
ESTRATEGIA ENERGÉTICA URUGUAY 2050 – ALGUNOS ELEMENTOS CLAVE A CONSIDERAR EN DIAGNÓSTICO Y POLÍTICA

Enrique Morales Rodríguez¹

RESUMEN

Partiendo del desarrollo socioeconómico del país como un Objetivo Fundamental, en este trabajo se asume el suministro energético, en particular el eléctrico, como un insumo crítico de dicho desarrollo, fundamentando esta premisa. Sobre esta base, y analizando los antecedentes del tema, se manifiesta la conveniencia de establecer una estrategia energética nacional a largo plazo (año 2050). Se realizan algunos aportes parciales para la elaboración de dicha estrategia según el método CALEN, procurando el logro del Objetivo Fundamental señalado, simultáneo con otros Objetivos de Estado ya establecidos o comprometidos. En base a los escenarios delineados, se señalan posibles infraestructuras críticas que puedan ser necesidades estratégicas a futuro.

Palabras clave: estrategia energética, Uruguay 2050, fase diagnóstico, fase política, elementos clave.

Antecedentes

El desarrollo socioeconómico de un país, es un Objetivo Fundamental en cualquier Estrategia Nacional y en el Uruguay, de hecho está reconocido como Interés Nacional Estratégico por la actual Política de Defensa.

El suministro energético, en cualquier país y circunstancia, siempre es un insumo esencial de dicho desarrollo aunque su nivel de influencia depende del modelo de desarrollo. Dicho suministro, comprende energía en diversas formas. Dentro de éstas, el componente eléctrico es el único que, en todo el mundo ha duplicado su participación en los últimos 40 años (Morales, 2017 e International Energy Agency-OCDE, 2016), como se observa en Figura 1², debido a la expansión vertiginosa de la población y penetración en ésta de actividades sólo impulsables por electricidad –herramientas informáticas- y, en otras actividades, residenciales o industriales, la irrupción de la electricidad como vector energético limpio y eficiente en

1 Ing. Enrique Morales Rodríguez: Ingeniero Químico y Químico Farmacéutico (UDELAR). Especializado en Tecnología Nuclear y Seguridad Nuclear en Argentina. Se desempeñó en la actividad privada, en las áreas de minería de oro, irradiación ionizante y otras. Docente e Investigador en Facultades de Química e Ingeniería. Docente del C.A.L.E.N. (C y T) desde 2014.

2 Tomada de International Energy Agency-OCDE, 2016.

sustitución de la quema de combustibles en condiciones contaminantes e ineficientes (Figura. 3).

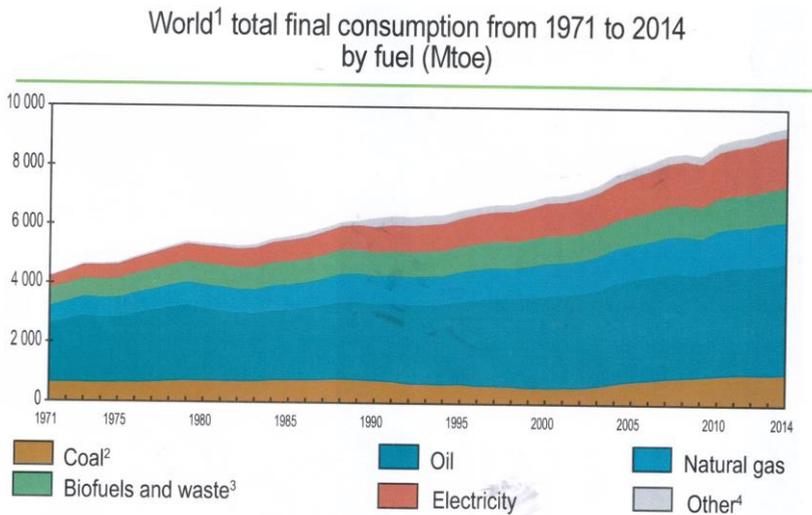


Figura 1. Consumo final total mundial de 1974 a 2014 por combustible (Mtoe).
©ECD/IEA 2016 Key world energy statistics, IEA.

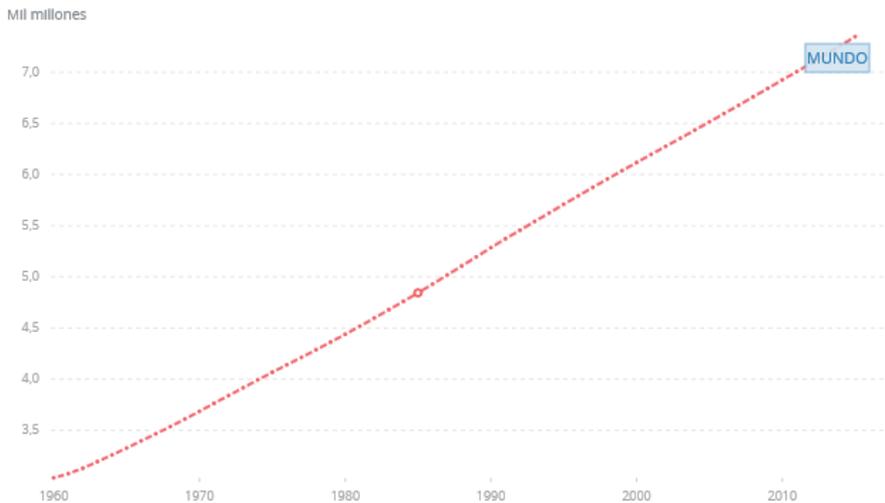


Figura 2. Población Mundial. International Energy Agency-OCDE, 2016.

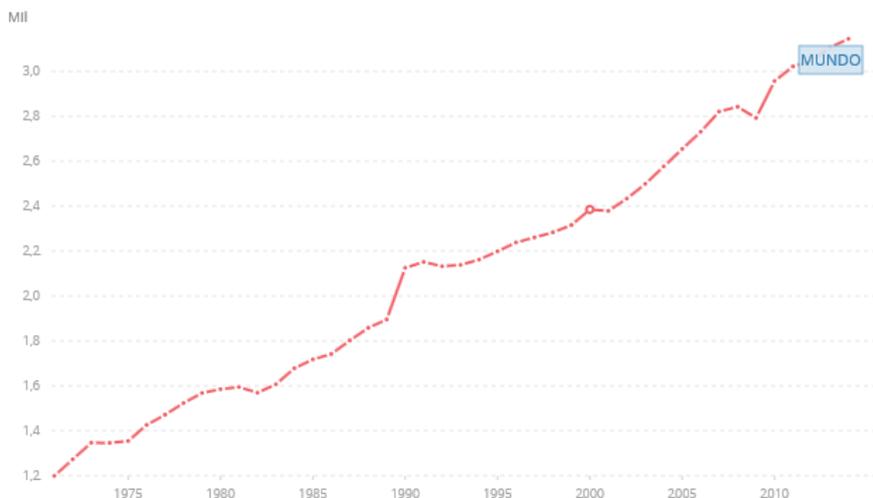


Figura 3. Consumo eléctrico per cápita (kW*hr/año).
 Datos del Banco Mundial: <http://datos.bancomundial.org/indicador>

Uruguay no ha sido excepción, por el contrario en nuestro país entre 1975 y 2015, el consumo eléctrico, más que se quintuplicó, representando actualmente el 21%-10% en 1975- del consumo energético total, que a su vez también más que se duplicó en ese período (DNE - MIEM, 2017), como surge de la Tabla 1.

Tabla 1
 Consumo final energético uruguayo 1965 – 2016

ktep / ktoe	1965	1975	1985	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Leña y carbón vegetal	355,8	389,4	495,8	456,1	403,0	444,5	524,2	559,3	543,3	549,9	538,2	519,0	519,0
Firewood and charcoal	21%	21%	29%	21%	16%	19%	15%	15%	15%	14%	13%	12%	11%
Residuos de biomasa	15,1	27,2	46,2	46,0	35,0	41,5	645,6	625,8	626,8	690,7	900,9	1157,6	1.227,5
Biomass wastes	1%	1%	3%	2%	1%	2%	18%	17%	17%	18%	22%	26%	27%
Carbón mineral	5,1	1,2	0,3	0,3	0,4	0,9							
Coal	0%	0%	0%	0%	0%	0%							
Derivados del petróleo	1.164,1	1.209,3	920,4	1.274,5	1.438,5	1.234,5	1.521,0	1.582,2	1.589,0	1.680,4	1.689,4	1.690,2	1.760,0
Oil products	69%	67%	53%	58%	58%	52%	43%	43%	43%	44%	41%	38%	38%
Biocombustibles							8,8	22,0	29,4	43,8	52,8	78,8	85,2
Biofuels							0%	1%	1%	1%	1%	2%	2%
Gas natural					30,2	73,5	45,7	50,0	46,9	46,6	42,8	43,7	47,7
Natural gas					1%	3%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Derivados del carbón	22,6	16,7	0,9	0,2	0,1	0,9	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2
Coal products	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Electricidad	118,5	173,7	271,1	429,8	552,2	556,7	772,7	800,3	823,8	847,2	871,3	906,2	955,7
Electricity	7%	10%	16%	19%	22%	24%	22%	22%	23%	22%	21%	21%	21%
Solar											2,6	2,9	3,3
											0%	0%	0%
TOTAL	1.681,2	1.817,5	1.734,7	2.206,9	2.459,4	2.352,5	3.518,3	3.639,9	3.659,4	3.858,8	4.098,1	4.398,5	4.598,6
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Nota: tomada de (DNE - MIEM, 2017)

En el Uruguay, es bien clara la correlación entre desarrollo y consumo energético, medida por el indicador intensidad energética global: (consumo final energético) / PBI, expresado en toneladas equivalentes de petróleo (tep) por millón de dólares (constantes de 2005) de PBI. Este indicador, en el año 2005 se situó en 5,7 tep / (MU\$S 2005) y en 2016 fue de 6,9 tep / (MU\$S 2005) (DNE - MIEM, 2017), dando cuenta de distintos escenarios de desarrollo industrial. De cualquier manera, entre 1997 y 2016, dicho indicador no osciló más de un 21%, a lo largo de 20 años y diversas situaciones, variación muchísimo menor al crecimiento del PBI de 62% en el mismo período (DNE - MIEM, 2017), por lo que se puede concluir que un desarrollo económico significativo del país, en cualquier escenario, estará siempre asociado a un gran aumento en el consumo energético. En base a esta y otras tendencias actuales (demográficas, p. ej.) y a la esperada concreción de Objetivos Fundamentales del Estado, se puede considerar muy probable para el futuro un escenario de cierto aumento de la población, erradicación de la pobreza asociada a un desarrollo socioeconómico continuo y difusión universal del “estilo de vida digital”, lo que conduciría a una demanda eléctrica en permanente aumento hasta 2050 (Morales, 2017 y Morales Rodríguez, 2012)

En la medida que la cobertura apropiada de esta demanda, responde a Objetivos Fundamentales y de Estado, la infraestructura necesaria para lograr dicha cobertura –ya sea de propiedad pública o no- constituye una infraestructura crítica para el país, y como tal la trataremos en este trabajo.

Actualmente existe en el país y está implementada, una Política Energética, definida hasta 2030 (MIEM - DNE, 2009). Esta se plantea como objetivo general diversificar la matriz energética, fomentando la participación de fuentes autóctonas, en particular las renovables: se fijó un objetivo de 15% de renovables no convencionales en la generación eléctrica para 2015, lo que se ha logrado; para 2020 la Política plantea llegar al nivel óptimo en el uso de éstas. También se plantea intensificar la participación del gas natural en la matriz a precios competitivos, aunque este último planteo, en lo referido a generación eléctrica, hoy no esté tan claro por razones de notoriedad. Entre los objetivos particulares, se cuenta también la integración energética con países de la región, en lo que efectivamente se ha avanzado, con la interconexión con Brasil vía convertora de Melo. Nuestras represas hidroeléctricas, son la principal fuente de generación eléctrica renovable, a la vez que firme (se puede disponer de ellas en todo momento, aunque con dependencia del clima) y flexible (se adapta a la demanda). Para reducir la vulnerabilidad de estas fuentes a fenómenos de sequía, UTE contrató en 2013 un seguro climático por U\$S 450 millones, que le permiten adquirir o generar (termoeléctrica) potencia firme si la hidráulicidad cae por debajo del 60% del promedio anual. La generación eléctrica por biomasa en las megaplantas de celulosa, permite el autoconsumo en estas importantes industrias privadas a la vez que vierten ciertos excedentes -unos 400 GW*hr/año lo que es cerca del 3% del consumo nacional- de energía firme a la red de UTE. Se han incorporado, de acuerdo a lo previsto, nuevas fuentes de generación renovable, como los parques eólicos y solares, que en 2016 alcanzaron participaciones de 22% y 1% respectivamente en la matriz eléctrica (DNE - MIEM, 2017), la complementariedad de dichas fuentes con la generación térmica, permite minimizar el uso de ésta en casos de escasez de generación hidroeléctrica. La naturaleza intermitente de estas fuentes, frecuentemente origina excedentes

de generación, que actualmente se están exportando, con ingreso de divisas, a países vecinos, aprovechando las interconexiones históricas y recientes, como se observa en la Figura 4³.

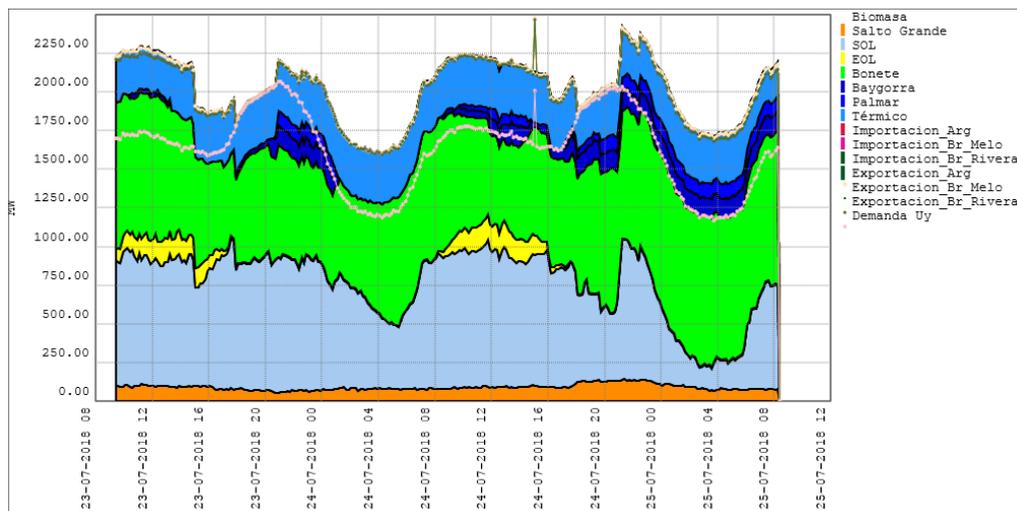


Figura 4. Despacho de cargas Uruguay 23-24/7/2018. “Despacho últimas 48 horas” www.adme.com.uy, el 25/7/2018

En la medida que las decisiones en el sector Energético en general llevan un tiempo considerable para implementarse y una vez implementadas, su naturaleza impone mantenerlas vigentes también durante mucho tiempo, la definición en los próximos años de una estrategia energética nacional hasta el 2050, sería en mi opinión, de enorme importancia.

Por supuesto que la definición de dicha estrategia sería de gran complejidad por la enorme cantidad de factores técnicos, políticos, económicos y escenarios a considerar. Pensando en que dicha estrategia se fuera a elaborar según el método de Planificación Estratégica del CALEN, en este trabajo procuraremos analizar algunos de los muchos factores clave a considerar en las primeras Fases, o sea en las de Diagnóstico y Política, como aporte parcial a la elaboración de tal compleja definición.

Algunos elementos clave de Fase Diagnóstico

De acuerdo a lo antes mencionado, el *Horizonte Temporal* abarcará hasta el año 2050, período para el cual suponemos que la demanda eléctrica tendrá un crecimiento continuo.

El *Alcance* del tema, naturalmente consistirá en el *Sistema* de gestión eléctrica uruguayo, tanto en su configuración actual como en otras que puedan ser necesarias en el futuro y todas las implicancias estratégicas nacionales de estos sistemas actuales o hipotéticos.

3 Tomada de la web de la Administración Nacional del Mercado eléctrico “Despacho últimas 48 horas” www.adme.com.uy, el 25/7/2018

Los escenarios de posibles configuraciones a futuro de dicho Sistema estudiados en este trabajo, incluyen el uso de fuentes de generación eléctrica del tipo de las ya existentes en Uruguay así como de otras usadas en el mundo.

Ambiente externo

Amenazas:

- Muchos insumos energéticos usados actualmente o potencialmente necesarios para el futuro –petróleo, gas natural-, no son recursos propios del país, por lo que se deben obtener de proveedores externos, con riesgo de afectación del desarrollo nacional en caso de precios y/o salidas de divisas insostenibles para el país o conflictos geopolíticos con los proveedores.
- La importación directa de electricidad desde países vecinos, aun siendo socios dentro del MERCOSUR, en cierta medida implica una amenaza similar a la anterior, si bien más manejable.
- La generación eléctrica mediante ciertas fuentes, como la nuclear, implica la adquisición de tecnología e insumos –no el uranio en sí, que es bastante accesible- a un club de proveedores muy exclusivo, lo que en ciertas situaciones puede conducir a riesgos similares a los mencionados en los párrafos anteriores. Por otra parte, la viabilidad económica, así como la disponibilidad de modelos comerciales de reactores nucleares, en general ocurre para potencias altas, por lo que la adaptación a un país de las características de Uruguay necesitaría un exhaustivo análisis. Existen propuestas técnicas de diseños innovadores de reactores, como los Small Modular Reactors, que podrían integrarse más fácilmente a una red como la uruguaya, pero para un país con nula experiencia en el área nuclear como Uruguay, gestionar una tecnología aún no madura internacionalmente puede crear desafíos imposibles de abordar en plazos razonables. También se debe tener en cuenta que, si toda o la mayor parte de una generación en generación nuclear se hace a costa exclusivamente de insumos importados, el egreso de divisas puede ser una amenaza similar a la antes descrita.
- El funcionamiento continuo de ciertas fuentes, en algunos escenarios, puede requerir interacción con los países vecinos, por ejemplo, para absorber en sus redes excedentes de generación eólica y/o solar si la penetración de estas fuentes en la red uruguaya está por encima de determinados límites. En estos casos, la certeza del suministro interno puede depender de la capacidad técnica de estos países para interactuar en las condiciones adecuadas, o de un acuerdo político muy sólido que lo garantice en cualquier situación, trasladando el costo al país vecino con el que se acuerde.

Oportunidades:

- El Green Climate Fund, previsto en el Acuerdo de Paris, puede ayudar a solventar inversiones en el área energética –asociadas a generación eléctrica libre de carbono- que serían inaccesibles o muy dificultosas para el Estado.
- Organismos internacionales, como el O.I.E.A. o estatales de países vecinos, están en condiciones y en principio dispuestos a prestar asistencia técnica en caso de que Uruguay deba realizar determinadas transiciones en el área energética.
- Similarmente a lo ocurrido con la represa de Salto Grande, no se debe descartar que ciertas usinas eléctricas puedan instalarse en asociación con países vecinos,

aprovechando una importante economía de escala pero manteniendo la independencia del país.

Ambiente interno

Debilidades:

- La geografía del país, no permite la instalación de nuevas hidroeléctricas –al menos, de gran porte- y la capacidad máxima de generación de las represas en funcionamiento, alcanza 1538 MW (DNE - MIEM, 2017). La capacidad máxima de generación por biomasa actual es de 425 MW, (DNE - MIEM, 2017). Es de prever la instalación de todavía una nueva megaplanta de celulosa, posiblemente la última, que también tendría autoconsumo por generación con biomasa e inyectaría nuevos excedentes a la red de UTE, que optimistamente se podrían considerar cercanos al 7% del consumo nacional actual. La suma de todo lo anterior sería el techo de producción de las fuentes de generación renovable y firme actuales y previstas.
- La gestión continua de fuentes renovables variables –a altas penetraciones- sin dependencia de conexión con redes extranjeras, requiere disponibilidad de instalaciones de almacenamiento. Las hidroeléctricas reversibles son hoy la opción más habitual en el mundo y en Uruguay en principio sería factible instalar algunas de ellas, pero esta factibilidad y/o los impactos que implique, deben analizarse en el escenario 2050, con la cantidad y/o características que esto signifique.
- Algunas fuentes de generación de base que podrían ser necesarias en el futuro como la nuclear, requieren, además de las usinas en sí mismas y aun siendo éstas privadas, una infraestructura paralela del Estado –técnica, legal, institucional- destinada a asuntos de su exclusiva competencia: gestión de residuos, seguridad, regulación, que garantice el funcionamiento de las usinas en condiciones adecuadas. De entrar en este camino, Uruguay todavía tendría muchos temas pendientes al respecto.

Fortalezas:

- La actual Política Energética permite gestionar el suministro por varios años más -salvo situaciones externas y/o internas extremas- por lo que, en principio se dispone de tiempo para delinear e implementar una estrategia a 2050.
- Las fuentes actualmente en uso muy probablemente podrían ser parte de una estrategia energética a 2050, facilitando la implementación de ésta, en la medida que son Medios Disponibles.

Análisis del poder

De los cinco factores del Poder Nacional, estimo que a efectos de una Estrategia Energética a 2050, sería imprescindible la participación de tres de ellos: Político, Económico y Científico-Tecnológico. De un análisis detallado podría surgir la necesidad de participación también del factor Psicosocial en la medida que para gestionar apropiadamente decisiones tan significativas, es necesario que cuenten con un consenso social sólido. En principio, el factor Militar no participaría en la definición estratégica, aunque probablemente sea necesario su

aporte a futuro en la etapa de Gestión, fundamentalmente en la protección de infraestructuras críticas asociadas a generación eléctrica.

El factor Político, sería necesario a efectos de autorizar inversiones estatales –o licitaciones a privados que las realicen- en el área energética, de características aptas para el logro de Objetivos Nacionales. Cierta tipo de infraestructuras energéticas, por otra parte, también podrían requerir un marco legal específico.

El factor Económico, es el que solventará las inversiones mencionadas, o asegurará que las inversiones privadas sean positivas para la Economía del país.

El factor Científico-Tecnológico, interactuando con el Económico, debería establecer, como primer paso, la participación óptima de las distintas fuentes de generación en el conjunto del sistema eléctrico. Posteriormente, debería definir las características técnicas de nuevos fuentes que se incorporen (a efectos de garantizar la seguridad y soberanía del país) aun cuando dichas fuentes sean propiedad y/u operadas por privados. Naturalmente, en este caso, también será necesaria la estricta supervisión del Estado en la etapa de Gestión, en lo que intervendría nuevamente el factor C y T; la participación de este factor sería mucho mayor todavía si las inversiones fueran estatales.

Planes en vigencia

Los *Planes en Vigencia*, corresponden a las decisiones en el área energética ya ejecutadas. Estas, de acuerdo a la política vigente hasta 2030 incluyen el uso preponderante de generación renovable, procedente de nuestras represas hidroeléctricas, la biomasa y los existentes parques eólicos y solares.

Lo más razonable es suponer que dichas fuentes en uso –que a efectos de Planificación Estratégica son *Medios Disponibles y Potenciales*- sigan en funcionamiento en la estrategia a 2050, aunque sea necesario el agregado de otras fuentes o estructuras complementarias.

En la medida que en la actualidad existe una Política Energética definida y en funcionamiento, no se analizarán *Necesidades* estratégicas para el momento actual, sino hacia el futuro, en el Horizonte Temporal señalado.

Algunos elementos clave de Fase Política

- Los Objetivos de esta planificación estratégica, naturalmente deben ser consistentes con los Objetivos Fundamentales nacionales y con otros del Estado. Tomaremos en base a ello como Objetivo la definición de un sistema de gestión eléctrica que permita satisfacer la demanda nacional con seguridad –durante todo el Horizonte Temporal a 2050- y sin menoscabo de otros Objetivos Fundamentales u Objetivos del Estado. Entre estos últimos, consideraremos algunos aplicables al tema, contenidos en la actual Política de Defensa: desarrollo económico, cultural y social del país, la protección del Ambiente, los recursos naturales estratégicos, y otros, como los definidos en algunos de los Objetivos de Acuerdos Internacionales ratificados por Uruguay, que constituyen pues un compromiso del Estado uruguayo. Los Objetivos del Desarrollo Sustentable, aprobados por unanimidad en la Asamblea General de ONU (ONU, 2015) y el Acuerdo

del Clima de París, también aprobado en 2015 (ONU - UNFCC, 2015), son los compromisos internacionales de Uruguay más relevantes a efectos de la definición de la estrategia energética.

Elaboración de escenarios

Los diversos escenarios a considerar están asociados a muy diversos eventos. De éstas, uno de los más significativos, es la demanda o consumo eléctrico uruguayo a futuro, o sea en escenarios a 2050.

Para pronosticar esta demanda a 2050 se pueden emplear diversos métodos, de los que resumimos a continuación algunos resultados.

Como se mencionó, la demanda eléctrica uruguayo está en crecimiento desde hace más de 40 años –salvo mesetas temporales, provocadas por crisis financieras o restricciones técnicas (Morales Rodríguez, 2012)- en forma continua. Actualmente es de 13.886 GW*hr/año y desde hace unos 15 años, el ritmo de crecimiento acumulativo es del 1,5% anual -2,8% en los últimos 6 años- (DNE - MIEM, 2017 y Morales Rodríguez, 2012) si se descuenta el autoconsumo de las grandes industrias de celulosa, como se observa en la Tabla 2.

Tabla 2
Matriz eléctrica uruguayo 2002 – 2016

GWh	2002	2003	2004	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Térmica (fósil)	26,4	6,6	1.076,8	956,3	1.165,0	2.627,1	3.748,6	1.859,5	729,8	962,7	464,4
<i>Thermal (fossil)</i>	0%	0%	18%	12%	11%	25%	35%	16%	6%	7%	3%
Térmica (biomasa)	0,0	0,0	27,3	24,5	1.089,8	1.127,5	1.313,4	1.448,0	1.893,3	2.388,4	2.432,7
<i>Thermal (biomass)</i>	0%	0%	0%	0%	10%	11%	12%	12%	15%	17%	18%
Hidráulica	9.535,3	8.529,5	4.780,7	6.683,6	8.407,2	6.478,9	5.420,9	8.205,9	9.649,1	8.266,0	7.842,2
<i>Hydropower</i>	100%	100%	81%	87%	78%	63%	51%	70%	74%	60%	56%
Eólica					69,9	111,3	112,5	144,1	732,7	2.065,1	2.994,3
<i>Wind</i>					1%	1%	1%	1%	6%	15%	22%
Solar									3,4	48,7	151,9
									0%	0%	1%
TOTAL	9.561,7	8.536,2	5.884,8	7.664,4	10.732,0	10.344,9	10.595,4	11.657,5	13.008,3	13.730,8	13.885,6
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Nota: Tomada de (DNE - MIEM, 2017)

Pensando en una simple proyección de esta tendencia, para 2030 se podría esperar una demanda de 18.200 Gw*hr/año y para 2050 de 28.000 Gw*hr/año.

Una proyección más sólida puede surgir teniendo en cuenta la evolución de la población nacional y del consumo eléctrico per cápita. El Instituto Nacional de Estadística prevé para 2050 una población de 3:700.000 habitantes (INE, 2014). Asumiendo el logro del Objetivo

Fundamental del desarrollo socioeconómico generalizado, el consumo per cápita por cierto también aumentaría, lo tomaremos de 5.000 kW*hr/año (Morales, 2017); esta cifra se basa en los 4.000 kW*hr/año hoy el mínimo asociable a un Índice de Desarrollo Humano alto (> 0,9 (Pastermak) y una conservadora evolución de éste (Morales, 2017). De todo lo anterior surgiría un consumo eléctrico nacional –sin incluir el autoconsumo de una eventual nueva megaplanta de celulosa- de 18.500 GW*hr/año a 2050 (Morales, 2017); se observa que la proyección anterior se correlaciona relativamente bien con esta en el mediano plazo (2030) pero no en el largo plazo a 2050. Este resultado, por cierto se debe tomar como un escenario favorable, en lo que refiere a los Objetivos Nacionales y, en opinión del autor, el más probable.

Otros escenarios que conduzcan a distintos eventos de demanda, se pueden elaborar pensando en una descollante mejora en la eficiencia energética-eléctrica. En este caso, podría lograrse el mismo nivel de desarrollo, consumiendo menos energía. Pensando que la intensidad energética eléctrica (consumo eléctrico nacional / PBI) disminuyera a un ritmo de 3,5% anual, la demanda nacional a 2050 sería de 15.500 GW*hr/año, suponiendo un continuo crecimiento –suposición compatible con un alto desarrollo socioeconómico- del PBI a 4% anual. Este escenario naturalmente sería muy favorable, pero poco probable, ya que en el mundo no se ha logrado este ritmo de mejora en los últimos 40 años (Morales, 2017), salvo en regiones que parten de un desarrollo muy reducido y, en condiciones favorables, avanzan bastante rápido.

En un escenario de escaso crecimiento y persistencia del subdesarrollo, la demanda a 2050 también sería bastante menor, posiblemente del orden de 14.500 GW*hr/año; este es un escenario poco probable y por cierto muy desfavorable, en la medida que no incluye el logro de los Objetivos del Desarrollo Sustentable.

Definidos los escenarios de demanda, se debe tener en cuenta la Debilidad señalada en Fase Diagnóstico: la capacidad total de generación propia y firme es de 1963 MW⁴. Esta capacidad quedaría saturada muy probablemente antes de 2030 (Morales Rodríguez, 2012 y Morales, 2017), como se ilustra en Figura 5, salvo en escenarios poco probables o muy desfavorables para los Objetivos Nacionales.

⁴ Funcionando a plena carga las 24 horas, 365 días al año, esta capacidad permite generar entonces, como máximo absoluto unos 17.200 GW*hr/año

Consumo eléctrico uruguayo (GW*hr/año)

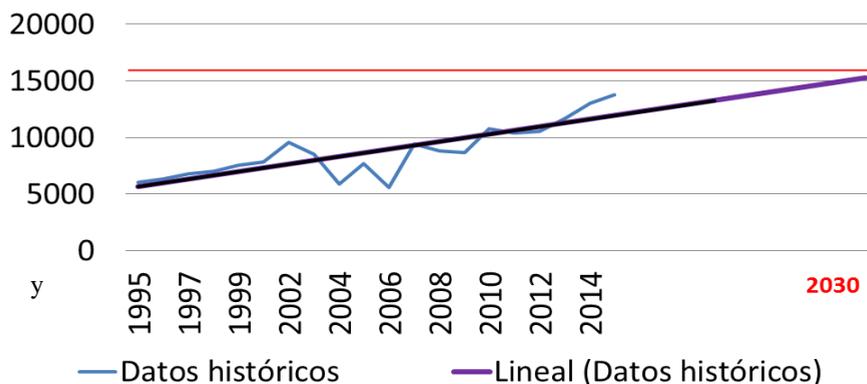


Figura 5. Proyección lineal de demanda comparada con capacidad de generación firme. Morales, 2017.

En caso de instalarse la mencionada nueva megaplanta de celulosa, su aporte a la red, equivaldría aproximadamente al crecimiento del consumo durante tres años, lo que daría unos años extra para nuevas decisiones. De cualquier manera, para 2050, un escenario desfavorable muy probable, sería el de no poder cubrir la demanda necesaria para el logro de Objetivos Fundamentales, salvo agregados o modificaciones al sistema actual; las instalaciones y dispositivos asociados a estas modificaciones serán infraestructuras críticas para el país. A continuación daremos una mirada a ciertas implicancias estratégicas de algunos de estos posibles agregados o modificaciones.

Considerando la capacidad de generación de las usinas termoeléctricas (650 MW), operables con fuel-oil o gas natural, actualmente disponibles y el aporte de la central de ciclo combinado de Punta del Tigre (530 MW) en construcción, se podría cubrir esta demanda con Medios Disponibles y Potenciales, pero consumiendo adicionalmente 650.000 (toneladas G.N.)/año en 2030 y 975.000 (toneladas G.N.)/año en 2050 (Morales, 2017); esto suponiendo que a 2050 se mantenga la capacidad eólica y solar actuales (1300 MW) que se complementan bien con la generación térmica, y evitarían el consumo de otras 470.000 (toneladas G.N.)/año. Aun considerando precios relativamente bajos para estos combustibles importados (≈ 300 US\$/ton G.N.), el flujo de divisas ya luego de 2030 podría ser insostenible (Morales Rodríguez, 2012), por representar la generación termoeléctrica por sí sola, un déficit comercial permanente del 3-5% de las exportaciones actuales.

Esta situación, sería un escenario extremadamente desfavorable, por el freno a largo plazo que pondría en el desarrollo económico y por tanto, social del país. Paralelamente al problema económico, se debe recordar que Uruguay ha ratificado el Acuerdo de París sobre el Clima (ONU - UNFCC, 2015), y por tanto, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a futuro, debe ser tomada como un Presupuesto Básico. Suponiendo de manera muy optimista que fuera viable económicamente el consumo de gas natural antes mencionado, las emisiones asociadas en 2050 serían de unas 2:700.000 ton CO₂/año (Morales, 2017), que comparadas con las totales actuales de Uruguay (6:300.000 ton CO₂/año (DNE - MIEM, 2017),

implicarían un aumento de emisiones de casi 50%, sólo debido a la generación termoeléctrica. El choque con un Presupuesto Básico y el impacto socioeconómico, son eventos tan desfavorables en mi visión, que una estrategia que incluya una generación de base térmica de tal magnitud no sería admisible, salvo un escenario de grandes mejoras en el comercio exterior y en el que fuera viable contar en el país con otros medios, como la Captura y Almacenamiento de Carbono (International Energy Agency, Noviembre 2016) a gran escala. En este momento, no podemos asignar probabilidades a un escenario como este.

En el supuesto que la proporción de generación por renovables variables avanzara a un 30% en 2050, el consumo de fósiles podría quedar en un nivel razonable de unas 230.000 ton G.N./año⁵. En este supuesto de tan alta penetración de renovables a 2050, el consumo de combustibles fósiles podría reducirse aún más y ser casi nulo, si se logra un acuerdo con países vecinos para intercambiar la exportación de excedentes de generación variable por importación de potencia firme cuando se requiera, a través de las interconexiones ya existentes. Pero tanto esto último como lo primero (gestión de una red con 30% de renovables variables) como se ha dicho, dependería de la permanente capacidad de redes vecinas (Brasil, Argentina) y voluntad de sus autoridades, como mínimo de absorber los excedentes de generación variable⁶ y, en el segundo caso, también de suministrar potencia firme. No sería posible en este momento, prever la probabilidad de lograr un acuerdo permanente de este tipo y/o de otras implicaciones estratégicas que éste pudiera tener (saldos económicos de los intercambios, por ejemplo), requeriría un análisis geopolítico y técnico-económico detallado.

Sin depender de redes vecinas, se podría lograr el funcionamiento de la red nacional en dicha configuración si se dispone de medios de gestión masiva (almacenamiento flexible) de los excedentes de un 30% de generación variable, usando medios bien conocidos y maduros, como el almacenamiento en baterías o en centrales hidroeléctricas reversibles. La viabilidad de estas opciones a nivel nacional dependerá seguramente de la magnitud de energía a gestionar; hemos considerado para este trabajo un nivel de excedentes a almacenar de 1,1 GW*hr/día⁷ en 2050, y la necesidad de almacenarlo durante 4 días, período normal para el Uruguay de días consecutivos con exceso de sol/viento en algunas temporadas y de déficit en otras temporadas. Esto implicaría entonces tener capacidad –lo asumimos como una estimación mínima básica– para gestionar en forma flexible unos 4,4 GW*hr. Las baterías de litio, actualmente las más eficientes, tienen para aplicaciones macro como los coches eléctricos, precios –en base a la energía acumulada– en el orden de 500 U\$\$(/kW*hr). Si bien existen proyecciones a la baja de estos precios (Dept. of Energy - USA, 2017), algunas referencias pronostican dificultades ante un uso masivo (Morales, 2017). Con precios actuales la inversión necesaria inicial de stock de baterías, sería de unos U\$ 2200:000.000, sin considerar costos de reciclado permanente en

⁵ Este consumo sería del orden de magnitud de las 111.400 ton fuel-oil/gas-oil para generación termoeléctrica actuales (DNE - MIEM, 2017).

⁶ Estos excedentes existen ya actualmente, con 23% de generación variable, según lo visto en Antecedentes.

⁷ extrapolado con el 33% de aumento previsto del consumo, de los 0,8 GW*hr/día promedio diario exportado en 2018, calculado por el autor a partir de datos de la Administración del Mercado Eléctrico: 173 GW*hr exportados al 24/7/2018, www.adme.com.uy

caso que éste fuera técnicamente posible⁸. Se debería analizar la favorabilidad de este escenario desde el punto de vista económico. A nivel global, la alternativa más usual para gestionar generación variable, más bien es el de las hidroeléctricas reversibles y existen en el mundo ejemplos de instalaciones de este tipo con capacidad para gestionar 4,4 GW*hr y más, como la de Rocky Mountain, USA (Morales, 2017), pero se debería comprobar si existen en Uruguay todas las formaciones geográficas que lo permitan, con impacto económico y ambiental aceptable. Según versiones de prensa (Diario El País - Montevideo, 2015), UTE habría ubicado ya unas tres posibles localizaciones en el Norte uruguayo (Cerro Largo, Tacuarembó, Rivera) para estas hidroeléctricas reversibles, entre ellas una en Cuchilla Negra (Rivera), con capacidad para almacenar 300 MW durante varias horas; la probabilidad o certeza de que un escenario de uso de esta tecnología sea favorable, queda pues pendiente de la confirmación oficial de que éste sea efectivamente un Medio Potencial.

Como otra fuente de generación posible⁹, hemos analizado la generación nuclear. Siendo la nuclear una fuente de generación de base (inflexible), su máxima participación posible, dependerá de las características de una red, en lo que refiere a oscilaciones de la demanda. Para estimar esta participación, hemos supuesto que el perfil de demanda uruguaya actual, con variaciones de 112% entre máximo y mínimos (potencia mínima promedio de 800 MW, setiembre-octubre; máximo de demanda: 1700 MW pico nocturno, invierno (Adm. Mercado Eléctrico, 2017) se mantenga para el consumo a 2050; este supuesto es conservador, ya que si se espera mayor industrialización del país, la demanda tenderá más bien a aplanarse. Sobre la base de la potencia mínima actual -extrapolada a 1065 MW en 2050- una central nuclear de 500 MWe podría funcionar sin dependencia de gestión por redes extranjeras, aunque representando el 23% de la demanda total del S.I.N. lo que podría traer algunas complejidades de gestión, al menos con los criterios actuales (Morales Rodríguez, 2012). Esa central nuclear, permitiría evitar la mayor parte de las emisiones por generación termoeléctrica antes vistas (Morales, 2017). Respecto al flujo de divisas, esa opción en principio también evitaría gran parte de los egresos corrientes por importación de combustible, ya que el costo de combustible nuclear es del orden del 10% del equivalente en petróleo (Morales Rodríguez, 2012), pero las inversiones requeridas son enormes y las dificultades estratégicas para construir y gestionar esa instalación, como se mencionó en los capítulos de Fase Diagnóstico son especialmente serias para un país como Uruguay. Pese a ello, y como también se vio en los capítulos de Diagnóstico, existen algunas Oportunidades en el Ambiente Externo y en el futuro pueden surgir otras que faciliten esa opción, en particular relacionadas al financiamiento por el Green Climate Fund, por tratarse de generación libre de CO₂; no existen antecedentes al respecto, por lo que no le asignaremos probabilidad. Los países vecinos de Argentina y Brasil, tienen gran experiencia en el área nuclear, y teóricamente –no consideramos tampoco, probabilidades para este escenario- serían posibles acuerdos de cooperación; también se podría con certeza, contar con la cooperación multilateral del O.I.E.A. para asesorar (misiones C.O.R.R. del OIEA IAEA) en preparación previo al inicio de la construcción. Existen también otras oportunidades ciertas de cooperación multilateral como el Banco de Uranio de Bajo Enriquecimiento (IAEA, 2017)

⁸ La probabilidad de un escenario en que efectivamente se logre una gestión técnica adecuada por baterías, con Medios Disponibles para el país, deberá entonces ser estudiada, junto con la favorabilidad económica, en todos los posibles contextos globales a futuro.

⁹ Esta fuente, a efectos estratégicos no es un Medio Disponible ni Potencial, ya que no estaría disponible en forma previsible.

creado por el O.I.E.A. en Agosto 2017, con sede en Kazajstán, destinado a asegurar suministro continuo de uranio enriquecido para fines exclusivamente energéticos, principalmente a países en vías de desarrollo.

NECESIDADES:

De acuerdo a lo visto, surgiría la necesidad cerca de 2030 de introducir cambios al sistema eléctrico uruguayo, que perduren hasta 2050 o más allá. Se han señalado las principales alternativas posibles, todas las cuales implican escenarios estratégicos de amplia complejidad.

En siguientes entregas de la revista procuraremos seguir avanzando en el abordaje de dichos escenarios, buscando además una actualización permanente de éstos.

Referencias

- Diario El País - Montevideo. (24 de Febrero de 2015). Recién en diez años se deberá acumular energía eólica.
- Adm. Mercado Eléctrico. (2017). Informe Anual 2017. Montevideo.
- Dept. of Energy - USA. (2017). Cost and Price Metrics for Automotive Lithium-ion Batteries.
- DNE - MIEM. (2017). Balance Energético Nacional 2016. Montevideo.
- IAEA. (29 de Agosto de 2017). IAEA LEU Bank reaches Milestone with Storage Facility Inauguration in Kazakhstan.
- IAEA. (s.f.). Construcion Readiness Review. Vienna.
- INE. (2014). Estimaciones y proyecciones de la población de Uruguay - Revisión 2013. Montevideo.
- International Energy Agency. (Noviembre 2016). 20 Years of Carbon Capture and Storage. Accelerating Future Deployment. Paris.
- International Energy Agency-OCDE. (2016). Key World Energy Statistics. París.
- MIEM - DNE. (2009). Política energética 2005-2030. Montevideo.
- Morales Rodríguez, E. (2012). Un Uruguay nuclear? Respuestas sobre seguridad y regulación estatal. Saarbrücken: Editorial Académica Española.
- Morales, E. (2017). Perspectivas de la energía nuclear en el contexto de mitigación del cambio climático. VI Encuentro Regional de Ingeniería Química. Montevideo.
- ONU - UNFCC. (2015). Conference of the Parties. Twenty-first session. Paris.
- ONU. (2015). 17 Sustainable Development Goals. New York.
- Pastermak, A. (s.f.). Rep. UCRL-ID-140773. Lawrence Livermore National Laboratory.

