

4. ANALISIS EN EL PERIODO 2014-2020

4.1. PROYECCION DE LA DEMANDA

Para la proyección de la demanda de largo plazo, se utilizó el modelo econométrico considerando una tasa esperada de crecimiento constante de PBI de 5.1% en el período 2014-2020, los crecimientos históricos de grandes cargas y las estimaciones de crecimiento de proyectos basados en la información de la referencia [8].

En el Cuadro N° 4.1, se muestra el detalle de las proyecciones de: ventas, cargas especiales e incorporadas, proyectos y otros (pérdidas, consumos propios de centrales, etc).

Años	GRANDES CARGAS Y OTROS						TOTAL			
	Ventas	ΔVentas	Especiales Incorporadas	Proyectos	Pérdidas	Otros	Energía	ΔEnergía	Potencia	ΔPotencia
	GWh	%	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	%	MW	%
2014	25437	5.8%	9971	5979	3646	662	45695	7.2%	6443	7.7%
2015	26899	5.7%	10032	7276	3855	708	48770	6.7%	6823	5.9%
2016	28419	5.7%	10098	8647	4073	755	51993	6.6%	7253	6.3%
2017	30040	5.7%	10169	10012	4305	805	55331	6.4%	7697	6.1%
2018	31758	5.7%	10206	11270	4552	853	58640	6.0%	8139	5.7%
2019	33565	5.7%	10290	12441	4811	903	62011	5.7%	8621	5.9%
2020	35466	5.7%	10372	13503	5083	953	65378	5.4%	9082	5.4%

Cuadro N°4.1 Proyección de la demanda de largo plazo 2014-2020

4.2. PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN

En el Numeral 15.2, de la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” [2], en lo que se refiere a los criterios y metodología para la proyección de la oferta de generación en la Hipótesis Base de Demanda para el largo plazo se debe considerar el Plan Referencial de Electricidad vigente y Planes Nacionales de Energía.

Se debe tener en cuenta que la versión vigente del Plan Referencial de Electricidad es del año 2006 que se estima se encuentra desactualizada.

En ese contexto para ceñirse a los “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, según el cual se debe indicar una proyección de la oferta para el largo plazo, pero teniendo en cuenta que existe incertidumbre acerca de la cobertura de la oferta de generación para el período 2014-2020 por las siguientes razones:

- Oferta de gas natural de Camisea reducida para la generación eléctrica, al momento de presentarse este informe se considera una disponibilidad de 329 MMPCD.
- La subasta de proyectos hidroeléctricos por una capacidad de 500 MW esta en proceso la licitación esperándose que se conozcan los resultados a finales del mes de agosto.

- Otros proyectos de generación que se esperaba estén en proceso de construcción y cuya fecha de inicio de las obras se ha retrasado.

Por estos motivos efectuar una proyección de la oferta en el largo presenta muchas incertidumbres, sin embargo, se ha propuesto un escenario de oferta de generación que considera:

- (1) Los proyectos hidroeléctricos con concesión definitiva (con una fecha estimada de ingreso).
- (2) Los proyectos de las empresas generadoras integrantes del COES con concesión temporal, y,
- (3) Los proyectos hidroeléctricos ubicados en la selva previstos para la exportación de energía a Brasil (asumiéndose un aporte de potencia al Perú del orden del 20%).

En el Cuadro 4.2 se presenta el programa de obras de generación.

4.3. BALANCE OFERTA-DEMANDA

En el Cuadro N° 4.3 se muestra un balance oferta-de-manda en el periodo 2009-2020.

Se observa que la oferta actual (2009) es de 5011 MW, compuesta de un 55% hidroeléctrico y un 45% térmico. Al final del período se ha estimado una oferta de 10385 MW (57% es hidroeléctrica y 43% es térmica).

Fecha	Proyecto
2014	TV 2 en zona de Chilca (176 MW)
2014	C.T. BPZ (135 MW)
2014	TURBO GAS DUAL D2 1N (180 MW)
2014	TURBO GAS DUAL D2 1C (180 MW)
2014	TURBO GAS DUAL D2 1S (180 MW)
2014	C.H. HUANZA (90 MW)
2014	C.H. PUCARA (130 MW)
2014	C.H. CHEVEZ (169 MW)
2015	C.H. SAN SANTA RITA (255 MW)
2015	C.H. SAN GABAN I (110 MW)
2015	C.H. MARAÑON (96 MW)
2015	C.H. OLMOS I (120 MW)
2015	C.H. STA TERESA (90.7 MW)
2015	C.H. LA VIRGEN (64 MW)
2016	C.H. CERRO DEL AGUILA (400 MW)
2017	C.H. CURIBAMBA (163 MW)
2018	C.H. INAMBARI (400 MW)
2019	C.H. PAQUITZAPANGO (260 MW)
2019	C.H. SUMABENII (260 MW)
2019	C.H. URRUBAMBA (188.4 MW)

Cuadro N°4.2 Programa de Obras de Generación

En los “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” se precisa que se debe mantener el margen de reserva previsto en el literal e) del artículo 112 del RLCE y determinado por el MEM (29% es valor vigente actualmente).

Del balance ejecutado para el período 2014-2020 se puede determinar que no se logra obtener el margen de reserva indicado.

4.4 CONCLUSIONES

Por la incertidumbre en las variables de decisión se ha elaborado un programa de generación que considera los proyectos hidroeléctricos con concesión definitiva (con una fecha estimada de ingreso), los proyectos de concesión temporal de las empresas generadoras integrantes del COES y los proyectos hidroeléctricos ubicados en la selva previstos para la exportación de energía a Brasil (se ha asumido un 20% de aporte de potencia para el SEIN).

Del balance obtenido se observa que en el período 2014-2020 el margen de reserva asume valores comprendidos entre 28 % y 14%. Estos valores resultan menores al 29 %, que es el valor vigente determinado por el MEM según el literal e) del artículo 112 del RLCE.

Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Caso Demanda Base - Máxima Demanda (Diciembre)												
SubTotal Hidro	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759	2759
SubTotal Termo	2252	2252	2252	2252	2252	2252	2252	2252	2252	2252	2252	2252
SubTotal Proyectos Hidro	243	267	267	369	369	758	1493	1893	2056	2456	3135	3135
SubTotal Proyectos Termo	577	1168	1108	1388	1388	2239	2239	2239	2239	2239	2239	2239
TOTAL Generacion	5831	6445	6385	6767	6767	8007	8743	9143	9306	9706	10385	10385
Demanda (MW)	4383	4641	5056	5490	5982	6443	6823	7253	7697	8139	8621	9082
RESERVA	33%	39%	26%	23%	13%	24%	28%	26%	21%	19%	20%	14%

Cuadro N° 4.3 Balance Oferta-Demanda (MW)

5. CONCLUSIONES DEL DIAGNOSTICO

- 1) El Plan de Obras de transmisión previsto es suficiente para cubrir los requerimientos de transmisión en el corto plazo, aun en un escenario de demanda optimista. La no-implementación de algún proyecto causará restricciones en el abastecimiento de energía a corto o mediano plazo y el retraso de alguno de ellos provocará sobrecostos en la operación. La falta de proyectos de generación a mediano y largo plazo será un factor determinante en la operatividad del SEIN.
- 2) Los proyectos de transmisión aun no concesionados que deben ser puestos en marcha con mayor prioridad son: