



**GUIA PARA  
LIMITACIÓN DE GENERACIÓN  
RENOVABLE VARIABLE**

**CENTRO NACIONAL DE DESPACHO  
[CND]**

**EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA  
[ENEE]**

**MAYO 2024**



<b>INDICE</b>	
<b>I.</b>	<b>INTRODUCCIÓN ..... 3</b>
1.1	Antecedentes ..... 3
1.2	Propósito de Esta Guía ..... 3
<b>II.</b>	<b>CAUSAS DE LIMITACIÓN DE GRV ..... 4</b>
2.1	Alta Variabilidad de Generación Eólica ..... 4
2.2	Alta Variabilidad de Generación Fotovoltaica ..... 4
2.3	Baja Demanda Nacional ..... 6
2.4	Baja Demanda en Zona Centro - Sur ..... 6
2.5	Estado de Emergencia ..... 6
2.6	Evitar Sobrecarga de los Transformadores de la Subestación El Progreso (T601 y T604) ..... 6
2.7	Mantenimientos Programados ..... 7
2.8	Mejorar Reserva Secundaria en el Sistema (Permitir Entrada de Unidades de El Cajón) ..... 7
2.9	Mejorar Voltaje en Subestación El Progreso (Barras B603 y B604) ..... 8
2.10	Otro ..... 9
2.11	Pérdida de Control del Parque Fotovoltaico ..... 9
2.12	Acciones Preventivas por Huecos de Tensión ..... 9
2.13	Falla o Indisponibilidad del SIN ..... 10
2.14	Vertimiento de Agua en Embalses de Centrales Hidroeléctricas Estatales ..... 10
<b>III.</b>	<b>OTRAS CAUSAS DE LIMITACIÓN ..... 11</b>
3.1	Actuación de Esquemas de Control Suplementario [ECS] ..... 11
3.2	Incumplimiento de Condiciones Contractuales o de Operación en el MEO ..... 11
<b>IV.</b>	<b>PROCEDIMIENTO DE LIMITACIÓN GRV POR CND_ODS ..... 12</b>
4.1	Procedimiento Vigente para Limitar GRV ..... 13
4.2	Procedimiento para Limitar la Generación por Causas que Tienen Asociado un Costo Variable ..... 15
<b>V.</b>	<b>ANEXOS ..... 16</b>
5.1	Anexos A: Centrales Solares y Eólicas del SIN en Operación ..... 16
5.2	Anexos B: Fundamento en Normativa Regional y Nacional ..... 16



## I. 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).

### 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 que se encuentran acogidos a la ley de incentivos a la generación 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.

## **II. CAUSAS DE LIMITACIÓN DE GRV**

En esta sección se describen las causas que llevan a la limitación de GRV. Los Coordinadores de Transmisión o de Generación de la Sala de Control del CND/ODS, teniendo como prioridad la confiabilidad del sistema, los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM) y reconociendo las condiciones imperantes en el SIN y el mantenimiento de los intercambios pactados con el MER dentro de los límites permitidos, deben hacer limitaciones del recurso renovable por alguna de las siguientes causas.

### **2.1 Alta Variabilidad de Generación Eólica**

Esta situación se presenta cuando la variabilidad del conjunto de generación eólica agota los límites de reserva rodante disponible y es necesario reestablecer la reserva convocando otras unidades despachables (usualmente, generación térmica) o aumentando la potencia suministrada por alguna de las unidades en línea (usualmente la planta marginal). En resumen, como ocurre un agotamiento total de la reserva de subida y se convoca generación térmica para recuperar el margen requerido, se debe desplazar generación eólica.

Posteriormente, si este recurso se reestablece y se ve agotada la reserva de bajada, el Coordinador en Sala de Control debe limitar la penetración del recurso renovable. Generalmente, estas situaciones provocan que las centrales hidroeléctricas que proporcionan servicios de regulación (centrales El Cajón y Cañaveral por ejemplo) operen en zonas ineficientes, siendo despachadas a valores cercanos a sus capacidades mínimas.

### **2.2 Alta Variabilidad de Generación Fotovoltaica**

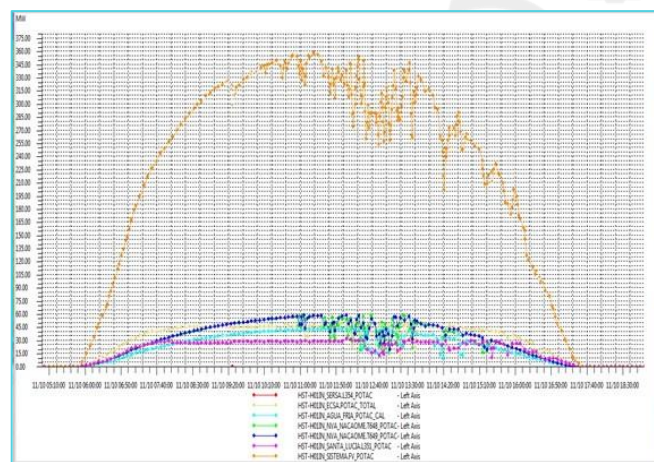
Esta situación se presenta cuando la variabilidad del conjunto fotovoltaico agota los límites de reserva rodante disponible y es necesario reestablecer la reserva convocando otras unidades despachables (usualmente, generación térmica) o aumentando la potencia suministrada por alguna de las unidades en línea (usualmente la planta marginal). En resumen, como ocurre un agotamiento total de



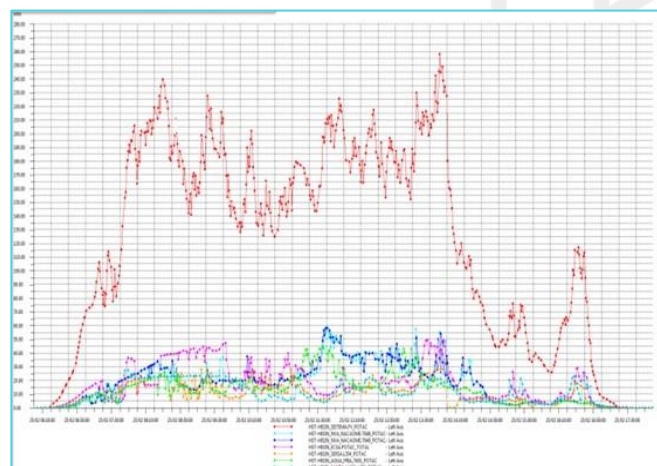
la reserva de subida y se convoca generación térmica para recuperar el margen requerido, se debe desplazar generación solar.

Posteriormente, si el recurso solar se reestablece y se ve agotada la reserva de bajada, esto obliga al Coordinador en Sala de Control a limitar la penetración del recurso renovable. Generalmente, estas situaciones provocan que las centrales hidroeléctricas que proporcionan servicios de regulación (centrales El Cajón y Cañaveral por ejemplo) operen en zonas ineficientes, siendo despachadas a valores cercanos a sus capacidades mínimas.

Como ilustración de esta situación, la **Figura No.1** presenta la generación total del conjunto solar-fotovoltaico del SIN para un determinado día, donde se observa un perfil aceptable, teniéndose variaciones importantes solamente durante un período corto. Por otro lado, la **Figura No.2** presenta la situación de muy alta variabilidad, donde el recurso solar-fotovoltaico experimenta altas oscilaciones de potencia con desviaciones significativas de la previsión de generación considerada en la programación de corto plazo. Esta es una situación típica de insuficiencia de reservas de regulación para balancear esta variabilidad, por lo que la limitación de esta generación es inevitable.



**Figura No.1:** Perfil diario de generación solar presentando baja variabilidad



**Figura No.2:** Perfil diario de generación solar presentando alta variabilidad



### **2.3 Baja Demanda Nacional**

Similar a la situación expuesta en 2.4 pero extendida a todo el SIN, ocurre cuando la demanda nacional es menor a la prevista y sin embargo se debe mantener generación térmica por restricciones operativas de las plantas (mínimos técnicos, rampas de subida y bajada, tiempo mínimo en operación) o suministro de servicios auxiliares. En esta situación las plantas renovables están produciendo en conjunto más de la demanda que debe suministrarse una vez descontada la generación obligada por los motivos anteriores, por lo que no es técnicamente factible inyectar más generación al SIN.

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

### **2.4 Baja Demanda en Zona Centro - Sur**

Ocurre cuando la demanda en la zona central y sur del país se ve muy superada por el recurso renovable en la zona y la transferencia de potencia a través de la subestación El Progreso se acerca a superar los 210 MW (aproximadamente 105 MW a través de los transformadores T601 y T604), siendo este el límite de transferencia a vigilar de acuerdo con estudio del Departamento de Estudios Eléctricos y de Seguridad Operativa del CND\_ODS. El estudio referido se basa en el criterio de seguridad N-1 (contingencia simple de generación o transmisión) el cual recomienda mantener la transferencia de potencia en estos transformadores por debajo de este valor.

Asimismo, se debe limitar esta generación debido a los intercambios regionales, los cuáles se deben de mantener dentro de lo pactado, siendo imposible colocar este exceso de energía en el mercado regional por la falta de competitividad económica.

### **2.5 Estado de Emergencia**

Esta causa describe la situación cuando se ha suscitado una contingencia nacional o regional mayor y los criterios de calidad y seguridad se han violado, derivando en un estado de emergencia que genera desvíos en el programa de intercambio, con una inyección de potencia importante y sostenida hacia los demás países de Centroamérica, del orden de los 20 MW hacia arriba. Por lo general esta causa irá acompañada de una declaración de parte del EOR, decretando la condición de emergencia.

### **2.6 Evitar Sobrecarga de los Transformadores de la Subestación El Progreso (T601, T603 y T604)**

Esta causa también se relaciona con lo expuesto en 2.4 y tal como se describe en la referida sección, un Estudio de Seguridad Operativa basado en análisis de contingencias simples, estipula mantener la transferencia de potencia en los transformadores de esta subestación por debajo de 105 MW cada uno, siendo este un valor de referencia a ser vigilado por los Coordinadores de Transmisión/Generación. Como se observa en la **Figura No.3**, mostrando la



transferencia de potencia para un período y día particulares, existen periodos en los que se superan los valores estipulados. Debido a ser necesario limitar esta transferencia se requiere el desplazamiento de GRV para aportar generación local.



**Figura No.3:** Registro de potencias transferidas por transformadores de El Progreso

## 2.7 **Mantenimientos Programados**

Ocurre generalmente en el mantenimiento de líneas de transmisión. Cuando, por la naturaleza del trabajo, el mantenimiento debe realizarse de día, esto impide la evacuación segura de la generación de una o un grupo de plantas fotovoltaicas, por lo que se limita generación de acuerdo con los estudios de seguridad operativa aplicables, tanto nacionales como regionales, y/o recomendaciones del EOR en función de la capacidad de evacuación local disponible. Las limitaciones por esta causa se notifican con la debida anticipación.

## 2.8 **Mejorar Reserva Secundaria en el Sistema (Permitir Entrada de Unidades de El Cajón)**

Esta causa tiene una estrecha relación con lo expuesto en 2.2, aunque la alta variabilidad no es la única razón para el despliegue del AGC.

Operar el SIN cumpliendo Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimos (CCSDM) requiere que un determinado número de unidades participe del servicio de Control Automático de Generación (AGC). Estas unidades tienen la habilidad de regular su potencia de salida en forma automática para hacer frente a las variaciones tanto de la demanda eléctrica, de GRV, así como las que resultan de la salida forzada de unidades de generación o líneas de transmisión. La respuesta de estas unidades ante estos eventos se conoce como regulación secundaria de frecuencia (RSF).

Cuando estas unidades regulan su generación (utilizan las reservas de regulación secundaria), la reserva debe reposicionarse para que, de forma permanente, el sistema cuente con recursos de balance de potencia. En tal sentido, cuando las reservas de regulación secundaria se agotan (tanto en dirección de subida como de bajada) se debe convocar o poner en línea unidades que participen del servicio AGC, siendo necesario desplazar otra generación del tipo controlable o no controlable. Si la generación controlable (por ejemplo, del tipo térmica) se encuentra en su nivel



mínimo requerido por servicios complementarios (inyección de potencia reactiva y/o regulación primaria de frecuencia), se debe desplazar GRV para poder ubicar la generación que suministra AGC.

Debido a restricciones operativas de las unidades hidroeléctricas (por ejemplo, las 4 unidades de El Cajón mantienen un rango seguro de operación de entre 50-77 MW, pudiendo este rango reducirse al elevarse la cota del embalse), la generación GRV que se desplaza debe ser de conformidad con estas restricciones, permitiendo su entrada en su nivel mínimo de operación.

Como referencia la **Tabla No.1** presenta las plantas del SIN que participan del AGC a la fecha de publicación de la presente versión de esta Guía.

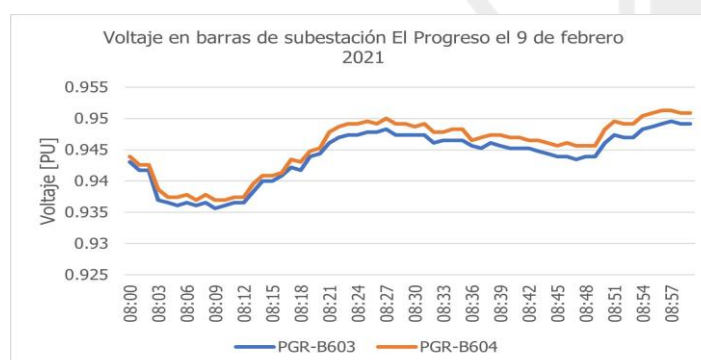
Planta	Aporte obligatorio a RSF	Generación Mínima [MW]
El Cajón	25 MW por unidad comprometida	50
LUFUSA III	Hasta 5 % de potencia despachada	16.2
LUFUSA II	-	9
Geoplatanares	2.5 MW	32
ENERSA	Hasta 5 % de potencia despachada	18
ELCOSA	-	9

**Tabla No.1:** Plantas del SIN que participan del AGC

## 2.9 **Mejorar Voltaje en Subestación El Progreso (Barras B603 y B604)**

Cuando el voltaje en las barras de la subestación El Progreso en el nivel de tensión de 230 kV se encuentra por debajo del 5 % del valor nominal, se violan criterios de seguridad operativa según lo requerido en el literal 4.12.5 (Soporte de voltaje y suministro de potencia reactiva) del RMER. Frente a tal condición, es necesario aumentar la inyección de potencia reactiva en la zona norte del país, misma que es proporcionada por centrales térmicas o hidroeléctricas regulables (i.e., BECOSA, ENERSA, El Cajón, Río Lindo o Cañaveral), implicando el desplazamiento de generación solar para poder mantener los voltajes en los niveles requeridos.

Esta situación de los voltajes de esta subestación se ilustra en la Figura 4, donde se observa que para el periodo de las 8:00 a las 9:00 am de un día en particular el perfil de tensiones se mantiene por debajo de 0.94 hasta aproximadamente las 8:12 am donde se toma acción y se tiene una mejora del parámetro.



**Figura No.4:** Registro de magnitud de voltajes en barras de subestación El Progreso





## 2.10 **Otro**

A partir del mes de enero-2022 esta causa y código quedan en desuso.

## 2.11 **Pérdida de Control del Parque Fotovoltaico**

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

- a. **Control Remoto:** Sucede cuando el 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 corresponde a la situación cuando se dan fallas en el sistema de control remoto de voltaje o potencia de la planta o cuando por acciones voluntarias de la planta la Sala de Control del CND\_ODS pierde el control remoto de la misma. Adicionalmente describe la situación cuando, entre tanto se restablece el control remoto de la planta, el Operador de esta no responde o hace caso omiso a las consignas de reducción de potencia giradas desde el CND\_ODS, lo que puede ocasionar que el parque de generación fotovoltaica provoque perturbaciones en el SIN.

## 2.12 **Acciones Preventivas por Huecos de Tensión**

Esta limitación se presenta al detectar condiciones favorables a una caída abrupta de generación renovable variable ante hueco de tensión, y aplica específicamente a centrales de generación solar-fotovoltaica. La previsión de la caída abrupta de generación solar frente a hueco de tensión se hará en base a los siguientes parámetros operativos:

- ❖ **Tiempo activo del esquema:** activo desde las 9:30 horas hasta las 15:30 horas
- ❖ **Potencia reactiva de central El Cajón:** mayor o igual a 120 MVAR (30 MVAR por cada unidad en línea)
- ❖ **Tensión en barra B603 de la S/E de PGR:** 0.95 p.u. persistente por un tiempo de 10 min. (Estas dos últimas son una señal inequívoca del agotamiento de la reserva reactiva del sistema eléctrico y evidencia un riesgo de propagación de hueco de tensión)
- ❖ **Producción solar total inyectada a la red:** 350 MW.

Una vez dadas estas condiciones el Coordinador de Sala de Control del CND\_ODS procederá a limitar al 50 % de la capacidad AC instalada a las centrales renovables con evidencia de salida abrupta ante hueco de tensión.



### **2.13 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. Como ejemplos de esta situación se pueden mencionar:

- a) Mantenimientos de emergencia de elementos de transmisión que se encuentran fuera del plan anual de mantenimientos.
- b) Mantenimiento de elementos de transmisión programados pero cuyo tiempo de ejecución supera lo previsto en el cronograma de trabajo u orden de despeje.
- c) Malas maniobras de los equipos que resulten en disparos y desconexión de las líneas de transmisión
- d) Disparo de líneas de transmisión a consecuencia de falta de mantenimiento de la servidumbre de las líneas
- e) Fallas en los elementos de una subestación que sean consecuencia de falta de mantenimiento o de mantenimientos defectuosos

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.

### **2.14 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.

La **Tabla No.2** resume los riesgos a los que se expone el sistema en caso se presente alguna de las condiciones enumeradas y no se tome acción por parte del equipo en la Sala de Control del CND\_ODS.

### III. OTRAS CAUSAS DE LIMITACIÓN

#### 3.1 Actuación de Esquemas de Control Suplementario [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.

#### 3.2 Incumplimiento de Condiciones Contractuales o de Operación en el MEO

En esta situación la planta incumple acuerdos contractuales 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 mantendrá una limitación total a la potencia de salida de la central o centrales involucradas, hasta la regularización y subsanación de los incumplimientos.

Causa No.	Riesgo Por No Limitación de GRV
1	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	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.
3	Violación de criterios de desempeño de la regulación secundaria de frecuencia y elevación de costos por desvíos de los programas de intercambio pactados.
4	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>	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>	Apagón en toda la zona norte de Honduras. Violación de CCSDM.
<b>7</b>	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>8</b>	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>9</b>	Apagón en toda la zona norte de Honduras. Violación de CCSDM.
<b>10</b>	N/A
<b>11</b>	Violación de criterios de calidad, seguridad y desempeño. Pone en riesgo la operación segura del sistema eléctrico regional.
<b>12</b>	Apagón nacional y violación de CCSDM.
<b>13</b>	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>14</b>	Daños a infraestructura de embalses de centrales hidroeléctricas estatales y afectación social a comunidades aguas abajo de estos embalses

**Tabla No.2:** Riesgos asociados a las causas que llevan a limitar GRV en el SIN.

#### **IV. PROCEDIMIENTO DE LIMITACIÓN GRV POR CNDODS**

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 referida 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.



- ❖ 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:

- 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 2 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.
- 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.
- 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
- 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.

#### **4.1 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 4, el Coordinador de Transmisión o Generación utilizará los siguientes lineamientos generales en la aplicación de limitaciones, para todas las causas presentadas en la Sección 2.

- Identificar necesidad de limitar recurso renovable (identificación de causa)
- De presentarse alta variabilidad de una determinada planta solar-fotovoltaica o eólica (Causa 1 o Causa 11), limitar dicha planta o conjunto de plantas como se muestra en la Tabla **No.3**



Item	Subestación	Transformador	Plantas	[%] Limitación
1	Santa Lucía	T636	ECSA [50 MW], CLU [20 MW], CLD [30 MW], HLS [25 MW]	50
2	Nueva Nacaome	T648, T649	SOPOSA [50 MW], COHESSA [50MW]	50
3	Santa Lucía	T634	MARCOVIA [35 MW], MECER [25MW], FOTERSA [20 MW], LAJAS [10MW]	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

**Tabla No.3:** Procedimiento para limitar más de una central por alta variabilidad.

- c) De presentarse causales 3, 4, 5, 9 y 10, 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 7), Falla/Indisponibilidad del SIN (Causa 8) o Vertimiento de embalses (Causa 12), 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 2), 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.



Para el caso particular de la Causa 1 (Limitación por Alta Variabilidad), si el 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 Coordinador solicitará la entrada de unidades de El Cajón, Rio Lindo o Cañaveral, 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 No.3, 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.
- e. Si transcurrido los 55 minutos la variabilidad de generación persiste, el Coordinador procederá a limitar la segunda planta al 50% del bloque de plantas que estén ocasionando el evento según la Tabla No.3, 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 bajar la reserva, 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 No.3
- g. El 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 (SIN y SER respectivamente)

#### **4.2 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 4. 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.

## V. **ANEXOS**

### 5.1 **Anexos 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

**Tabla No.4:** Centrales Solares y Eólicas del SIN en Operación.

### 5.2 **Anexos B: Fundamento en Normativa Regional y Nacional**

#### 5.2.1 **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.





### **5.2.2 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;

### **5.2.3 Ley General de la Industria Eléctrica [LGIE]**

**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.

### **5.2.4 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, Disponibilidades Programadas de instalaciones o el incumplimiento de otros criterios de seguridad y calidad.



### **5.2.5 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 a 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.

