1.66	0.77	1.69	1.33
1989	1.92	0.83	1.33	-0.38	0.08	0.29	-0.25	-0.74	0.65	0.29	-0.29	-0.47
1990	-0.06	0.10	-0.05	-0.24	0.58	-0.21	-0.71	-1.18	-1.01	0.36	-0.38	-0.07
1991	-0.62	-0.93	-0.41	-0.69	-0.92	-0.97	0.96	0.63	-1.05	-1.30	-0.65	-0.75
1992	-1.04	-1.03	-1.33	-1.25	-1.92	-2.34	-0.75	-0.40	-0.67	-1.80	-1.24	-0.44
1993	-0.16	-0.68	-0.34	-0.22	-0.30	-0.91	-0.12	-0.84	0.62	-0.57	0.05	0.26
1994	0.03	-0.06	0.13	0.22	0.36	-0.01	0.58	0.83	-0.09	0.15	0.09	-0.58
1995	-0.93	-1.30	-0.60	-0.45	-0.70	-0.21	-0.53	0.62	-0.57	-0.47	-0.87	-0.05
1996	0.09	0.97	1.44	-0.09	0.91	0.36	2.35	0.72	-0.25	0.72	-0.71	-0.35
1997	0.89	0.86	-0.27	-0.32	-1.11	-1.04	0.48	-1.95	-1.95	-2.43	-1.53	-1.85
1998	-1.80	-1.27	-1.46	-0.73	-0.29	0.36	1.51	-0.37	0.23	-0.44	-0.22	0.81
1999	1.58	3.02	1.85	1.22	0.14	0.58	-1.04	-0.84	1.40	1.78	0.63	1.23
2000	0.62	1.02	0.50	-0.46	0.65	0.89	0.56	1.82	2.07	0.18	-0.18	-0.41
2001	-0.27	-0.72	-0.33	-0.89	-0.69	-0.38	-0.76	-0.71	-0.01	-1.10	-0.37	0.26
2002	-0.46	-0.94	-0.50	0.36	-0.22	1.06	-0.47	0.22	-0.81	-1.40	-1.16	-1.00
2003	-1.45	-1.06	-0.52	-0.01	-0.09	-0.27	-0.36	-0.05	-0.28	0.02	-0.16	0.20
2004	0.04	-0.65	-0.30	-0.07	0.59	1.15	0.07	0.34	0.37	0.00	0.73	-0.27
2005	0.03	0.27	-0.68	-0.23	0.36	-0.27	-1.56	-1.10	-0.03	0.53	1.10	-0.23
2006	0.36	-0.07	1.14	1.15	1.55	1.25	-0.51	-1.24	-0.82	0.02	0.75	0.17
2007	0.13	-0.94	-0.49	0.39	0.64	1.04	-1.08	0.60	0.54	1.61	0.41	0.50
2008	0.73	1.03	0.79	-0.25	0.70	1.69	2.38	2.31	1.09	1.05	2.07	0.63
2009	1.81	1.37	1.40	0.30	-0.75	-0.36	-0.30	-0.49	-1.50	-1.34	-0.75	-1.31
2010	-1.55	-1.27	-1.08	-0.35	-0.36	0.34	1.82	0.62	1.71	0.79	2.55	2.49
2011	1.01	0.98	2.89	3.79	2.51	1.25	0.05	0.05	0.13	1.35	2.01	3.35
2012	2.40	0.60	1.01	2.24	1.65	-0.73	0.00	0.70	-1.30	-0.55	-0.80	-0.66
2013	-1.07	0.17	0.29	-0.69	0.73	-1.06	-1.29	0.66	-0.34	-0.93	0.20	0.62
2014*	0.04	0.33	0.38	-0.59	-1.01	0.40						

(*) Información Operativa

VERIFICACIÓN												
media	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
desv estándar	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Tabla 3. Aportes mensuales agregados estandarizados, período 1980-2014.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

En la parte inferior de la tabla 3 se presenta la verificación de los cálculos.

Como era de esperarse, la media muestral es "cero" y la desviación estándar "uno".

En la misma tabla se resalta en rojo el último año de aportes energéticos (julio/2013 a junio/2014). Este período se utilizará para compararlo con los demás intervalos de tiempo en todos los años con información conjunta disponible. Es decir se comparará el período jul/2013 – jun/2014 con los períodos:

Jul/1980 – Jun/1981

Jul/1981 – Jun/1982

Jul/1982 – Jun/1983

.....

.....

Jul/2012 – Jun/2013

La comparación se hará mediante el siguiente indicador de analogía hidrológica (I):

$$I = \sqrt{\sum_{m=1}^{12} (\theta_{\tau-m} - \theta_{\tau-m-12*(N-1)})^2} \quad (5)$$

Dónde:

τ : es el mes actual, en este caso julio/2014 (que no se incluye en los cálculos).

$\tau - m$: son los doce meses antecedentes ($m=1, 2, 3, \dots, 12$)

$\tau - m - 12 * (N - 1)$ mismo mes $\tau - m$ en los demás años de registros históricos conjuntos.

Este indicador es en esencia muy similar a aquel conocido como el root-mean-square-deviation (RMSD), con la diferencia de que en este último las diferencias se promedian.

Como puede verse, en la ecuación 5, se compara el valor de cada uno de los últimos 12 meses ($\tau - m$, $m=1, 2, 3, \dots, 12$) con cada mes de un período

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

similar en todos los años con registros de información conjunta. Esta comparación se hace mediante la resta, elevación posterior al cuadrado, sumar los doce valores obtenidos y finalmente extraer la raíz cuadrada de dicha suma.

Los cálculos se realizaron para el período en el cual existen registros históricos simultáneos, es decir, a partir de enero de 1980. Por lo tanto, si deseamos conocer qué período del pasado es el más parecido, en términos de este indicador, al período julio/2013-junio/2014, el cálculo se hará así:

Comparación entre los períodos: Jul/2013-Jun/2014 y Jul/1980-Jun/1981

$$I_1 = (\theta_{jul_2013} - \theta_{jul_1980})^2 + (\theta_{ago_2013} - \theta_{ago_1980})^2 + \dots + (\theta_{jun_2014} - \theta_{jun_1981})^2$$

Comparación entre los períodos: Jul/2013-Jun/2014 y Jul/1981-Jun/1982

$$I_2 = (\theta_{jul_2013} - \theta_{jul_1981})^2 + (\theta_{ago_2013} - \theta_{ago_1981})^2 + \dots + (\theta_{jun_2014} - \theta_{jun_1982})^2$$

Y así sucesivamente esto se repite para los demás "n" periodos de 12 meses.

La última comparación corresponde al periodo Jul/2013 – Jun/2014 con Jul/2012 – Jun/2013 y quedaría como sigue:

$$I_N = (\theta_{jul_2013} - \theta_{jul_2012})^2 + (\theta_{ago_2013} - \theta_{ago_2012})^2 + \dots + (\theta_{jun_2014} - \theta_{jun_2013})^2$$

En la tabla 4 se muestran todos los cálculos arriba descritos. En la última columna (RAIZ), se extrae la raíz cuadrada de la suma de las desviaciones al cuadrado. El fin de extraer la raíz cuadrada es el de obtener el indicador en unidades similares a las originales.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

CÁLCULO DE LA DESVIACIÓN CUADRÁTICA -DC- MÍNIMA, MESES JULIO-JUNIO PERÍODO 1980 - 2014

AÑO	jul	ago	sep	oct	nov	dic	ene	feb	mar	abr	may	jun	SUMA	RAÍZ
1980	0.01	5.39	0.31	1.33	0.66	1.54	0.96	0.51	0.91	0.34	6.29	0.18	18.43	4.29
1981	1.65	3.68	0.26	1.37	0.04	0.95	0.56	0.27	0.01	4.72	5.33	2.17	21.00	4.58
1982	1.07	1.28	0.04	0.72	1.24	1.82	0.58	1.06	0.27	1.36	0.39	3.28	13.10	3.62
1983	0.86	0.65	0.08	0.05	1.95	0.43	0.48	1.39	1.09	0.05	0.31	1.09	8.44	2.91
1984	1.96	0.30	3.72	3.05	0.33	0.48	0.02	1.41	1.24	0.06	0.31	0.46	13.34	3.65
1985	0.01	0.46	2.11	0.83	0.22	0.66	0.01	0.11	0.00	0.54	0.01	0.70	5.66	2.38
1986	5.98	0.71	0.85	6.56	0.12	2.25	1.06	1.15	2.26	0.08	0.07	5.92	27.00	5.20
1987	2.56	0.11	0.00	2.38	0.69	1.32	0.80	0.96	2.97	0.02	0.21	1.33	13.36	3.65
1988	3.61	0.07	4.00	2.89	2.24	0.50	3.54	0.25	0.90	0.04	1.18	0.01	19.24	4.39
1989	1.09	1.71	0.97	1.48	0.24	1.18	0.01	0.05	0.18	0.12	2.53	0.38	9.95	3.15
1990	0.34	3.06	0.45	1.68	0.34	0.48	0.44	1.57	0.63	0.01	0.01	1.88	10.90	3.30
1991	5.08	0.00	0.51	0.14	0.72	1.88	1.18	1.86	2.94	0.44	0.84	7.54	23.11	4.81
1992	0.29	0.94	0.11	0.75	2.07	1.12	0.04	1.03	0.52	0.13	0.51	1.72	9.23	3.04
1993	1.38	1.96	0.92	0.13	0.02	0.13	0.00	0.15	0.06	0.64	1.88	0.17	7.45	2.73
1994	3.51	0.07	0.06	1.18	0.01	1.43	0.95	2.64	0.97	0.02	0.09	0.37	11.31	3.36
1995	0.58	0.00	0.05	0.21	1.15	0.45	0.00	0.41	1.12	0.25	3.67	0.00	7.88	2.81
1996	13.27	0.02	0.01	2.72	0.82	0.94	0.71	0.28	0.42	0.07	0.01	2.07	21.33	4.62
1997	3.13	6.34	2.60	2.26	3.01	6.10	3.40	2.55	3.38	0.02	0.52	0.00	33.31	5.77
1998	7.88	0.88	0.32	0.24	0.17	0.04	2.35	7.25	2.15	3.26	1.33	0.03	25.90	5.09
1999	0.06	1.96	3.00	7.34	0.18	0.37	0.34	0.47	0.02	0.02	2.77	0.24	16.77	4.09
2000	3.45	1.58	5.81	1.24	0.15	1.06	0.10	1.11	0.50	0.09	0.10	0.62	15.81	3.98
2001	0.28	1.62	0.10	0.03	0.32	0.13	0.26	1.61	0.78	0.90	0.62	0.44	7.10	2.66
2002	0.68	0.12	0.23	0.22	1.84	2.64	2.24	1.94	0.82	0.34	0.84	0.46	12.35	3.51
2003	0.88	0.38	0.00	0.91	0.13	0.18	0.00	0.96	0.46	0.26	2.54	0.56	7.26	2.70
2004	1.87	0.05	0.50	0.87	0.28	0.80	0.00	0.00	1.13	0.13	1.88	0.45	7.95	2.82
2005	0.07	2.76	0.09	2.14	0.82	0.72	0.10	0.16	0.57	3.03	6.53	0.72	17.71	4.21
2006	0.61	3.26	0.24	0.90	0.31	0.20	0.01	1.60	0.76	0.95	2.73	0.41	11.98	3.46
2007	0.05	0.00	0.76	6.43	0.04	0.02	0.48	0.49	0.17	0.11	2.93	1.66	13.14	3.62
2008	13.49	3.06	2.05	3.93	3.52	0.00	3.14	1.08	1.04	0.78	0.07	0.58	32.73	5.72
2009	0.98	1.12	1.34	0.17	0.90	3.71	2.53	2.56	2.14	0.05	0.43	0.00	15.93	3.99
2010	9.68	0.00	4.20	2.95	5.55	3.48	0.94	0.43	6.32	19.11	12.36	0.72	65.76	8.11
2011	1.81	0.26	0.21	5.22	3.28	7.45	5.55	0.07	0.40	7.97	7.10	1.28	40.61	6.37
2012	1.67	0.02	0.93	0.14	1.01	1.63	1.24	0.02	0.01	0.01	3.03	2.13	11.85	3.44
2013	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 4. Cálculo del indicador de analogía hidrológica.

Una vez obtenidos los valores de este indicador, los ordenamos de menor a mayor, de tal forma que:

$$I_1 < I_2 < I_3 \dots < I_N$$

En la tabla 4 se presentan los valores de "I" ordenados de menor a mayor, junto con el período correspondiente:

No. Orden	PERIODO (julio - junio)		Desv Cuadr ordenada
1	1985	1986	2.38
2	2001	2002	2.66
3	2003	2004	2.70
4	1993	1994	2.73
5	1995	1996	2.81
6	2004	2005	2.82
7	1983	1984	2.91
8	1992	1993	3.04
9	1989	1990	3.15
10	1990	1991	3.30

Tabla 4. Resumen de los períodos históricos más similares a Jul/2013 – Jun/2014.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

En la tabla 4 se puede ver que en términos del indicador "I" utilizado para identificar el período de mayor similitud hidrológica, jul/1985 – jul/1986 es el más parecido a los últimos doce meses (jul/2013 – jun/2014).

El segundo período identificado de esta forma, fue jul/2001 – jun/2002, luego fue jul/2003 – jun/2004, y así sucesivamente.

De esta forma, y en términos de este indicador, obtenemos los años en los que se observaron durante doce meses consecutivos, los valores "más parecidos" a los últimos doce meses.

Asumiendo que los caudales que siguieron al periodo del "*I_{min}*" son los que podrían continuar el momento actual (la situación de hoy), entonces se extrae dicha información histórica de los años que siguieron a ese período. Estos caudales que provienen de las **series semanales**, se modelan en el mediano plazo.

Es decir, para simular el período más parecido al actual se utilizarán los caudales históricos observados a partir de jul/1986.

Esta modelación se repetirá con los análogos que ocuparon las posiciones 2, 3, 4 y 5. Es decir, se utilizarán los datos de

(2) Jul/2002 en adelante;

(3) jul/2004 en adelante;

(4) jul/1994 en adelante y

(5) jul/1996 en adelante

En caso de que para alguna serie no exista información para el período análogo, ya que la identificación se hizo para las 30 series que reportan información (ver tabla 1), entonces se utilizará para dicha serie el período que tenga la mejor similitud hidrológica y que –naturalmente– tenga información. Es decir, se empieza con el análogo (1), luego el (2) y así sucesivamente, hasta aquel análogo para el cual la serie tenga registros históricos.

Todos los cálculos aquí descritos se repetirán a comienzos de cada mes, tan pronto se tenga toda la información del mes inmediatamente anterior.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ANEXO 5

Forma de Cálculo de la Curva de Aversión al Riesgo

El modelo energético permite utilizar la opción de Curva de Aversión al Riesgo – CAR- que representan para cada etapa el porcentaje de la capacidad máxima de almacenamiento del Sistema que debe ser cumplido en la optimización y simulación.

Los datos a ingresar como CAR se calculan por fuera del modelo energético así:

1. Obtener para cada embalse la Energía Equivalente en GWh al porcentaje Nivel Enficc Probabilístico –NEP- para cada mes del año establecido en la resolución CREG 36 de 2010, con los valores verificados por el CND tal como lo establece dicha resolución. Es de anotar que el NEP verificado por el CND está referido al primer día de cada mes, por tanto para los cálculos que aquí se detallan se debe usar el volumen para cada embalse a fin de mes.
2. Se suma la energía equivalente al NEP de todos los embalses del sistema para cada mes, obteniéndose un volumen NEP en energía agregado para el sistema.
3. El NEP agregado en energía para el sistema se incrementa cada mes en un 10%.
4. El resultado obtenido para cada mes se expresa como porcentaje de la energía almacenable máxima del sistema en el momento de cálculo.
5. Si el porcentaje obtenido en algún mes es inferior al 20% de la capacidad máxima de almacenamiento del sistema, el valor a utilizar en dicho mes será 20%.
6. Para las corridas del modelo energético con resolución semanal, se realiza una interpolación lineal de la CAR mensual para obtener los datos semanales.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

Es decir la Curva de Aversión al Riesgo a utilizar será aquella que resulte de agregar en cada mes el 10% en energía al NEP agregado y expresado en porcentaje de la Capacidad Máxima de Almacenamiento del sistema.

Es de anotar que el cálculo de la CAR se debe actualizar incorporando los valores del NEP de las plantas hidráulicas despachadas centralmente que se estén considerando en la expansión del sistema una vez los agentes la reporten con base en lo establecido en la resolución CREG 036 de 2010 o aquellas que la modifiquen.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

Anexo 6

Formatos para reportar información de contratos de combustibles

Información de contratos de combustibles (GBTUD)		
GAS NATURAL		
Recurso a reportar :		
Mes/año	Tipo de contrato	
	FIRMES (MBTUD) Suma total de cantidades contratadas en firma	OCG (MBTUD) Suma total de cantidades contratadas bajo la de Opción de Compra de Gas
mes 1		
mes 2		
mes 3		
.		
.		
.		
mes 24		

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Información de contratos de combustibles (GBTUD)		
<i>LIQUIDOS</i>		
Recurso a reportar :		
Mes/año	Nombre de Combustible	
	Combustible 1 Suma total de cantidades contratadas	Combustible 2 Suma total de cantidades contratadas
mes 1		
mes 2		
mes 3		
.		
.		
.		
mes 24		