

**Comité de Estudos CE - Título do Comitê de Estudos CE****APLICACIÓN DE UN MODELO DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN  
CONSIDERANDO EL REQUERIMIENTO DE RESERVA PROBABILÍSTICA DINÁMICA  
EN EL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO**

**W. S. MORAIS\***  
**PSR**  
**Brasil**

**R. C. PEREZ**  
**PSR**  
**Brasil**

**A. SOARES**  
**PSR**  
**Brasil**

***Resumen** – Con el aumento de la participación de fuentes renovables intermitentes en sistemas eléctricos, surge la necesidad de planificar la expansión considerando las características inherentes a esas fuentes, como la alta intermitencia y la estocasticidad de su despacho. Este trabajo propone la utilización de un modelo de optimización que objetiva minimizar el costo asociado a la expansión con enfoque probabilístico y discretización horaria, capaz de capturar tanto la incertidumbre y la intermitencia características de las tecnologías renovables como eólica y solar fotovoltaica (SFV), teniendo en cuenta aún el modelado de un requerimiento de reserva que contemple el efecto de la intermitencia y preserve la confiabilidad del sistema. Por último, se presenta un estudio de caso de la expansión de un sistema eléctrico real, el sistema eléctrico mexicano, y los resultados obtenidos con la aplicación de la metodología propuesta.*

***Palabras clave:** planificación de expansión de la generación, optimización, requerimiento de reserva, integración de fuentes renovables.*

## **1 INTRODUCCIÓN**

El uso de modelos de optimización aplicados a la expansión de sistemas eléctricos es una práctica adoptada como forma de auxiliar agentes de planificación a tomar decisiones que traen mayor beneficio para la sociedad, con el objetivo de atender el crecimiento de la demanda del sistema con el menor costo operativo posible, manteniendo en contrapartida los criterios de confiabilidad, la seguridad de suministro y contemplando también políticas energéticas y ambientales de intereses gubernamentales.

En sistemas con gran penetración de fuentes renovables intermitentes, la variabilidad presentada por estas fuentes en un corto intervalo de tiempo necesita ser considerada en la toma de decisión del modelo de planificación de la expansión, debido a los posibles impactos que ellas pueden causar en la operación y en los costos operativos del sistema, que a su vez afectarán el plan de expansión de la generación. Por estas razones, surge la necesidad de un modelo con discretización horaria.

Además, la variabilidad de la generación renovable resulta en un requerimiento adicional de reserva de generación en el sistema. Se pretende en este trabajo técnico, por lo tanto, presentar los efectos que este requerimiento adicional causa en el plan de expansión de la generación y en los costos totales (inversión y operación) del sistema.

El modelo de expansión utiliza técnicas de programación lineal entera mixta (PLEM), donde ambos problemas de inversión y operación se resuelven conjuntamente, en etapas anuales de inversión. Se calcula un plan de expansión óptimo por año, se fijan las decisiones de inversión hechas en este año y se monta un nuevo problema de optimización para el año siguiente, considerando las decisiones de inversión tomadas el año anterior como fijas y así sucesivamente hasta el final del horizonte del estudio. Con relación a las restricciones de operación del problema, todas deben ser respetadas con granularidad horaria. Además, cómo será explicado en detalle en este trabajo técnico, para hacer el problema computacionalmente viable, el modelo utiliza un enfoque donde se definen, para cada año, un conjunto de estaciones y días típicos.

Este Trabajo Técnico tiene como objetivos demostrar la aplicación del modelo de expansión arriba mencionado y los efectos causados por la intermitencia tanto en el requisito de reserva como también en el plan de expansión. Para lograr estos objetivos, se realizó un estudio de caso utilizando el sistema eléctrico de México. Este sistema pasa por algunos cambios en la composición de su matriz de generación, motivados por la reciente

reforma de su sector eléctrico, donde las metas porcentuales anuales de inserción de fuentes renovables de energía se establecieron hasta el año 2050. En este estudio de caso, dos tipos de reserva se consideran en el problema de optimización: (i) la primera fue definida como un porcentaje de la demanda del sistema como forma de compensar errores de predicción y fluctuaciones que ocurren a lo largo del día; (ii) la segunda reserva operativa es el resultado de una co-optimización conjunta con la expansión y tiene por objetivo compensar errores de previsión y la variabilidad inherente a la generación intermitente causada por fuentes renovables.

## 2 METODOLOGÍA

### 2.1 Modelo de optimización de la expansión con granularidad horaria

El problema de la planificación de la expansión de la generación tiene como objetivo minimizar la suma de los costos de inversión y operación, de forma a garantizar el suministro de la demanda a lo largo de todo el horizonte de estudio a mínimo costo. Este trabajo propone la aplicación de un modelo que hace uso de una metodología para expansión de la generación en que los problemas de optimización se resuelven año a año, utilizando los conceptos de estaciones y días típicos, haciendo posible la solución de este problema de optimización con granularidad horaria. En este modelo de expansión se utilizan técnicas de programación lineal entera (PLEM), donde ambos problemas de inversión y operación se resuelven en conjunto sujeto a un grupo de restricciones, tal como se muestra en el diagrama de la Fig. 1. Esta tarea se hace utilizando el modelo OPTGEN [1], [2] y [3].

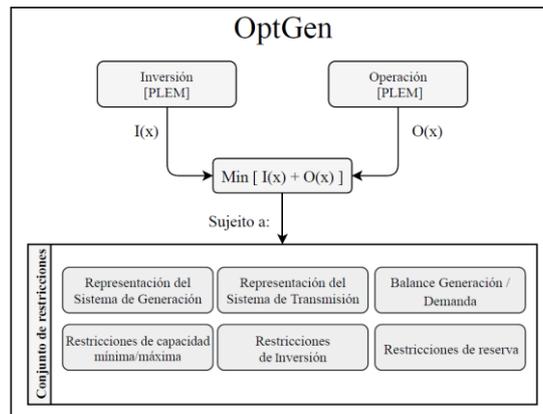


Fig. 1 – Diagrama simplificado del modelo de expansión de sistemas eléctricos.

El primer paso de la estrategia de solución es agrupar los meses del año en estaciones, lo que puede hacerse, por ejemplo, sobre la base de las estaciones del año. Una vez definidas las estaciones, se deben estimar los días representativos dentro de cada una de ellas, aquí referidos como días típicos. Este tipo de representación tiene por objetivo reducir el número de días analizados dentro de cada estación, ya que los perfiles diarios de demanda no suelen ser tan distintos, sobre todo dentro de las estaciones ya predefinidas. La Fig. 2 muestra la agrupación de días reales en días típicos, para un conjunto de estaciones en un determinado año. Como se muestra en [4], este tipo de representación ha sido ampliamente utilizado en modelos de expansión de generación y transmisión.

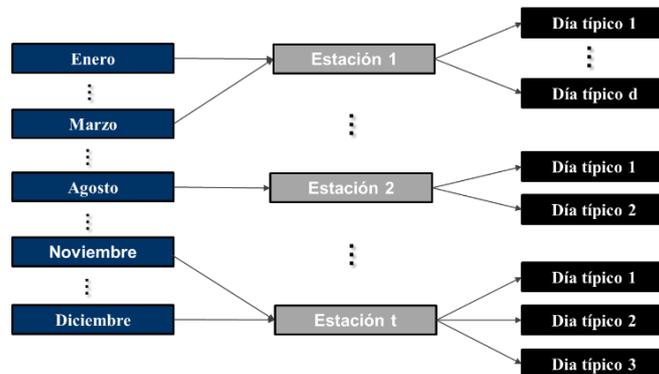


Fig. 2 - Aproximación de los días reales por medio de la representación de días típicos.

El modelo de optimización empleado en este trabajo considera los días típicos de la siguiente forma, para cada estación y año presente en el horizonte de estudio:

- Día típico 1 – Se calcula el promedio para los cinco días de mayor demanda total dentro de cada estación. Usualmente, representa los días laborales dentro de una semana;
- Día típico 2 – Se calcula el promedio para los dos días de menor demanda total dentro de cada estación. Usualmente, representa feriados y fines de semana;
- Día típico 3 – Definido como el día con la mayor demanda de punta dentro de cada estación (tiene como objetivo representar en el modelo el día con el mayor requerimiento de potencia del sistema en cada estación, en cada año).

Por último, es importante mencionar que como se puede ver en la Fig. 1, el modelo es capaz de modelar todo el sistema de transmisión también, contemplando no solamente circuitos existentes y planeados, como también circuitos candidatos. Cuando candidatos de transmisión se presentan, el modelo hace la co-optimización de la expansión de generación y de transmisión. Para más detalles, consultar [1].

## 2.2 Restricciones de Reserva

En el modelo de expansión descrito en este trabajo, se consideran dos requisitos de reserva. El primero se define como Reserva Operativa Determinística (ROD). En esta restricción, un requisito de reserva,  $R_{a,t,h}$ , es definido *ex-ante*, de forma que las usinas despachables (térmicas e hidroeléctricas con capacidad de regulación) presentes en el sistema deben atender a este requisito a lo largo del horizonte del estudio. Típicamente, este requisito se define como un porcentaje de la demanda, para compensar errores de predicción y fluctuaciones naturales que ocurren a lo largo del día y/o quebra de la mayor unidad generadora [5].

El segundo requisito es la Reserva Probabilística Dinámica (RPD), que objetiva proteger el sistema frente a la intermitencia causada por fuentes renovables no convencionales. Su cálculo se resume en un procedimiento de 5 etapas descrito abajo. El primer paso para el cálculo de este requisito es (a) determinar un perfil diario (para cada una de las 24 horas) de generación intermitente para cada estación del año. Estos valores se calculan con base en las series temporales de generación intermitente y se definen como un promedio para cada hora de todos escenarios considerados en el estudio. Su objetivo es capturar la estacionalidad de la generación intermitente a lo largo de un año. Cada uno de los perfiles, por lo tanto, corresponde a un vector de veinticuatro valores horarios, para cada estación. Se define así, la generación prevista, concepto ilustrado en la Fig. 3.

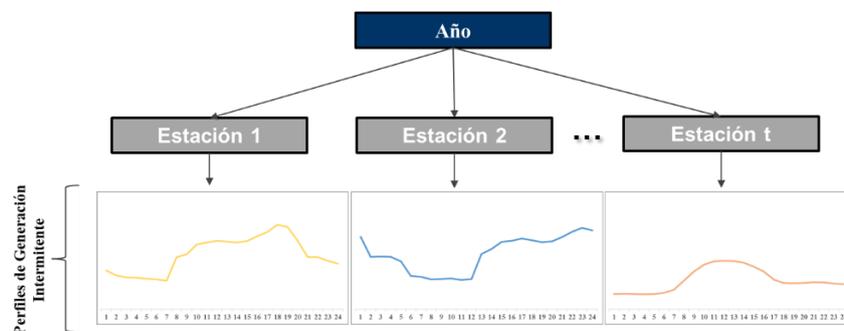


Fig. 3 - Perfiles de generación intermitente por estación del año.

Después de calcular los perfiles de generación intermitente, la siguiente etapa de la metodología propuesta es (b) calcular el error de previsión de generación intermitente, el cual tiene el propósito de cuantificar la diferencia entre el valor esperado y un posible escenario de generación que se observará durante la operación para cada hora del día típico. Definido el error de previsión, se calcula (c) la variación del error de previsión de generación intermitente entre horas consecutivas. Este cálculo resulta en (d) una distribución de probabilidad, con  $s$  valores para cada hora, siendo  $s$  el número de escenarios considerados durante la optimización.

Finalmente, (e) el requisito de reserva se define a través de algún método estadístico donde sea posible tomar una muestra que atienda al criterio de planificación preestablecido, dada la aversión a riesgo del operador del sistema. En este Trabajo Técnico, la reserva está siendo modelada para proteger el sistema de la combinación convexa del valor esperado y del  $CVaR_\alpha$  de la variación del error de previsión. Este procedimiento se resume en la figura a continuación:

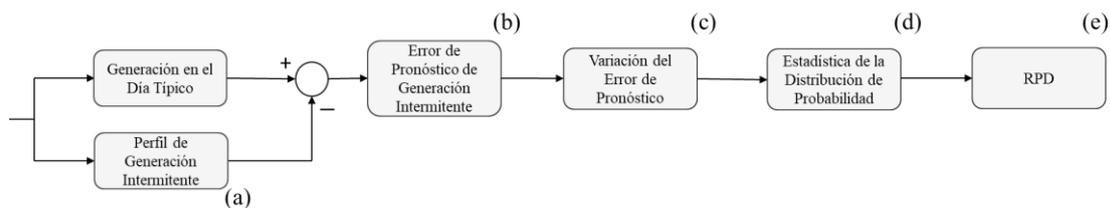


Fig. 4 – Diagrama de flujo del cálculo del requisito de RPD

Es importante enfatizar que con la incorporación de este requisito, es posible co-optimizar costos totales de expansión (inversión más operación) y el requisito de reserva operativa que ahora ya no es definido *ex-ante* como en el caso de la ROD, sino que pasa a ser incorporado en la toma de decisión de expansión, impactando la propia decisión de las centrales que componen el plan óptimo de expansión, siendo una variable de decisión del modelo. Esto ocurre pues el requerimiento de reserva necesario para operar el sistema dependerá del monto de proyectos eólicos y SFV que forman parte del plan óptimo y de la intermitencia causada por cada uno de ellos.

Por lo tanto, cuando los 2 requisitos de reserva descritos en este trabajo son incorporados, se concluye que el modelo considera como requisito de reserva para cada área eléctrica (o región de transmisión), durante la estación y hora, el mayor valor entre ROD e RPD. Por último, se recuerda que el modelo de expansión busca encontrar un plan óptimo en términos de costos, pero al introducir este requisito de RPD, se pretende encontrar un plan que sea capaz de lidiar con la incertidumbre y la variabilidad de la generación intermitente al escoger proyectos despachables capaces de proveer flexibilidad de generación al sistema.

### 3 SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO

#### 3.1 Principales Características

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cuenta con aproximadamente 75 GW de capacidad instalada, donde la principal fuente son las termoeléctricas a gas natural, con 54% de participación en el *mix*. Hasta 2017, las centrales eólicas constituían 5% de la capacidad instalada, mientras que las centrales SFV constituían menos del 1%. El SEN se divide en diez regiones de control de carga y 53 regiones de transmisión [6].

#### 3.2 Candidatos a la expansión

Para la representación del parque generador, se utilizaron las informaciones presentadas en el PRODESEN [6]. En esta base de datos se presenta un plan de expansión a corto plazo y una expansión indicativa así como el programa de retiros. Los candidatos a la expansión se presentan en la TABLA I, basado en los datos publicados en [7]:

TABLA I – PROYECTOS CANDIDATOS Y SUS COSTOS DE INVERSIÓN

	Carbón	CCGT	OCGT	Diesel	Combustóleo	Solar	Eólica	Geotérmica
Costo de Inversión (\$/kW)	3000	700	600	700	800	900	1200	3800
Vida útil (años)	30	20	20	20	20	25	25	25
Costo de O&M (\$/kW.año)	38	25	15	12	45	16	25	20
Eficiencia (%)	38%	56%	41%	45%	40%	-	-	-

Como se observa en los últimos años alrededor de todo el mundo, el costo de inversión en fuentes renovables intermitentes sigue una tendencia de bajada [8], así se consideró la curva de aprendizaje presentada en la Fig. 5 como forma de capturar esta tendencia.

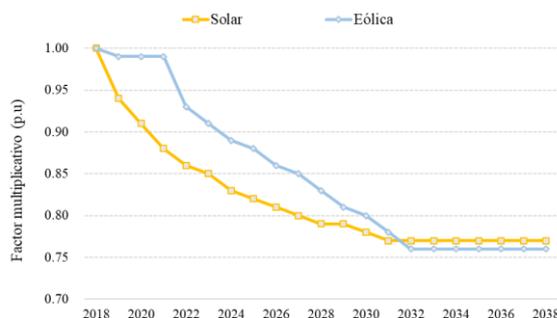


Fig. 5 – Curva de evolución de los costos inversión de usinas SFVs y Eólicas. Fuente [6].

Con el objetivo de simular la operación estocástica horaria de estas plantas se consideró un conjunto de 32 escenarios horarios, generados a partir de la base de datos *MERRA-2* [9].

Es importante mencionar que también fueron contemplados candidatos de transmisión entre las regiones de transmisión, cuyos datos fueron propuestos por el PRODESEN [6].

#### 4 ESTUDIO DE CASO Y RESULTADOS

Se realizó un estudio de caso donde el objetivo es analizar los impactos causados en la expansión del sistema cuando hay una gran inserción de fuentes intermitentes y se considera como una de las restricciones del problema de optimización a la RPD. Para esto, se eligió simular la expansión del sistema para el año horizonte de 2038, teniendo como punto de partida la configuración de 2018.

En este estudio, se analizan dos alternativas de expansión. La primera opción considera (i) un requisito de ROD igual al 5% de la demanda, en cada región de transmisión. La segunda alternativa es un caso donde, (ii) además de este requisito, la expansión del sistema también debe cumplir con los requisitos de RPD.

La Fig. 6 presenta la adición de capacidad instalada al sistema por tecnología para las dos alternativas de expansión.

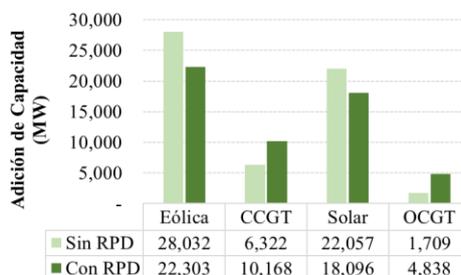


Fig. 6 - Adición de capacidad por tecnología en el SEN.

El caso contemplando solamente la ROD (“Sin RPD”) puede ser definido como una alternativa económica, ya que el modelo no calculó el plan considerando restricciones operativas de reserva más allá de la variabilidad de la demanda, así que el principal motivador de esa expansión son los costos asociados a la inversión en cada tecnología y sus impactos en términos de reducción de costos operativos. Al calcular el plan de expansión añadiendo la restricción de RPD, se observa una reducción en la expansión a través de fuentes intermitentes y aumento de la expansión de plantas a gas natural. Por lo tanto, se destaca el aumento de usinas despachables en el sistema al introducir la restricción de RPD, con un aumento del 62% para las plantas a ciclo combinado (CCGT) y del 183% para las plantas gas natural ciclo abierto (OCGT). A pesar de que las OCGT son menos eficientes que las plantas de ciclo combinado (elevando su costo nivelado de energía), el modelo elige invertir en esa tecnología principalmente para cumplir con los requisitos de reserva, pues estas plantas presentan menor costo de inversión (CAPEX). Cuando se evalúa apenas la expansión económica, como las usinas OCGTs presentan menor CAPEX, sin embargo, mayor costo operativo (OPEX), en general son construidas para atender la demanda de punta (plantas también conocidas como *peakers*) y situaciones críticas operativas, es decir, son construidas por el hecho de no despachar frecuentemente, pues si esto ocurre, hay un *break-even* a partir del cual las CCGT pasan a ser más económicas en términos de costos totales.

Debido a las diferentes características de cada región de control, se hace necesario un análisis separado de cada una de ellas. En este trabajo, se escogió analizar la expansión de las regiones Occidental, Norte, Noreste y Peninsular. Las Fig. 7 e 7 presentan una comparación de la expansión eólica y SFV. Es posible notar que hubo una reducción en la capacidad instalada de esas tecnologías cuando el modelo considera el requisito de RPD. Este hecho es un indicativo de que el sistema no tiene capacidad para acomodar la expansión de fuentes intermitentes del caso ROD sin que haya un aumento de los costos involucrados. La variabilidad en la oferta de energía inherente a la inserción renovable de ese caso demandaría una mayor capacidad instalada despachable para cumplir con reserva, aumentando costos totales de inversión y operación. Este es un hecho que muestra la relevancia de modelar la operación con granularidad horaria y la reserva en detalle, pues así el proceso de planificación logra capturar los efectos de la intermitencia causada por cada proyecto en específico y tiende a optar por proyectos de generación renovable no convencional que causan menor intermitencia al sistema, por impactar menos en el requisito de reserva.

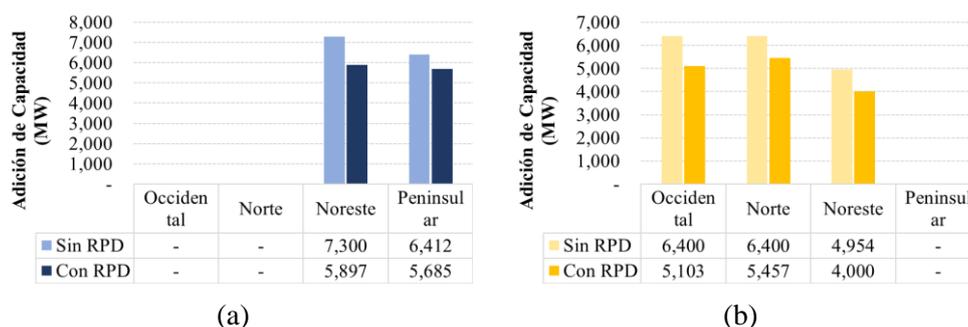


Fig. 7 - Adición de plantas (a) Eólicas y (b) SFV.

Al analizar la expansión de las usinas despachables, presentada en la Fig. 8, es notable el aumento de plantas OCGT especialmente en la región Peninsular donde hay mayor inserción de eólicas. La región Norte, a pesar de contar con unas de las mayores inserciones de fuentes intermitentes del sistema, a través de usinas SFVs, no presentó un cambio significativo en la expansión de OCGTs. Esto muestra que el aumento de fuentes intermitentes no necesariamente aumentará los requisitos de reserva del sistema hasta el punto de cambiar la expansión óptima calculada por el modelo, como se puede ver en este caso. La razón para esto va a ser analizada en detalle en el resto de este documento.

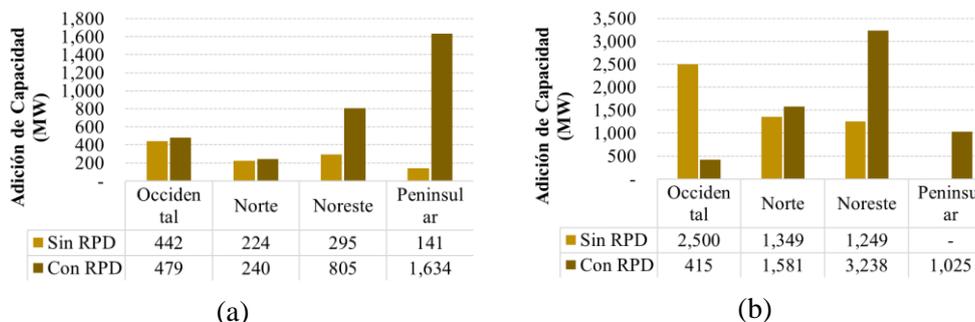


Fig. 8 - Adición de centrales despachables, (a) OCGT y (b) CCGT

En cuanto a las plantas CCGT, el efecto del requisito de RPD es similar al observado para las OCGT, con aumento de capacidad instalada más expresivo en las regiones Oriental, Peninsular y Noreste. La única región donde este comportamiento no se observa es la Occidental. Para justificar estas decisiones del modelo, algunos análisis que involucran la red de transmisión son necesarios.

La región Occidental presenta la mayor demanda del sistema, además de contar con el mayor número de interconexiones con otras regiones de control, siendo tres de ellas con la región Noreste. La Fig. 9 presenta estas interconexiones indicadas mediante flechas.

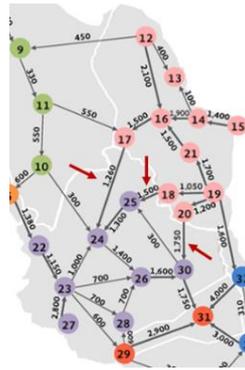


Fig. 9 - Interconexiones entre las regiones Occidental y Noreste

Al analizar la inversión en usinas CCGT en Noreste para el caso con RPD, se observa un aumento de aproximadamente 2000 MW en relación con el caso en que sólo se considera el requisito de ROD. Otro hecho a destacarse es que cuando sólo se considera el requisito de ROD, el modelo opta por invertir en aproximadamente 2200 MW en usinas CCGT en la región de transmisión Aguascalientes (indicada por el número 24 en la Fig. 9). Esta disponibilidad de oferta reduce la necesidad de la importación de energía de la región de Noreste en esta alternativa de expansión. Adicionalmente, se observan algunos cambios en la expansión de las interconexiones de la región Noreste, evidenciadas por la TABLA II que se muestra a continuación para los dos casos:

TABLA II – AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DENTRO DE LA REGIÓN NORESTE

Interconexión	Caso Sin RPD (MW)	Caso Con RPD (MW)
14-13	921	921
19-18	-	872
19-20	-	639
15-14	939	-

En el caso con RPD, se observa que con el aumento de capacidad despachable en la región Noreste a través de usinas CCGT y OCGT, motivados por la gran inserción de fuentes intermitentes en esa región (casi 10.000 MW entre eólicos y SFVs), el modelo logró calcular una alternativa de menor costo de expansión, al aumentar la capacidad de transmisión en esa región (especialmente de las interconexiones 19-18 y 19-20) y reducir la cantidad de centrales CCGT en Occidental. Esto resulta en un aumento de la exportación de energía de Noreste a Occidental, situación presentada en la Fig. 10, donde se presenta el flujo medio para dos interconexiones entre las regiones, en el día típico tres (referente a la demanda más alta en cada estación). Por estos motivos, la solución óptima fue reducir la cantidad de capacidad instalada CCGT en la región Occidental.

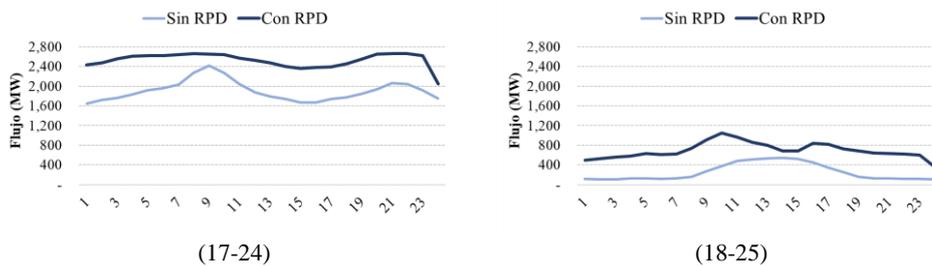


Fig. 10 - Media de los flujos de un conjunto de interconexiones en las regiones Occidental y Noreste en 2038: (a) Interconexión 17-24, (b) Interconexión 18-25

El análisis de los perfiles mensuales de los requisitos de reserva de cada región ayuda a entender cómo el modelo debe adaptar la expansión para mantener la confiabilidad en el suministro de energía. La Fig. 10 presenta un promedio para cada mes, de los requisitos de ROD y RPD en dos regiones del sistema en el año 2038.

El gráfico (a) presenta los requisitos para la región Norte, donde no hubo aumento de usinas despachables después de introducir el requisito de RPD, ya que el modelo ya había asignado usinas despachables en esas regiones con capacidad de cumplir el requisito de ROD, más elevado que el de RPD, como se observa en la

figura. Ya en la región Peninsular (b), las fluctuaciones en la demanda se muestran más pequeñas que la variabilidad en la oferta de energía renovable no convencional, provocando un aumento del requisito de RPD. Así, el modelo debe adaptar la decisión de inversión al asignar una cantidad mayor de usinas despachables en esta región.

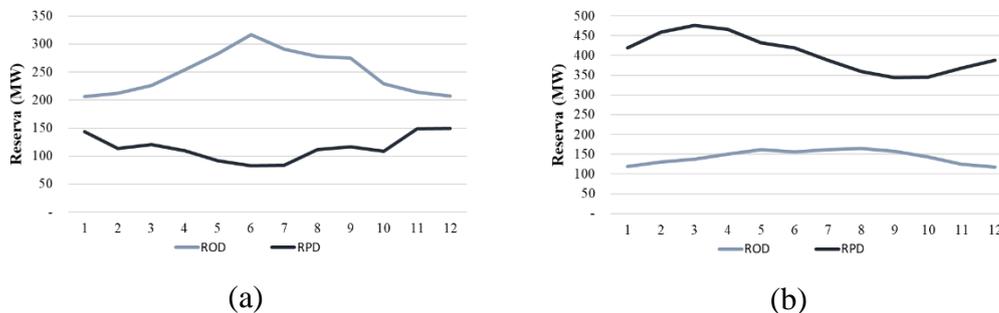


Fig. 11 - Comparación entre ROD y RPD para las regiones (a) Norte, (b) Peninsular

## 5 CONCLUSIONES

A través del análisis del estudio de caso, fue posible concluir que la co-optimización entre expansión de la generación/transmisión del sistema y de las reservas operativas es capaz de traer mayor confiabilidad en el suministro de la demanda en un sistema que cuenta con gran inserción de fuentes intermitentes. Se observó que, al considerar la variabilidad de la generación renovable no convencional en el requisito de reserva debido a la intermitencia, el modelo adapta el plan de expansión para acomodar esas centrales en el sistema, optimizando siempre los costos involucrados en el proceso de expansión.

Cuando se considera la RPD en la expansión, los análisis de los resultados mostraron también que el modelo reduce el monto de capacidad de fuentes intermitentes agregado al sistema, cuando comparado al caso en que no hay co-optimización con el requerimiento de reserva, pues proyectos que presentan grande intermitencia pueden causar un aumento significativo de este requisito, no compensando en términos de costos totales. Adicionalmente, redistribuye las usinas despachables geográficamente, para cumplir con ese nuevo requerimiento al menor costo posible. Por consecuencia de estos hechos, también se observó que hubo cambios en la expansión del sistema de transmisión, pues durante el proceso de co-optimización, usinas despachables fueron reubicadas geográficamente, y así, el modelo calculó una solución óptima capaz de cambiar el perfil de importación/exportación de energía de algunas regiones en el sistema estudiado.

## 6 REFERENCIAS

- [1] PSR, "OPTGEN – Modelo de Planificación de la Expansión de Generación y de Interconexiones Regionales", <http://www.psr-inc.com/software-es/?current=p4042>.
- [2] R. C. Perez, S. Binato y D. Quiroga, "Determinación del Plan Ótimo de la Expansión de la Generación del Sistema de la Republica Dominicana", XVII ERIAC, Paraguay, 2017.
- [3] N. Campodónico, S. Binato, R. Kelman, M. Pereira, M. Tinoco, F. Montoya, M. Zhang y F. Mayaki, "Expansion Planning of Generation and Interconnections Under Uncertainty", *3rd Balkans Power Conference*, Romania, 2003.
- [4] S. Pineda, "Chronological time-period clustering for optimal capacity expansion planning with storage", *IEEE Power & Energy Society*, pp. 1-1, 2018.
- [5] E. Ela, "Operating Reserves and Variable Generation", National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, 2011.
- [6] Secretaría de Energía, "Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)", SENER, Cidade do México, 2018.
- [7] "Lazard's Levelized Cost Of Energy Analysis", Lazard, Nova Orleães, 2017.
- [8] National Renewable Energy Laboratory (NREL), "NREL 2018 Annual Technology Baseline", NREL, Washington, 2018.
- [9] R. Gelaro, "The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications", American Meteorological Society, Massachusetts, 2017.