



# Guía para Limitación de Generación Renovable Variable

**Centro Nacional de Despacho (CND)**

**Gerencia de Operación del Sistema  
Departamento de Despacho  
Noviembre 2025  
Tegucigalpa, Honduras**



## Tabla de Contenido

1	Introducción.....	4
1.1	Antecedentes.....	4
1.2	Propósito de esta Guía.....	5
2	Alcance.....	5
3	Definiciones, Términos y Abreviaturas .....	5
4	Causas de Limitación de GRV .....	6
4.1	Alta Variabilidad de Generación Eólica .....	6
4.2	Alta Variabilidad de Generación Fotovoltaica.....	7
4.3	Baja Demanda Nacional .....	8
4.4	Baja Demanda en Zona Centro – Sur .....	9
4.5	Estado de Emergencia .....	9
4.6	Mantenimientos Programados .....	9
4.7	Mejorar Reserva Secundaria en el Sistema (Permitir Entrada de Unidades de El Cajón) 10	
4.8	Pérdida de Control del Parque Fotovoltaico .....	11
4.9	Falla o indisponibilidad del SIN .....	11
4.10	Vertimiento de Agua en Embalses de Centrales Hidroeléctricas Estatales .....	12
5	Riesgos asociados al no realizar las limitaciones correspondientes.....	12
6	Otras causas de Limitación .....	14
6.1	Actuación de Esquemas de Control Suplementario (ECS) .....	14
6.2	Incumplimiento de Condiciones Contractuales o de Operación en el MEO .....	14
7	Causales que ya no están siendo utilizados por parte del CND.....	14
8	Procedimiento de Limitación GRV por CND-ODS .....	16
8.1	Procedimiento Vigente para limitar GRV .....	17
8.2	Procedimiento para limitar la Generación por causas que tienen asociado un costo variable .....	19
9	Anexos .....	20
9.1	Anexo A: Centrales Solares y Eólicas del SIN en Operación .....	20
9.2	Anexo B: Fundamento en Normativa Regional y Nacional.....	20
9.2.1	Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.....	20
9.2.2	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.....	21
9.2.3	Ley General de la Industria Eléctrica.....	21
9.2.4	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) .....	21

9.2.5	Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO) .....	22
10	Conclusiones.....	22

## Índice de Figuras

Fig. 2-1	Perfil diario de Generación solar presentando baja variabilidad.....	8
Fig. 2-2	Perfil diario de Generación Solar presentando alta variabilidad.....	8

## Índice de Tablas

Tabla 4-1	Plantas del SIN que participan del AGC. ....	10
Tabla 5-1	Riesgos asociados a las causas que llevan a limitar GRV en el SIN. ....	13
Tabla 7-1	Causales históricos no utilizados por CND. ....	15
Tabla 8-1	Procedimiento para limitar más de una central por alta variabilidad. ....	18
Tabla 9-1	Centrales Solares y Eólicas del SIN en Operación. ....	20



# 1 Introducción

## 1.1 Antecedentes

En el año 2007 y mediante el Decreto Ejecutivo No 70-2007, el Gobierno de Honduras publica la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, cuyo propósito fundamental es el de responder a los altos precios de importación de todo tipo de combustibles, mediante una serie de incentivos fiscales a las empresas que inviertan en proyectos de generación de energía eléctrica con base en recursos renovables (solar, eólico, hidroeléctrico, mareomotriz, biomasa, geotérmico, bio-combustibles), proveyendo además la base legal y técnica para la comercialización de la energía eléctrica originada en estos proyectos a través de contratos de compra-venta de energía con la ENEE y con los mercados eléctricos de la región.

En su Artículo 9, el Decreto establece la obligatoriedad y prioridad del despacho de la energía proveniente de proyectos de generación con recursos renovables, con excepción de la energía producida por las plantas de generación de energía eléctrica con recursos renovables propiedad directa de la ENEE. Adicionalmente, se establece que el despacho podrá ser limitado cuando las centrales hidroeléctricas estatales se encuentren en condición de vertimiento, cuando fallas en la central misma ocasionen perturbaciones y amenacen la seguridad operativa del SIN y cuando el sistema se encuentre en condiciones de restablecimiento de fallas.

Posteriormente, la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) del 2014 afirma la continuidad de la vigencia del Decreto 70-2007 para las disposiciones que no contravengan la LGIE y obliga a todas las centrales de generación a cumplir las órdenes del Operador del Sistema (Artículo 9, literal D), constituyendo una infracción grave la no observancia de esta; y el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM, 2020) reafirma la prioridad de despacho de esta generación, condicionando el mismo al cumplimiento de restricciones de seguridad operativa del sistema (Artículos 27 y 115).

De los eventos que han ocurrido en Honduras y en la región, se ha demostrado que la generación renovable variable prometía participar en regulación primaria de frecuencia, en la práctica el servicio no se suministra, por el contrario se ha visto que la tendencia de estas centrales es a disminuir su producción en eventos de sub-frecuencia, por lo que es una deficiencia de esta tecnología, también relacionado con las características imprescindibles del recurso, otra desventaja significativa que tienen estas tecnologías en comparación a la convencional es la carencia de inercia, por lo que si hay problemas de estabilidad y reserva de la red se debe priorizar la que aporta estos servicios de apoyo a la operación del sistema, con el objeto de mejorar la seguridad de la operación en situaciones donde se generan perturbaciones en el balance entre oferta y demanda.

## 1.2 Propósito de esta Guía

Este documento establece los criterios y justificaciones que se tienen en consideración para mantener la operación segura del sistema, procurando un trato igualitario hacia los productores de energía renovable y asegurando que el despacho de esta energía se realice manteniendo los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en la normativa nacional y regional.

El Centro Nacional de Despacho en su calidad de Operador del Sistema tiene la responsabilidad de operar el sistema eléctrico nacional y administrar el mercado eléctrico de oportunidad. Entre otras funciones, el CND-ODS debe operar el sistema siguiendo criterios económicos, de confiabilidad y seguridad de suministro, sobre la base regulatoria de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y su Reglamento (RLGIE), del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y sus Normas Técnicas, así como del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

La limitación de energía renovable variable (GRV) tiene el propósito de permitir el despacho de esta generación dentro de los márgenes de seguridad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), procurando un despacho económico y un trato igualitario entre los productores. En este contexto, se presentan a continuación y en forma resumida, las principales causas que provocan la limitación a las inyecciones de GRV al SIN y las consecuencias o riesgos a los que se expone éste en caso de no tomar acciones inmediatas de limitación de este recurso. También se describen las herramientas utilizadas por el CND-ODS y se expone el procedimiento seguido para el cumplimiento de estas tareas.

## 2 Alcance

La importancia de esta guía abarca los principales motivos para limitar la GRV conectada al SIN, indicando en qué consisten cada uno de los motivos por los cuales se realizan las limitaciones y la importancia de poder ejecutar estas acciones con el fin de velar por la seguridad del SIN. De igual manera se explican los procedimientos seguidos por parte de los Ingenieros Coordinadores de la Sala de Control del CND para realizar las limitaciones respectivas.

## 3 Definiciones, Términos y Abreviaturas

**AGC:** Control Automático de Generación (por sus siglas en inglés “*Automatic Generation Control*”).

**CCSDM:** Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo.

**CND-ODS:** Centro Nacional de Despacho – Operador del Sistema.

**ECS:** Esquemas de Control Suplementario.

**EOR:** Ente Operador Regional.

**GRV:** Generación Renovable Variable.

**LGIE:** Ley General de la Industria Eléctrica.

**MEO:** Mercado Eléctrico de Oportunidad.

**NT-PO:** Norma Técnica de Programación de la Operación.

**PPA:** Contrato de compra de energía (por sus siglas en inglés “*Power Purchase Agreement*”).

**Reserva de bajada:** Es la capacidad de reducción de generación que puede ser activada rápidamente para disminuir la potencia del sistema ante aumentos repentinos de la generación o caídas de demanda. Permite mantener la frecuencia dentro de los rangos permitidos y evitar sobrecarga en líneas y unidades generadoras.

**Reserva de Subida:** Es la capacidad adicional de generación que puede ser incrementada rápidamente ante caídas de frecuencia, reducción inesperada de generación o incremento inesperado de la demanda. Garantiza que el sistema pueda recuperar el equilibrio y evitar desestabilización.

**RLGIE:** Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica.

**RMER:** Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

**ROM:** Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.

**RSF:** Regulación Secundaria de Frecuencia.

**SER:** Sistema Eléctrico Regional.

**SIN:** Sistema Interconectado Nacional.

## 4 Causas de Limitación de GRV

En esta sección se describen las causas que pueden llevar a la limitación de la Generación Renovable Variable. Los Ingenieros Coordinadores de Transmisión o de Generación de la Sala de Control del CND-ODS, priorizando la confiabilidad del sistema, el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM), las condiciones operativas del SIN y el mantenimiento de los intercambios pactados con el MER dentro de los límites establecidos, podrán aplicar limitaciones a la generación renovable por alguna de las razones que a continuación se explican.

### 4.1 Alta Variabilidad de Generación Eólica

Esta condición se presenta cuando la variabilidad del bloque de generación eólica provoca el agotamiento de los límites de reserva rodante disponibles, haciendo necesario restablecer dicho margen mediante la convocatoria de unidades despachables adicionales (generalmente generación térmica) o mediante el incremento de potencia en unidades ya sincronizadas (usualmente, la unidad marginal). En consecuencia, ante el agotamiento total de la reserva de subida y la necesidad de incorporar generación térmica

para recuperar el margen operativo requerido, resulta indispensable desplazar la generación eólica; con propósito de mantener un margen de reserva que permita mantener el balance entre oferta y demanda.

Posteriormente, si la reserva de subida se restituye y se observa un agotamiento de la reserva de bajada, el Ingeniero Coordinador en la Sala de Control debe limitar la inyección del recurso renovable. De manera frecuente, este tipo de eventos ocasiona que las centrales hidroeléctricas que proveen servicios de regulación primaria de frecuencia (RPF)—como El Cajón, Arenal, Río Lindo y Cañaveral, Patuca III— operen en zonas límites a regiones de cavitación y de baja eficiencia, al ser despachadas a niveles cercanos a sus capacidades mínimas.

## 4.2 Alta Variabilidad de Generación Fotovoltaica

Esta condición se presenta cuando la variabilidad del bloque de generación solar fotovoltaica provoca el agotamiento de los límites de reserva rodante disponibles, haciendo necesario restablecer dicho margen mediante la convocatoria de unidades despachables adicionales (generalmente generación térmica) o mediante el incremento de potencia en unidades ya sincronizadas (usualmente, la unidad marginal). En consecuencia, ante el agotamiento total de la reserva de subida y la necesidad de incorporar generación térmica para recuperar el margen operativo requerido, resulta indispensable desplazar la generación solar fotovoltaica, con propósito de mantener un margen de reserva que permita mantener el balance entre oferta y demanda.

Posteriormente, si la reserva de subida se restituye y se observa un agotamiento de la reserva de bajada, el Ingeniero Coordinador en la Sala de Control debe limitar la inyección del recurso renovable. De manera frecuente, este tipo de eventos ocasiona que las centrales hidroeléctricas que proveen servicios de regulación primaria de frecuencia (RPF)—como El Cajón, Arenal, Río Lindo y Cañaveral, Patuca III — operen en zonas límites a regiones de cavitación y de baja eficiencia, al ser despachadas a niveles cercanos a sus capacidades mínimas.

Como ejemplo de esta condición, la Figura 4-1 muestra la generación total del parque solar fotovoltaico del SIN correspondiente a un día específico. En dicha figura se aprecia un perfil de generación estable y dentro de parámetros aceptables, presentándose variaciones significativas únicamente durante un intervalo reducido.

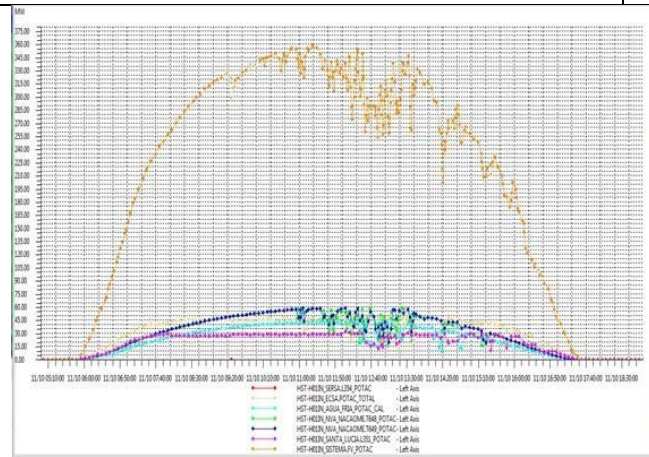


Fig. 4-1 Perfil diario de Generación solar presentando baja variabilidad.

Por otro lado, la Figura 4-2 muestra un escenario de alta variabilidad, en el cual el recurso solar fotovoltaico presenta oscilaciones significativas de potencia, con desviaciones relevantes respecto a la previsión de generación utilizada en la programación de corto plazo. Este comportamiento corresponde a una condición típica de insuficiencia de reservas de regulación para compensar dicha variabilidad, por lo que la aplicación de limitaciones a esta generación se vuelve operativamente inevitable.

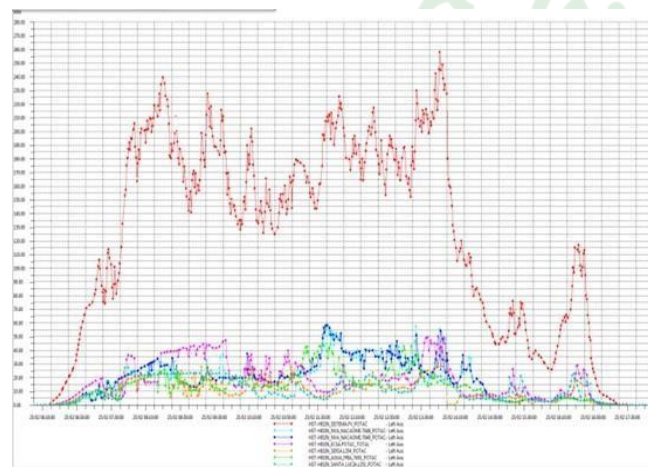


Fig. 4-2 Perfil diario de Generación Solar presentando alta variabilidad.

### 4.3 Baja Demanda Nacional

Esta condición se presenta cuando la demanda del SIN desciende a niveles que impiden mantener la operación segura y eficiente del parque generador, particularmente en periodos de mínima carga. En estos escenarios, la generación renovable debe ser limitada para garantizar el cumplimiento de los requerimientos de generación forzada que puede ser térmica, hidráulicas ubicadas en zonas estratégicas para sostener voltajes, con aporte de inercia y servicios de regulación de frecuencia, capacidades necesarias para sostener la estabilidad del sistema. Cuando la demanda es insuficiente para absorber la producción total del recurso renovable disponible, el Ingeniero Coordinador en la Sala de Control debe aplicar restricciones a la inyección de estas plantas con el fin de mantener los márgenes

de operación, preservar la frecuencia y asegurar el despacho de las unidades que proporcionan regulación y otros servicios esenciales.

Esta situación generalmente ocurre en días feriado o de muy bajas temperaturas, característica en días de diciembre hasta mediados de marzo.

#### 4.4 Baja Demanda en Zona Centro – Sur

Esta situación ocurre cuando la demanda en la zona centro-sur del país se reduce a niveles que dificultan el despacho eficiente del parque solar fotovoltaico nacional, debido a que la demanda en la zona norte se mantiene elevada y debe ser atendida principalmente con generación térmica de la zona, por lo que es necesario limitar la inyección de recursos renovables en la zona centro-sur para mantener los voltajes en la zona norte, garantizar un despacho equilibrado y seguro del sistema. El Ingeniero Coordinador en la Sala de Control aplica estas restricciones con el fin de mantener la operación dentro de los márgenes de seguridad, asegurar la provisión de servicios auxiliares y preservar la estabilidad de voltaje y frecuencia, mientras se optimiza el uso de la generación disponible en función de las

restricciones geográficas y de transmisión del sistema, cumpliendo en todo momento con los intercambios regionales previamente pactados.

#### 4.5 Estado de Emergencia

Esta causa se presenta cuando ocurre una contingencia mayor, a nivel nacional o regional, que provoca la violación de los criterios de calidad y seguridad, generando un estado de emergencia. Esta situación conlleva desvíos significativos en los programas de intercambio, con inyecciones de potencia sostenidas hacia otros países de Centroamérica, típicamente superiores a 20 MW. En la mayoría de los casos, esta condición se acompaña de una declaración oficial por parte del EOR, estableciendo formalmente la emergencia.

#### 4.6 Mantenimientos Programados

Esta causa se presenta generalmente durante trabajos de mantenimiento en las líneas de transmisión. Cuando, por la naturaleza de las labores, el mantenimiento debe realizarse durante el día, se ve afectada la evacuación segura de la generación de una o varias plantas fotovoltaicas. En estos casos, la generación se limita conforme a los estudios de seguridad operativa aplicables, tanto nacionales como regionales, y/o siguiendo las recomendaciones del EOR, en función de la capacidad de evacuación local disponible. Las limitaciones derivadas de esta causa se notifican con la debida anticipación para garantizar la coordinación operativa.

## 4.7 Restablecer o Mejorar Reserva Secundaria en el Sistema (Permitir Entrada de Unidades con capacidad de regulación secundaria de frecuencia como ser El Cajón)

Esta causa tiene una estrecha relación con lo expuesto en 4.1 y 4.2, aunque la alta variabilidad no es la única razón para el despliegue del AGC.

Operar el SIN cumpliendo los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimos (CCSDM) requiere que un número determinado de unidades participe en el servicio de Control Automático de Generación (AGC). Estas unidades tienen la capacidad de regular automáticamente su potencia de salida para compensar variaciones en la demanda eléctrica, en la generación con recursos variables (GRV), así como aquellas derivadas de la salida forzada de unidades de generación o de líneas de transmisión. La respuesta de estas unidades ante dichos eventos se conoce como Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).

Cuando las unidades regulan su generación utilizando las reservas de regulación secundaria, estas reservas deben ser repuestas para que el sistema mantenga permanentemente los recursos necesarios para el balance de potencia. Por lo tanto, cuando las reservas de regulación secundaria se agotan —ya sea en dirección de subida o de bajada— se debe convocar o poner en línea unidades adicionales que participen en el AGC, en caso de tenerlas disponible si no convocar a otras fijas para reestablecer la reserva agotada, siendo necesario desplazar otra generación, ya sea controlable o no controlable.

Si la generación controlable (por ejemplo, térmica) se encuentra en su nivel mínimo requerido para servicios complementarios, como inyección de potencia reactiva o regulación primaria de frecuencia, se debe desplazar generación GRV para liberar la capacidad necesaria para las unidades que suministran AGC.

Debido a restricciones operativas de las unidades hidroeléctricas —por ejemplo, las cuatro unidades de El Cajón operan en un rango seguro de entre 50 y 77 MW, pudiendo este rango disminuir con la caída de la cota del embalse— la generación GRV desplazada debe ajustarse a estas restricciones, permitiendo su reincorporación dentro de su nivel mínimo de operación.

Como referencia la Tabla 2-1 presenta las plantas del SIN que participan del AGC a la fecha de publicación de la presente versión de esta Guía.

Planta	Aporte en AGC	Generación Mínima (MW)
<b>El Cajón</b>	25 MW por unidad	50
<b>LUFUSSA III</b>	Hasta 5 % de potencia despachada	16.2
<b>Arenal</b>	Hasta 6 MW por unidad	20

Tabla 4-1 Plantas del SIN que participan del AGC.

En el caso de las plantas ENERSA, ELCOSA, GEOPLATANARES y LUFUSA II no participan en la respuesta de control automático de generación AGC, por desajustes en la calidad del servicio.

## 4.8 Pérdida de Control del Parque Fotovoltaico

Las plantas solares y eólicas pueden estar controladas de dos maneras:

- a. **Control Remoto:** Sucede cuando el Ingeniero Coordinador de la Sala de Control del CND-ODS tiene habilitado el control de las variables de voltaje y potencia de la planta.
- b. **Control Local:** Sucede cuando el Operador de la planta solar tiene el control de las variables de voltaje y potencia, y el Coordinador en Sala de Control no puede limitar la potencia de la planta de forma remota.

Esta causa se presenta cuando ocurren fallas en los sistemas de control remoto de voltaje o potencia de la planta, o cuando, por acciones voluntarias del generador, la Sala de Control del CND-ODS pierde la capacidad de operar el generador de forma remota. Asimismo, esta causa aplica cuando, mientras se restablece el control remoto, el Operador de la planta no responde o desatiende las consignas de reducción de potencia enviadas por el CND-ODS. Bajo estas condiciones, la falta de respuesta oportuna puede generar que el parque fotovoltaico produzca perturbaciones en el SIN, lo que obliga a la Sala de Control a aplicar limitaciones operativas más severas para preservar la estabilidad del sistema.

## 4.9 Falla o indisponibilidad del SIN

La causa Falla o Indisponibilidad del SIN involucra situaciones en que un equipamiento del sistema de transmisión, distribución o unidad generadora están fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra, y debido a tal

indisponibilidad no resulta factible o seguro despachar toda la generación de una o más centrales solares o eólicas.

Se registrará como causa Falla/Indisponibilidad del SIN cuando la indisponibilidad que provoca la limitación sea imputable a las empresas distribuidora o transmisora propiedad del Comprador (en un contrato de compra de energía o PPA por sus siglas en inglés) siempre y cuando las mismas sean el resultado de negligencia, falta de eficiencia en la operación y el mantenimiento de sus activos o incumplimiento a compromisos contractuales adquiridos con el Vendedor para el refuerzo o la expansión de los sistemas del Comprador.

Se entenderá que en la tipificación de la causa como Falla o Indisponibilidad del SIN se identifica a esta como causa raíz de la limitación, pudiendo involucrar el compromiso de la seguridad operativa del sistema, pero identificando al resto de causas como derivadas directamente de la primera.

Por el contrario, si la falla o indisponibilidad que da lugar a la limitación resultare de otras causas no imputables a las empresas distribuidora o transmisora (disparo de elementos de protección a raíz de actuación de esquemas de desconexión automática de carga o disparo de elementos de protección a raíz de violación de los CCSDM del SIN), la misma se deberá tipificar según la causa que mejor describa la situación real.

#### 4.10 Vertimiento de Agua en Embalses de Centrales Hidroeléctricas Estatales

Esta condición se encuentra estipulada en la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables (Artículo 9) y procura dar prioridad a la generación hidroeléctrica para salvaguardar la integridad de las obras civil y mecánica que conforman las instalaciones físicas de las centrales hidroeléctricas, así como proteger a comunidades aguas abajo de estas centrales de potenciales desastres sociales y ambientales.

### 5 Riesgos asociados al no realizar las limitaciones correspondientes

La aplicación oportuna de limitaciones a la generación renovable variable es una medida esencial para preservar la seguridad y estabilidad operativa del SIN. La omisión de estas acciones puede exponer al sistema a una serie de riesgos operativos significativos, derivados principalmente de la alta variabilidad e incertidumbre propia de estos recursos. Entre estos riesgos se incluyen la degradación de la calidad de la frecuencia y el voltaje, el agotamiento de reservas de regulación, la pérdida de márgenes de seguridad, el incumplimiento de intercambios regionales y, en casos extremos, la posibilidad de generar perturbaciones mayores que comprometan la continuidad del suministro eléctrico. La presente sección en la Tabla 2-2 detalla los principales riesgos asociados a no aplicar dichas limitaciones.

Número de Causa	Nombre de Causa	Riesgo al no limitar GRV
1	Alta Variabilidad de Generación Eólica	Colapso parcial o total del sistema eléctrico regional. Violación de criterios de desempeño de la regulación secundaria de frecuencia, de los programas de intercambio pactados y afectación de los costos de los desvíos nacionales.
2	Alta Variabilidad de Generación Fotovoltaica	Colapso parcial o total del sistema eléctrico regional. Violación de criterios de desempeño de la regulación secundaria de frecuencia, de los programas de intercambio pactados y afectación de los costos de los desvíos nacionales.

<b>3</b>	Baja Demanda Nacional	Violación de criterios de desempeño de la regulación secundaria de frecuencia y elevación de costos por desvíos de los programas de intercambio pactados.
<b>4</b>	Baja Demanda en Zona Centro – Sur	Apagón en toda la zona norte de Honduras. Violación de criterios de desempeño de la regulación secundaria de frecuencia, elevación de costos por desvíos de los programas de intercambio pactados. Daños mecánicos de generadores hidroeléctricos que brindan regulación de frecuencia al operar en zonas prohibidas.
<b>5</b>	Estado de Emergencia	Daños mecánicos a generadores hidroeléctricos que brindan RSF al operar en zonas prohibidas, apagones parciales o total en el país. Violación de criterios de desempeño de la regulación secundaria de frecuencia y afectación drástica de los costos de los desvíos nacionales y los programas de intercambio regional pactados.
<b>6</b>	Mantenimientos Programados	Pérdida de estabilidad regional del sistema eléctrico y apagón general. violación de criterios de desempeño de la regulación secundaria de frecuencia. Afectación de programas de intercambio. Cruce transitorio por zonas prohibidas de generadores hidroeléctricos que proporcionan regulación de frecuencia.
<b>7</b>	Mejorar Reserva Secundaria en el Sistema (Permitir Entrada de Unidades de El Cajón)	Colapso parcial o total del sistema eléctrico regional. Violación de criterios de desempeño de la regulación secundaria de frecuencia, de los programas de intercambio pactados y afectación de los costos de los desvíos nacionales.
<b>8</b>	Pérdida de Control del Parque Fotovoltaico	Violación de criterios de calidad, seguridad y desempeño. Pone en riesgo la operación segura del sistema eléctrico regional.
<b>9</b>	Falla o Indisponibilidad del SIN	Pérdida de estabilidad regional del sistema eléctrico y apagón general. Violación de criterios de desempeño de la regulación secundaria de frecuencia. Afectación de programas de intercambio. Cruce transitorio por zonas prohibidas de generadores hidroeléctricos que proporcionan regulación de frecuencia.
<b>10</b>	Vertimiento de Agua en Embalses de Centrales Hidroeléctricas Estatales	Daños a infraestructura de embalses de centrales hidroeléctricas estatales y afectación social a comunidades aguas abajo de estos embalses

*Tabla 5-1 Riesgos asociados a las causas que llevan a limitar GRV en el SIN.*

## 6 Otras causas de Limitación

### 6.1 Actuación de Esquemas de Control Suplementario (ECS)

Los esquemas de control suplementario (ECS) actúan como mecanismos automáticos de protección y estabilización diseñados para responder ante condiciones anómalas del sistema eléctrico que no pueden ser atendidas oportunamente por la regulación primaria o secundaria. Su activación se produce cuando se detectan desviaciones críticas en variables operativas —como frecuencia, voltaje, flujos de potencia o estabilidad angular— que ponen en riesgo la integridad del SIN. La actuación de estos esquemas puede incluir el disparo de generación, incluyendo las GRV. Aunque su función es preservar la estabilidad inmediata del sistema, su operación refleja que el sistema se encuentra en una condición severa que, de no corregirse, podría escalar a eventos de mayor impacto.

Estas limitaciones debido a las actuaciones de los ECS ocurren cuando la operación de la planta está asociada a un esquema de control suplementario integrado para evitar un colapso parcial o total de una región del sistema eléctrico. Se caracteriza por actuar automáticamente generando acciones bruscas de control sobre la planta y en ocasiones disparo completos de los parques. Estas limitaciones generalmente solo quedan registradas en el SCADA de manera detallada, ya que son actuaciones rápidas y repentinas sobre los controles de los parques fotovoltaicos.

De no actuar correctamente se darán sobrecargas y disparos en cascada de líneas de transmisión, posiblemente apagón en varias subestaciones de la zona y pudiera darse origen a una crisis regional.

### 6.2 Incumplimiento reglamentario

En esta situación la planta incumple acuerdos o reglamentos en cuanto a mecanismos, equipos y/o controles que debe tener habilitados para poder operar en el SIN, o incumple disposiciones regulatorias (nacionales o regionales) para poder inyectar su producción de energía en forma segura al sistema.

Frente a estas situaciones, cuya normalización puede requerir periodos prolongados de tiempo, el CND-ODS podría mantener una limitación total a la potencia de salida de la central o centrales involucradas, hasta la regularización y subsanación de los incumplimientos.

## 7 Causales que ya no están siendo utilizados por parte del CND

En la actualidad, algunas de las causas históricamente asociadas a la limitación de energías renovables han dejado de aplicarse gracias a las mejoras implementadas en la infraestructura del Sistema Interconectado Nacional. La modernización de equipos, el refuerzo de líneas de transmisión y la optimización de los sistemas de control han permitido reducir significativamente las restricciones que anteriormente afectaban la

operación de las plantas renovables. Como resultado, el proceso de limitación se centra ahora en un conjunto más acotado de situaciones, lo que contribuye a una gestión más eficiente y confiable de la energía renovable disponible.

A continuación, se muestran las causas que ya no se utilizan al momento de limitar GRV con su respectiva explicación en la Tabla 7-1.

Número	Nombre de causa	Explicación del porque ya no se utiliza
1	Evitar sobrecarga de los Transformadores de la Subestación El Progreso (T601 y T604)	Integración de un tercer Transformador en Subestación El Progreso (T603). Integración de una nueva línea de 230 kV entre Subestaciones San Pedro Sula Sur (L653). Integración de dos Transformadores de 230/138/13.8 kV en Subestación San Pedro Sula Sur.
2	Mejorar voltaje en Subestación El Progreso (Barras B603 y B604)	Integración de un tercer Transformador en Subestación El Progreso (T603). Integración de una nueva línea de 230 kV entre Subestaciones San Pedro Sula Sur (L653). Integración de dos Transformadores de 230/138/13.8 kV en Subestación San Pedro Sula Sur.
3	Otro	Esta causa quedó en desuso desde el mes de enero de 2022
4	Acciones preventivas por Huecos de Tensión	Se dejó usar porque las centrales fotovoltaicas que motivaron esta restricción han mejorado su configuración frente a hueco de tensión, haciendo que mejore la estabilidad de la red en presencia de disturbios transitorios de voltaje, aunque el problema no está totalmente eliminado, se logró atenuar con la incorporación un esquema de control suplementario para reducir el impacto de estos eventos.

Tabla 7-1 Causales históricos no utilizados por CND.

Las primeras dos causas enlistadas en la Tabla 7-1 fueron utilizadas por mucho tiempo, pero ya no se utilizan debido a la puesta en operación de nuevos proyectos de transmisión y ampliación de subestaciones, especialmente en la zona norte del país, incrementando así la capacidad de transporte, evitando congestiones que antes obligaban a limitar GRV.

Con respecto a la causa preventiva por Huecos de Tensión, ya no es utilizada gracias a la implementación de un Esquema Remedial ante Huecos de Tensión, el cual es activado y desactivado por parte del Ing. Coordinador de la Transmisión, en cuanto el SIN lo requiera.

Este esquema, cuando detecta un disparo automático de ciertas líneas de Transmisión de 230 kV de la zona sur del país, procede a abrir de manera automática ciertos circuitos de distribución de la zona centro y sur del país, evitando de esta manera un desbalance entre la carga y generación del SIN, debido al descenso de generación de los GRV por las perturbaciones provocadas por estas aperturas de línea de transmisión de 230 kV.

## 8 Procedimiento de Limitación GRV por CND-ODS

El procedimiento de limitación de los GRV establece las directrices operativas que debe aplicar CND-ODS para gestionar, de manera segura y coordinada, la inyección de estos recursos en el SIN. Dado el carácter intermitente y poco predecible de estas tecnologías, su operación puede comprometer los márgenes de reserva, el cumplimiento de los intercambios regionales, la estabilidad de frecuencia y voltaje, así como otros criterios establecidos en los CCSDM. Este procedimiento define las condiciones bajo las cuales deben aplicarse las limitaciones, las acciones a ejecutar por el personal de sala de control y los mecanismos de comunicación asociados, garantizando que dichas intervenciones se realicen de forma oportuna, transparente y orientada a la preservación de la seguridad y la confiabilidad del SIN.

Tal como indica la NT-PO en su sección 11.8:

“El CND-ODS tiene la autoridad para reducir la generación despachada en períodos de exceso de oferta de generación, priorizando con criterio técnico y operativo los CCSDM y los SSCC.”

En la misma sección, la NT-PO estipula:

“En caso de que, en una hora, por baja demanda o por restricciones de transmisión o de CCSDM, la oferta de generación renovable es mayor que la máxima generación despachable con criterio económico, el CND-ODS aplicará reducciones a la generación renovable de acuerdo con los siguientes criterios:

- Para Contratos Pre-existentes se considera el costo variable adicional de resultar en dicho contrato obligación de pagar a la energía no generada; y
- Repartir la reducción con criterio económico, teniendo en cuenta el costo variable adicional, en caso de existir.”

La presente guía reconoce que en el contexto del contrato de compra-venta de energía entre la ENEE como Agente comprador y las centrales de generación renovable variable (contratos pre-existentes), puede existir obligación de pagar una penalización por la energía que no se logra inyectar al SIN. Por consiguiente, para viabilizar la implementación de esta sección de la NT-PO, las partes del contrato comunicarán al CND-ODS la siguiente información:

- a. Las causas de limitación de GRV que tienen asociado un costo variable, de conformidad a la lista y la descripción de causas presentadas en la Sección 4 de

esta Guía. Las partes del contrato podrán solicitar la consideración de otra causa o categoría no mencionada hasta aquí, para que el CND-ODS valore su inclusión en el procedimiento.

- b. El costo variable a utilizar en la aplicación de limitaciones de GRV para las causas especificadas en el literal anterior, en [\$/h]. Este costo se declarará con la misma frecuencia con que el mismo cambia o es ajustado en el contrato.
- c. La fórmula, condición o regla a considerar por el CND\_ODS en la utilización de este costo variable y la aplicación de limitaciones de GRV, para las causas especificadas en el literal (a) anterior
- d. Toda otra información relevante y necesaria para la implementación de este mecanismo en la aplicación de limitaciones de GRV

**Nota:** Para que el CND-ODS valide y aplique lo contenido en esta declaración, esta deberá ser una declaración conjunta de las partes, de conformidad a lo estipulado en la sección 6.3 de la Norma Técnica de Contratos.

Habiendo identificado y reconocido las causas que provocan la necesidad de vertimiento de energía renovable variable, los Coordinadores de Transmisión/Generación de la Sala de Control del CND-ODS procederán a ejecutar la limitación siguiendo los siguientes criterios. Estos lineamientos son de carácter general y requieren además del juicio y experiencia del Coordinador en la preservación de la seguridad del sistema.

## 8.1 Procedimiento Vigente para limitar GRV

Entre tanto las partes involucradas en contratos de compra-venta de energía del tipo GRV no comuniquen al CND-ODS la información enlistada al inicio la Sección 7, el Ingeniero Coordinador de Transmisión o Generación utilizará los siguientes lineamientos generales en la aplicación de limitaciones, para todas las causas presentadas en la Sección 4.

- a. Identificar necesidad de limitar recurso renovable (identificación de causa).
- b. De presentarse alta variabilidad de una determinada planta solar-fotovoltaica o eólica, limitar dicha planta o conjunto de plantas como se muestra en la Tabla 4-1.

Número	Subestación	Transformador	Plantas	Limitación (%)
1	Santa Lucía	T636	ECSA (50 MW), CLU (20 MW), CLD (30 MW), HLS (25)	50
2	Nueva Nacaome	T648, T649	SOPOSA (50 MW), COHESSA (50 MW)	50
3	Santa Lucía	T634	MARCOVIA (35 MW), MECER (25 MW), FOTERSA (20 MW), LAJAS (10 MW)	50
4	Agua Fría	T651, T650	NACAOME I (44 MW), NACAOME II (44 MW)	50

5	El Bijagual	T646, T647	SAN MARCOS (60 MW), CHINCHAYOTE (50 MW)	50
6	Cerro de Hula	T630, T644	CERRO DE HULA (100 MW)	50
7	Coyoles Central	T557	CIHESA (46 MW)	50
8	Chichicaste	T462	PATUCA SOLAR (20 MW)	50
9	Choloma	UM511	ENERESA (12.6 MW)	50

Tabla 8-1 Procedimiento para limitar más de una central por alta variabilidad.

- c. De presentarse causales 3 y 4 limitar plantas según Base de Datos asociada de la App de Limitación de GRV del CND-ODS, tomando en consideración las horas de limitación acumuladas de cada planta para las últimas 168 horas
- d. En Estado de Emergencia (Causa 5), Falla/Indisponibilidad del SIN (Causa 9) o Vertimiento de embalses (Causa 10), limitar según se requiera, tomando en consideración las horas de limitación acumuladas de cada planta para las últimas 168 horas.
- e. En condiciones de despeje programado (Causa 6), limitar según las condiciones de la red, teniendo presente siempre la confiabilidad del sistema.
- f. De presentarse pérdida de control de plantas solares-fotovoltaicas (Causa 8), limitar dichas plantas si se requiere de dicha limitación para preservación de la seguridad y calidad de la operación.

El equipo de Tiempo Real del CND-ODS actualizará diariamente la Base de Datos de la App de Limitación de GRV. En dicha base se almacena el histórico de limitaciones de las plantas solares y eólicas, por lo que se puede reconocer las plantas, los valores de potencia y el tiempo de limitación de las últimas plantas que han sido limitadas. Esta información se utiliza como referencia para determinar las plantas a limitar de acuerdo con su estado anterior, logrando con ello un procedimiento equitativo entre las plantas.

La central HELIOS será limitada en el bloque de plantas solares en la Subestación de Santa Lucía cuando el interruptor 32L61B esté cerrado, y se prevea sobrecarga por exceso de generación en la subestación Santa Lucía.

Para el caso particular de la Causa 1 (Limitación por Alta Variabilidad), si el Ingeniero Coordinador de Transmisión/Generación de la Sala de Control del CND-ODS observa variabilidad en la generación solar o eólica, analizará y determinará lo siguiente:

- a. Si existe alta variabilidad y la reserva puede suplir este evento, no se limita ninguna planta.
- b. Si existe alta variabilidad y se agota la reserva por un periodo de diez (10) minutos o superior, el Ingeniero Coordinador solicitará la entrada de unidades de El Cajón, Rio Lindo o Cañaverl, dependiendo de la necesidad del caso y procurando compensar el evento en menos de cinco minutos.
- c. Inmediatamente se limitará la primera planta al 50 % del bloque de plantas que estén ocasionando el evento según la Tabla 4-1, por 55 minutos.

- d. Mientras ocurre el proceso de limitación, el Coordinador observará el comportamiento de la generación solar o eólica y si observa que la variabilidad persiste solicitará entrada de generación térmica; si con frecuencia se da señales de agotamiento de la reserva a subir.
- e. Si transcurrido los 55 minutos la variabilidad de generación persiste y la reserva sigue siendo insuficiente, el Coordinador procederá a limitar la segunda planta al 50% del bloque de plantas que estén ocasionando el evento según la Tabla 4-1, por 55 minutos, y se dejará libre la planta que se tenía limitada. No obstante, si la generación solar ya no presenta variabilidad después de los 55 minutos de limitación, se procederá a centrar la reserva y liberar la centrales fotovoltaicas moviendo la generación despachable, teniendo en cuenta que, si ingresó generación térmica, esta saldrá de acuerdo con restricciones técnicas y operativas de la misma (tiempos mínimos en operación y fuera de servicio, y rampas de subida y bajada); de conformidad a ello será el tiempo en que se permitirá la restitución de la generación variable.
- f. Si la generación variable presenta nuevamente variabilidad en el mismo día, se procederá a limitar la siguiente planta, en el bloque de plantas que no se ha limitado en dicho día, de acuerdo con la Tabla 4-1.
- g. El Ingeniero Coordinador de Sala de Control debe estar en constante monitoreo de la generación solar o eólica, para cumplir con los criterios de desempeño de la regulación secundaria de frecuencia y de seguridad de los sistemas eléctricos nacional y regional.

## 8.2 Procedimiento para limitar la Generación por causas que tienen asociado un costo variable

Cuando la limitación de GRV a una planta tiene asociado una penalización, el CND-ODS utilizará este costo variable en la administración de las limitaciones, como lo prescribe la Sección 11.8 del ROM.

Para poder delinear el procedimiento a seguir cuando la causa o causas de limitación tienen asociado un costo variable, el CND-ODS requiere conocer, como mínimo, la información correspondiente a los literales (a), (c) y (d) de los componentes enlistados al inicio de la Sección 7. Por lo tanto, al contar con dicha información el CND-ODS deberá:

- a. Elaborar y publicar un documento suplementario a esta Guía, ó,
- b. Elaborar un Anexo, agregarlo a la presente Guía y publicar una actualización de esta, ó,
- c. Actualizar la presente Guía y publicar una actualización de esta.

## 9 Anexos

### 9.1 Anexo A: Centrales Solares y Eólicas del SIN en Operación

No.	Central	Código	P (MW)	Subestación	Barra	Transformador
1	MARCOVIA	MCV	35.00	SANTA LUCÍA	B348	T634
2	MECER	MCR	25.60	SANTA LUCÍA	B348	T634
3	FOTERSA	FTS	20.00	SANTA LUCÍA	L355	T634
4	LAJAS	LJS	10.50	SANTA LUCÍA	L363	T634
5	HELIOS	HLS	25.90	LOS PRADOS	L361	T632
6	CHOLUTECA I	CLU	20.00	SANTA LUCÍA	L353	T636
7	CHOLUTECA II	CLD	30.00	SANTA LUCÍA	L354	T636
8	ECSA	CET	50.00	SANTA LUCÍA	L352	T636
9	LLANOS SUR	LLS	13.75	PAVANA	B363	T633
10	PRADOS SUR	PDS	28.75	PRADOS	B656	T556
11	ENERBASA	EBS	20.00	LUFUSSA III	B623	T653
12	SOPOSA	SOP	50.00	NUEVA NACAOME	B640	T648
13	COHESSA	COH	50.00	NUEVA NACAOME	B640	T649
14	NACAOME II	FND	44.50	AGUA FRÍA	B641	T651
15	NACAOME I	FNU	44.50	AGUA FRÍA	B641	T650
16	EL POLLITO	PLL	20.00	NACO	L363	T564
17	SAN MARCOS	PSM	60.00	EL BIJAGUAL	B639	T646
18	CHINCHAYOTE	CHY	40.00	EL BIJAGUAL	B639	T647
19	CERRO DE HULA	CDH	120.00	CERRO DE HULA	B630	T630/ T644
20	CIHESA	CIH	46.0	COYOLES CENTRAL	B578	T557
21	PATUCA SOLAR	PTS	17.6	CHICHICASTE	B362	T462
22	ENERESA	ERS	12.60	CHOLOMA	B252	UM511

Tabla 9-1 Centrales Solares y Eólicas del SIN en Operación.

### 9.2 Anexo B: Fundamento en Normativa Regional y Nacional

#### 9.2.1 Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central

**Artículo 7.2.2.2:** Los Agentes en cada área de control serán los responsables de mantener las inyecciones y retiros programados y los OS/OM de controlar los intercambios programados entre áreas de control y de contribuir al control de la frecuencia en el SER. En consecuencia, los OS/OM en cada área de control deberán disponer, como mínimo, de la

reserva de potencia activa que establezca el EOR para la regulación secundaria de frecuencia.

**Artículo 16.2.7.4:** Cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación secundaria suficiente para cumplir con el criterio CPS.

## 9.2.2 Reglamento del Mercado Eléctrico Regional

**Libro I; 1.5.4, literal “C” romano “V”:** Los OS/OMS coordinarán la operación de los sistemas eléctricos y la gestión comercial entre sus agentes con el EOR, por lo que están obligados a: Preservar la confiabilidad, seguridad y calidad del servicio durante las condiciones de operación normal y en emergencias, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño y en especial establecer restricciones y criterios operativos para el cumplimiento de dichos criterios; dentro de las reglas para la operación técnica del MER a ser realizada por el EOR en coordinación con los OS/OMS y los agentes.

**Libro II: 3.1.2., literal “C”:** Cada OS/OM tendrá la obligación de mantener la operación de su red dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales y nacionales;

## 9.2.3 Ley General de la Industria Eléctrica

**Artículo 9, literal F:** El Operador del Sistema tendrá como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico.

Adicionalmente, ejercerá la supervisión y el control de las operaciones del Sistema Interconectado Nacional y el resto de sus funciones en coordinación con las empresas y operadores del sistema eléctrico, bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.

## 9.2.4 Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM)

**Artículo 10. Funciones del Operador del Sistema:** La principal función del CND\_ODS es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico nacional, así como la operación eficiente de las instalaciones de generación y transmisión a través de las transacciones en el MEN y en el MER, todo ello asegurando el cumplimiento de las obligaciones fijadas en la Ley, sus Reglamentos y el RMER.

Para el cumplimiento de sus funciones, el CND\_ODS tendrá plena autoridad sobre los titulares de instalaciones que formen parte del SIN, quienes deberán operar sus instalaciones siguiendo las instrucciones emitidas por el CND\_ODS.

**Artículo 53. Operación en Tiempo Real:** El CND\_ODS podrá realizar modificaciones en el despacho de las unidades generadoras en tiempo real por razones de seguridad del sistema. Estas modificaciones podrían ser causadas por restricciones físicas de

transmisión, Indisponibilidades Programadas de instalaciones o el incumplimiento de otros criterios de seguridad y calidad.

### 9.2.5 Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO)

**Sección 3.1:** Realizar la coordinación de la operación e impartir instrucciones en tiempo real, realizando Redespachos de ser necesario, manteniendo el principio de Despacho Económico dentro de las restricciones del sistema de transmisión y cumplimiento de los CCSDM, incluyendo las interconexiones internacionales y la coordinación con el EOR y, cuando corresponda, con otros OS/OM del MER.

En asuntos de operación, el CND\_ODS tiene plena autoridad sobre los titulares o propietarios de instalaciones que formen parte del SIN, quienes deberán programar y operar sus instalaciones de acuerdo con los programas y asignaciones que resulten del Despacho Económico, Estudios de Seguridad Operativa y las instrucciones en tiempo real del CND\_ODS

**Sección 3.2:** Cada empresa o instalación coordinada o despachada por el CND\_ODS tiene la obligación de suministrar la información requerida para la programación de la operación y el Despacho Económico, y de cumplir todas las instrucciones del CND\_ODS, salvo motivos de fuerza mayor o riesgo para la seguridad de sus instalaciones o las personas debidamente justificados por el Coordinado.

Todo propietario, usufructuario o gestor de instalaciones eléctricas o sistemas que opera en el SIN y que califica como Coordinado debe poner a disposición del CND\_ODS toda la potencia disponible de generación y capacidad de redes para optimizar la planificación de la operación, el Despacho Económico y la Operación en Tiempo Real, y garantizar el cumplimiento de los CCSDM.

## 10

## Conclusiones

- La limitación de GRV constituye una herramienta indispensable para preservar la seguridad y confiabilidad del sistema, especialmente en escenarios de alta penetración renovable, donde la variabilidad e incertidumbre pueden comprometer parámetros críticos como la frecuencia, la tensión o los márgenes de reserva.
- La aplicación de la limitación debe regirse por criterios transparentes, objetivos y reproducibles, de manera que los operadores, generadores y demás actores del sector cuenten con lineamientos homogéneos que minimicen discrecionalidades y promuevan la eficiencia operativa.
- Es fundamental garantizar mecanismos de comunicación y coordinación eficientes entre el CND-ODS y los agentes involucrados, asegurando que las órdenes de limitación se ejecuten con precisión, trazabilidad y conforme a los tiempos establecidos.