

Potential Solutions for Power System Impacts due to Power System Impacts due to Very Large Scale Photovoltaic

Manuel Juan Casas Salazar, Doctor¹, Dennis Casas Chero, Ingeniero², Juan Grados, Doctor³, Fernando Oyanguren-Ramirez, Doctor⁴, Francisco Ramirez-Veliz, Doctor⁵, Jacob Astocondor-Villar, Doctor⁶, Carlos Canales-Escalante, Master⁷.

^{1,3,4,5,6,7}Universidad Nacional del Callao, Perú, mjasass@unac.com.pe, jhgradosg@unac.edu.pe, fjoyanguren@unac.edu.pe, knarcisog@unac.edu.pe, jastocondorv@unac.edu.pe, cacanalese@unac.edu.pe

²Universidad Ricardo Palma, Perú, denniscasas@gmail.com

Abstract- Solar Photo Voltaic System (SPVS) is rapidly growing and decreasing PV panel prices, with great technology advances in inverter and controller design. The variable power generation and its non-dispatch of PV (photovoltaic cells) affects the reliability and stability of the power system (PS), causing voltage fluctuations, violation and unbalance [1]. Its high penetration at the transmission level affects the PS frequency more than the bus voltage-caused by cloud misspass. Available flexible options need to be considered to resolve and mitigate the impacts to the PS caused by high PV penetration.

Keywords-PV system, solution measures, distance relays, multi-machine power system.

Digital Object Identifier: (only for full papers, inserted by LACCEI).
ISSN, ISBN: (to be inserted by LACCEI).
DO NOT REMOVE

Soluciones Potenciales por Impactos al Sistema de Potencia debido a Sistema Fotovoltaico a muy Gran Escala

Manuel Juan Casas Salazar, Doctor¹, Dennis Casas Chero, Ingeniero², Juan Grados, Doctor³, Fernando Oyanguren-Ramirez, Doctor⁴, Francisco Ramirez-Veliz, Doctor⁵, Jacob Astocondor-Villar, Doctor⁶, Carlos Canales-Escalante, Master⁷.

1,3,4,5,6,7Universidad Nacional del Callao, Perú, mjcasass@unac.com.pe, jhgradosg@unac.edu.pe, fjoyanguren@unac.edu.pe, knarcisog@unac.edu.pe, jastocondorv@unac.edu.pe, cacanalese@unac.edu.pe
2Universidad Ricardo Palma, Perú, denniscasas@gmail.com

Resumen— El Sistema Foto Voltaico Solar (SPVS) está creciendo rápidamente disminuyendo precios de paneles PV, con grandes avances de tecnología en diseño de inversores y controladores. La generación de energía variable y su no-despacho de (células fotovoltaicas) PV, afecta la confiabilidad y estabilidad del sistema de potencia (PS), ocasionando fluctuaciones de voltaje, violación y desbalance [1]. Su alta penetración en el nivel de transmisión afecta la frecuencia del PS más que el voltaje de barras causado por el mal paso de las nubes. Opciones flexibles disponibles necesitan ser consideradas para resolver y mitigar los impactos al PS causados por la alta penetración PV.

Palabras claves—Sistema fotovoltaico, medidas de solución, relés de distancia, sistema de potencia multi-máquina.

I. INTRODUCCIÓN

La alta penetración PV trae repercusiones sobre la calidad del PS [2-7] (asuntos de voltaje, variaciones de frecuencia, armónicos y actuación de dispositivos de protección), como consecuencia los países definen nuevos códigos de grilla. Por ejemplo, Alemania permite que PVs sigan operando aún cuando el voltaje de grilla este reducido plenamente por 0.15s, luego del cual será desconectado; además 0.25s para sobrevoltaje de 20%. España desconecta sus PVs cuando operan fuera del rango -5%/+3% de la frecuencia nominal.

Este trabajo proporciona la estrategia para mitigar la inestabilidad del PS relacionada a la alta instalación PV en el Sur del Perú (3.3GW). La Sección 2 formula el problema. La Sección 3 da la metodología y criterio de planeamiento. La Sección 4 analiza resultados, proporciona las soluciones potenciales y elabora la factibilidad económica. La Sección 5 concluye con soluciones futuras potenciales.

En el Perú, según estudios del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), existe una capacidad potencial solar de 399/936GW, el segundo de ellos considera zonas descampadas (Fuente: RE Data Explorer de NREL), esto evitaría la emisión de toneladas de dióxido de carbono ambiente; y salvaguardaría la salud de los peruanos. Hoy existen proyectos SPVS con Estudios de Pre-Operatividad (EPO) aprobados por el Comité de Operación Económica del Sistema-COES con una capacidad

de 3.3GW a instalarse en el Sur del país, mediante líneas de transmisión a nivel de 220kV y puntos de conexión común en barras de 500kV en las subestaciones de San José y Montalvo, como ilustra la Fig. 1 del circuito eléctrico de transmisión en 500kV (rojo), 220kV (azul) y 138kV (verde). Es decir, la inyección de 3.3GW debe ser evacuada, en parte localmente en el sur (cargas mineras de Socabaya, Montalvo, San José), hacia Poroma a nivel de 500kV con dos circuitos simples y hacia Cotaruse a nivel de 220kV mediante una doble terna.



Fig. 1. Circuitos de transmisión Centro-Sur (Fuente: COES)

1.1 Hora Pico de la Máxima Demanda del SEIN

El más alto consumo de electricidad diario ya no es en la noche, cuando la gente arriba a casa y prende su aire acondicionado, televisores, luces y otros electrodomésticos. La Fig. 2 ilustra que a las 11.30 de la mañana del 15.02.2023 se registró una máxima demanda instantánea de 7.7GW del sistema peruano (≈ 1.2 GW Norte, 4.5GW Centro, 2.0GW Sur), vs 7.3GW registrado a las 19:30 de la noche. El despacho de potencia activa fue de 54% y 41% de generación de potencia de las centrales térmicas é hidráulicas, respectivamente, y el resto, 5%, de solares y eólicas. La Información Referencial-página web-para Estudios del Plan Referencial COES, proyecta una demanda global de 9.5GW y 9.7GW para el 2029 y 2030, respectivamente. Nuestro análisis está referido a estos años, que

Digital Object Identifier: (only for full papers, inserted by LACCEI).
ISSN, ISBN: (to be inserted by LACCEI).
DO NOT REMOVE

coincide con el proyecto de la C.H. Ocoña de 170MW, con conexión a la SE Ocoña 500kV existente y línea de transmisión de 220kV, 80km.

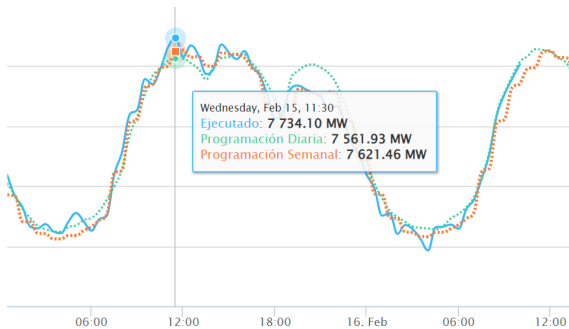


Fig. 2. Máxima demanda del SEIN con ocurrencia en mediodía (Fuente: COES)

1.2 Irradiación normal directa del área sur del Perú

La Fig.3 ilustra el cinturón solar conformado por el Sur del Perú y Norte de Chile, en América del sur; y, México en Centro-América. Hoy, Perú alrededor de 54% de electricidad es generada desde gas natural y *sólo* 5% (0.39GW) es generada el potencial solar y eólico en un país que es bendecido con enorme potencial solar. La ubicación geográfica del Perú ofrece un potencial muy alto de energía solar, el cual implica que debe ser tomado en cuenta la evaluación de proyectos de 3.3GW de energía solar del Sur, que siendo modular en naturaleza ha emergido como el sistema de energía más factible con pérdidas técnicas más bajas, mantenimiento reducido y vano de vida de aproximadamente 25 años.



Fig.3 Irradiación normal directa del cinturón solar Sur del Perú y Norte de Chile (Fuente: Banco Mundial)

1.3 Impactos y Mitigación debido a Alta Penetración Solar

Los impactos del sistema de potencia desde niveles de alta penetración SPVS aparecen por que produce inherente voltaje y corriente DC, el cual deben ser convertidos a AC con dispositivos de conmutación de electrónica de potencia

(inversores), no produciendo formas de onda sinusoidal pura, y ellos no tienen la energía almacenada altamente amortiguada que resulta desde inercia giratoria, tal como condensadores síncronos (SC).

Afortunadamente, Perú cuenta con turbinas-generadores de GN convertibles a Diesel, y con eje desacoplado que deben operar como SC, motivo de la presente investigación; y, que mitigarían el problema de inercia giratoria y regulación de voltaje, por tesis de fugas y ruptura del gasoducto de Camisea o la tesis de un sabotaje por atentado terrorista. Ejemplos de otras tesis: (i) Japón, 09.06.2018 perdió 3.0GW por parada de unidades de generación por terremoto con una magnitud de 6.7 [8]; (ii) La Unión Europea, septiembre 2022, concluyó que las fugas en dos importantes gasoductos que van de Rusia a Europa (Nord Stream 1 y 2 en el Báltico) fueron causadas por un sabotaje (ataque terrorista); al respecto, Alemania considera que el gasoducto Nord Stream puede quedar inutilizado para siempre tras las fugas.

II. MÉTODOS

El software PFD de ingeniería utilizado para el proyecto SPVS del área sur del Perú, toma en cuenta niveles de 0.4kV en bornes de plantas solares, 220kV de líneas de transmisión y su interconexión a los transformadores de 500/220/33kV en las subestaciones de Montalvo y San José, como ilustra el diagrama unifilar de la Fig. 4.

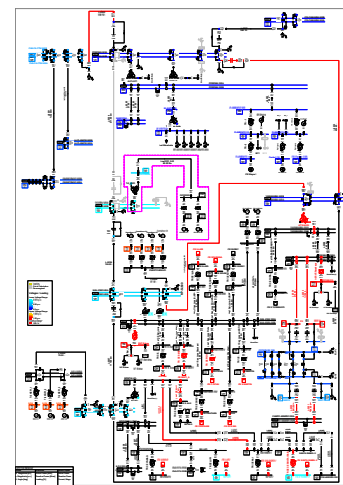


Fig. 4 Diagrama unifilar del Sistema Fotovoltaico a muy Gran Escala (Fuente: propia)

A. Metodología

El modelo de alta penetración PV para análisis de transmisión, comprende los niveles de voltaje de 500 y 220kV, Centro-Norte y Sur del Perú, focalizado sobre el impacto potencial sobre regulación de voltaje, cortocircuito, análisis de estabilidad y protección de Zona 3. El sombreado de nubes que causa caídas significantes de voltaje, no está al alcance de esta investigación. Efectos del sistema con/sin PV sobre la estabilidad transitoria ha sido analizadas particularmente para el proyecto de la planta de potencia hidroeléctrica de Ocoña (C.H.

Ocoña 170MW 220/500kV), con conexión a barras de 500kV de la SE Ocoña existente, SE intermedia entre la alta penetración solar (SE San José y SE Montalvo) y el centro de carga de la metrópoli (Lima). También, la escalabilidad del método de estabilidad ha sido validado con el sistema multi-máquina de 7620 barras del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

En media demanda se considera que la rampa de despacho ascendente y descendente de las plantas solares cubren un intervalo de tiempo de más de una hora entre las 6-7h de la mañana y 16:30-17:30h de la tarde, respectivamente, como ilustra la Fig. 5; intervalo de tiempo que permite efectuar la desconexión o conexión de las grandes turbinas a GN. La disponibilidad por arranque frío de turbinas a gas está entre media y tres cuartos de hora en unidades de 180 y 580MW, respectivamente; con tasa de rampa de 55-75MW/min.

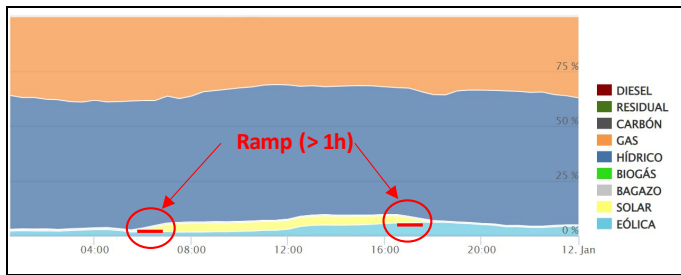


Fig. 5 Producción de Energía solar (amarillo) del día 11 enero 2023 – Total 939.69GWh (Fuente: COES)

La metodología utilizada para el desarrollo del presente trabajo, es realizar un estudio y análisis con los Proyectos Solares de Estudios Pre Operativos aprobados por el COES.

A. Criterios

Compensación Vars Estático (SVC)—SVC debe ser proporcionado donde encuentra necesidad para amortiguar las oscilaciones de potencia y proporcionar la estabilidad del sistema. El rango dinámico del SVC no debe ser utilizado bajo condiciones operativas de estado permanente (reactivos cero). En consecuencia, capacitores shunt en devanados terciarios de transformadores 500/220/33kV de la SE Poroma, o en barras de 220kV de la SE San José y Socabaya, fueron incluidos para el éxito de reactivos cero.

Reactores shunt (SR)—El tamaño de SR bajo condición de estado permanente, la maniobra de apagado y encendido no debe causar un cambio de voltaje excediendo el 2.5%. Puede ser proporcionado para el control de sobrevoltaje temporal a frecuencia de potencia.

Modelos de cargas dinámicas—La carga de circuitos de distribución cuentan con exponentes en función del voltaje, para la carga minera y residenciales, con impactos de integración de plantas PV a gran escala sobre la estabilidad de voltaje de la grilla.

Modelos de motores—Ninguno, restando inercia giratoria al sistema. No es exacto considerarlos como cargas dinámicas con exponentes, cuando existen motores con arranque directo a las barras del sistema (sin VSDs).

IV. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

El análisis de resultados hace la comparación de dos casos del mediodía del 2029/30:

Caso 1 SEIN con plantas de centrales térmicas a GN, más hidráulicas (sin proyectos de alta penetración PV)

Caso 2 SEIN con proyectos de alta penetración PV en barras de San José y Montalvo (Fig. 6). Las plantas de centrales térmicas a GN convertidas a condensadores síncronos, más hidráulicas.

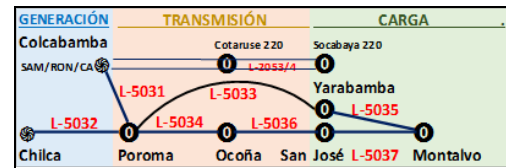


Fig. 6 Diagrama de transmisión en 500kV (línea gruesa) y 220kV (línea delgada) con códigos de líneas del SEIN (fuente: Propia)

4.1 Flujos de Carga y Capacidad de Transmisión Disponible

Para el estiaje 2029, criterio de operación N, en los Casos 1 y 2, los perfiles de voltaje y la carga de líneas, cumplen con la norma. El Caso 1 cuentan con flujos de carga desde el Centro hacia el Sur, contrario del Caso 2, con inversión de los flujos de carga. La diferencia de ángulos de potencia entre las barras de 500kV de la SE San José vs la SE Poroma es 5.5° y 24.1° para el Caso 1 y Caso 2, respectivamente. Menor ángulo del Caso 1 debido a una menor carga (38%) de la L-5036 y por generación térmica local en la CT Puerto Bravo cerca a San José. Con criterio N-1 por salida de la L-5034, el Caso 1 cumple con la norma, no tanto así para el Caso 2, con una sobrecarga de 31.8% en la L-5033 (1568MW). Es obvio que en la avenida 2030, la contingencia de la L-5034 es más estresante por el mayor despacho de las centrales hidráulicas del sur, entre ellas los proyectos de generación de Ocoña (170MW) y Lluella (300MW).

4.2 Potencias de cortocircuito en barras PCC

Para media demanda de estiaje 2029 las potencias de cortocircuito de falla trifásica en las barras de Ocoña 500kV son 5410 y 7283 MVA para el Caso 1 y Caso 2, respectivamente. El Caso 2 cuenta con mayor potencia de cortocircuito por que cuenta con mayor número de unidades térmicas del sur operando como condensadores síncronos. El Análisis de Cortocircuito indica que las nuevas corrientes de cortocircuito están siempre lejos de la capacidad de ruptura de 40 kA de los interruptores existentes en el PCC. En consecuencia, no será necesario efectuar ninguna modificación ni reforzamiento en el actual equipamiento a nivel de 500 kV.

4.3 Análisis de Estabilidad Transitoria

La Fig. 7 ilustra las oscilaciones de ángulos del rotor del generador de la HPP Ocoña con el tiempo crítico de despeje de falla simulado para falla trifásica sobre la línea 220kV del Proyecto de Ocoña. El Caso 2 de alta penetración solar-figura (b)-es pobremente amortiguado y su estabilizador de sistema de potencia necesita ser resintonizado, pues los modos inter-áreas del Caso 1 han sido cambiados por las centrales térmicas que

ahora operan como condensadores síncronos, con potencia activa inversa mínima (motor) representando pérdidas (2%). El Apéndice revela que el PSS sintonizado de la CH Ocoña del Caso 1 tiene una excelente capacidad en amortiguar oscilaciones de baja frecuencia del SEIN. En consecuencia, el Caso 2 no cuenta con el objetivo del PSS, el cual es incrementar el amortiguamiento del generador. Sin embargo, el sistema sigue siendo estable.

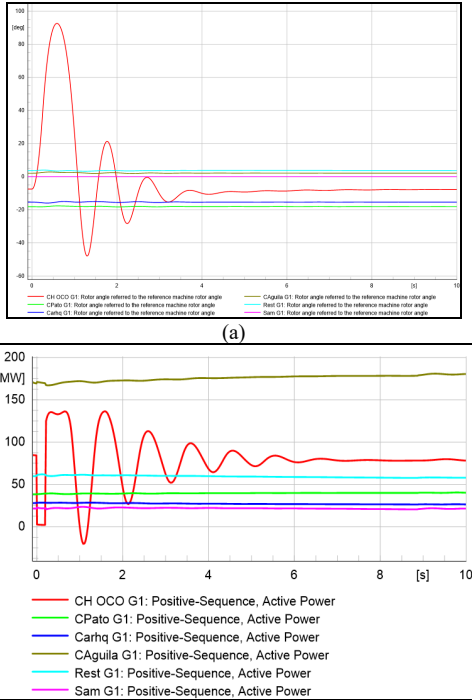


Fig. 7 Oscilaciones de ángulos de rotor (a) Caso 1 y (b) Caso 2 (Fuente: Propia)

La Tabla I muestra los tiempos críticos de falla monofásica y trifásica del Caso 2 en el terminal de envío (cerca a la CH Ocoña en proyecto) y terminal receptor (SE Ocoña 500/220kV existente). Los casos que presentan CCT menores a 0.10 segundos para fallas trifásicas, no aparecidos en este Proyecto, evidentemente no presentan margen de Coordinación, e incluso podrían requerir el reemplazo de elementos de maniobra antiguos para asegurar la continuidad del servicio. Los CCTs para el Caso 1, son ligeramente menores respecto a la Tabla I.

TABLA I
TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE DE FALLA (CCT)

UBICACIÓN DE FALLA	TIPO DE FALLA	CCT (ms)
Terminal receptor	Monofásica	1000
Terminal receptor	Trifásica	270
Terminal de envío	Monofásica	1000
Terminal de envío	Trifásica	250

4.4 Capacidad de carga del relé de la línea larga-L-5033

Con el Caso 2 por contingencia de salida de la L-5034, la línea L-5033 remanente operaría por su alcance de Zona 3, el cual responde a sobrecargas más que a fallas sobre la grilla. La Fig. 8 muestra la línea protegida L-5033, 454.4km, la línea más corta L-5032, 356.2km y la línea más larga L-5031, 360.1km,

con lo cual la Zona 3 del relé de distancia con característica mho se ajusta cubriendo 100% de la línea protegida y 80% de la más larga. La Tabla II muestra el procedimiento para el cálculo del límite de capacidad de carga del relé mho alcanzando el valor de 1534.5MW, lado SE Yarabamba; límite de capacidad superada por el resultado de los flujos de carga de 1568MW del párrafo 4.1, con una evidente *invasión de carga* y consecuente separación del circuito del Área Sur, incluyendo el disparo de la doble terna Socabaya-Cotaruse 220kV. Se evidencia la necesidad del afianzamiento del sistema de transmisión Sur-Centro.

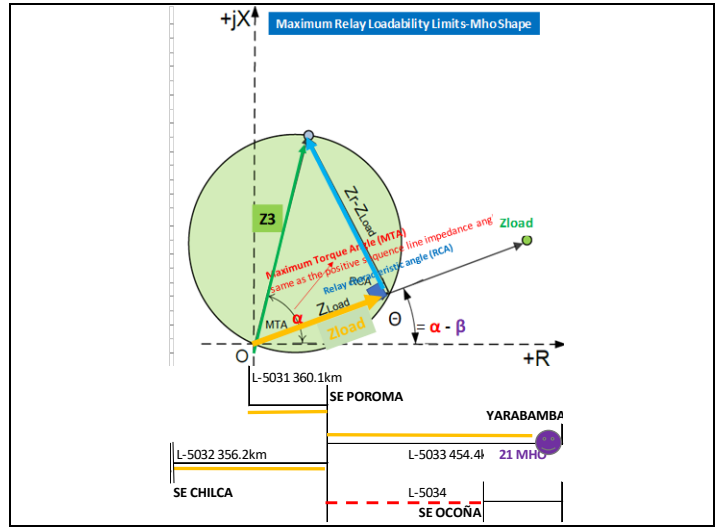


Fig. 8 Límite de capacidad de carga del relé (Fuente: Propia)

TABLA II
CÁLCULO DE CAPACIDAD DE CARGA MÁXIMA DEL RELÉ

Calculating the Max Loadability of a Distance Relay with mho Characteristics	
Zone 3 settings are certainly vulnerable to load encroachment conditions during high load and power swings conditions	
Usys, kV	500
Procedure	
1) Draw the zone 3 impedance vector in the R-X diagram, Z3, Ω	254.166206
Maximum torque angle (MTA), α, degree	86.2816741
2) Draw the load impedance vector at a specified power factor, θ, degree	30
3) Draw a right triangle forming the 90° relay characteristic between the load impedance vector and the difference vector that is made up of Z3 - Zload	
4) Calculate the interior angle β that is made between the load and line impedance vectors: β = α - θ, Degree	56.2816741
5) Calculate the load impedance that the relay will experience at the specified power factor using right triangle properties: Zload = Z3 * cosβ; Ω	141.1
6) Calculate the maximum loadability of the relay in MVA; Srel = Uys ² /Zload*	1,771.9
Calculate the maximum loadability of the relay in MW	1,534.5
Calculate the maximum loadability of the relay in MVAR	886.0

4.5 Efecto inercial uni-nodal

La inercia del SEIN (H_{sys}) se deduce de la sumatoria del producto de las inercias individuales de las unidades de generadores síncronos por sus respectivas capacidades nominales individuales, y dividido entre la sumatoria de las capacidades nominales individuales. La Tabla III muestra una reducción de 22% en la inercia del sistema (H_{sys} de 4.3s se reduce a 3.4s) cuando la alta penetración de energía solar desplaza a las grandes centrales de GN, poniéndolas fuera de servicio (no como condensadores síncronos). También se

muestra la respuesta de frecuencia del sistema con y sin alta penetración PV por la desconexión del proyecto solar más grande (423.8MW PV Illari), la característica de derivada de frecuencia se inclina más desde -0.33Hz (Caso 1) hacia -0.42Hz/s (Caso 2). La Fig. 9 ilustra la dinámica comparativa de caída de frecuencia.

TABLE III
CÁLCULO DE LA INERCIA DEL SISTEMA

	ΣMVA_i	$\Sigma MVA_i * H_i$	Hsys (s)
Without increasing deployment solar source	15609	67311	4.3
With increasing deployment solar source	7827	26310	3.4

Diagrama de bloque de un gobernador de velocidad típico de máquina térmica

Demanda MW: 9401
Disparo MW: 423.8
Factor de potencia (PF): 0.95

Factor de ganancia, Km: 0.85
Factor de amortiguamiento, D: 1
Constante de inercia, H: 4.3
Fracción de potencia en alta presión, Fh: 0.3
Estalismo (speed droop), R: 0.05

Pe = potencia mecánica de la turbina
Pe = potencia eléctrica de carga del egenerador
Delt(Omeg) = velocidad incremental
Tr = constante de tiempo de recalentamiento

RESPUESTA DE FRECUENCIA DEL SISTEMA (SFR)

	Sin Alta PV	Con Alta PV
Frecuencia natural no amortiguada, OMEGn, Hz	0.51	0.58
Factor de amortiguamiento natural, ZTA	0.62	0.69
Paso de incremento de carga (negativo), Pd = Pe, pu	-0.05	-0.05
Declinamiento de la frecuencia, Hz/s	-0.33	-0.42
Frecuencia mínima, Hz	-0.33	-0.34

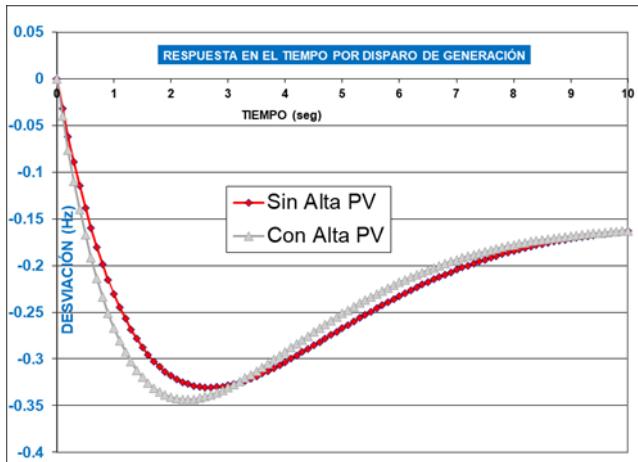


Fig. 9 Cálculo de Respuesta de frecuencia del sistema uni-nodal (Fuente: Propia)

4.6 Análisis de Factibilidad Económica

El valor de rendimiento anual para el Caso 2, proyectos con alta penetración solar del área Sur, fue asumido igual a 1600kWh/kWp (1731kWh/kWp, Saad Odeh [9]) el cual es considerado viable para la aplicación local de la generación de potencia solar.

Cálculos efectuados de la Tabla IV, el cual considera el precio de un litro de combustible Diesel de US\$1.214, 26-dec-2022 (Venezuela es US\$0.01), determina que el ahorro por el proyecto de alta penetración del sistema fotovoltaico solar asciende a US\$1,590 millones por año.

TABLE IV
AHORRO ANUAL PARA LA FACTIBILIDAD DE PROYECTOS DE ALTA PENETRACIÓN SOLAR

Outcomes of the various donor funded projects	PCC San José 220 KV									
	Sjosé	Mitú	Chachani	Pchu	Ila	Smartin	Illari	Solimana	Sunny	Total
1 Location	178,500	300,000	100,000	60,000	385,000	252,400	423,800	250,000	204,000	2,154,700
2 Solar (kW installed)	1.8	3.0	1.0	0.6	3.8	2.5	4.2	2.5	2.0	21.4
3 Contribution to total peak load generation, %	1.8	3.0	1.0	0.6	3.8	2.5	4.2	2.5	2.0	21.4
4 Solar (MWh)	37,200,000	480,000,000	160,000,000	96,000,000	616,000,000	403,840,000	678,960,000	400,000,000	326,400,000	2,800,400,000
5 Total diesel offset (liters)	71,512,800	119,520,000	39,840,000	23,904,000	153,384,000	100,556,160	168,841,920	99,600,000	81,273,600	1,042,137,600
6 Total savings (US\$)	86,816,539	145,097,280	48,365,760	29,019,456	186,208,176	122,075,178	204,974,091	120,914,400	98,666,150	1,042,137,600

Outcomes of the various donor funded projects	PCC Montalvo 220 KV					
	Hanaq	Lupli	AAII	A Alianza I	S Isabel II	Total
1 Location	300,000	150,000	300,000	285,000	95,000	1,130,000
2 Solar (kW installed)	3.0	1.5	3.0	2.8	0.9	11.2
3 Contribution to total peak load generation, %	3.0	1.5	3.0	2.8	0.9	11.2
4 Solar (kWh)	480,000,000	240,000,000	480,000,000	456,000,000	152,000,000	1,808,000,000
5 Total diesel offset (liters)	119,520,000	59,760,000	119,520,000	113,544,000	37,848,000	449,192,000
6 Total savings (US\$)	145,097,280	72,548,640	145,097,280	137,842,416	45,947,472	546,533,088

4.7 Costo Marginal

El impacto de despacho de orden de mérito sobre precios de la electricidad al por mayor se ilustra en la Fig. 10 [10]. A niveles ligeros de penetración SPVS-primer escalón, figura superior-el efecto de orden de mérito tiene poco impacto sobre el costo marginal. Cambia las condiciones para altos niveles de penetración solar-primer escalón, figura inferior-a medida que se desplaza una cantidad significativa de generación GN de alto costo, disminuyendo el precio de venta al por mayor o costo marginal.

La energía solar presenta mínimos costos variables (ausencia de costos de combustibles) y la energía nace dentro del mercado a precios cerca de cero. En un extremo, una grilla dominada por solar previsiblemente podría bajar el precio de mercado de la energía a cerca de cero durante tiempo de producción solar pico.

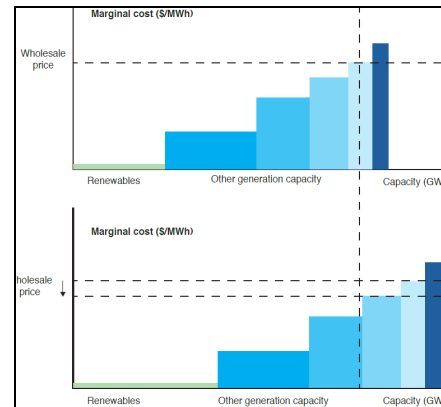


Fig. 10 Costo marginal Caso 1 (superior) y Caso 2 con alta penetración de energía solar (inferior). (Fuente: [10])

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

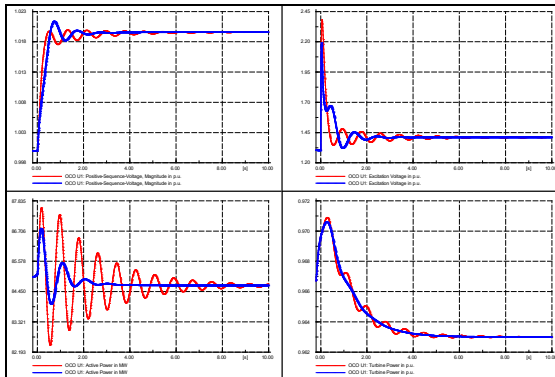
Se concluye que el sistema de transmisión existente requiere de un afianzamiento que permita la penetración de 3.3GW de energía solar del Sur hacia el Centro del Perú. Se recomienda un circuito de transmisión en HVDC [11], que asegure así la no vulnerabilidad al colapso de voltaje del sistema ante la alta penetración de energía solar, constituyendo un factor habilitante del proceso de descarbonización en el marco de las metas del país para lograr la neutralidad del carbono al 2029.

Las Plantas de energía fotovoltaica a gran escala (LSPV) en el área Sur del Perú puede crear beneficios múltiples: generando electricidad ilimitada y desviando la demanda de gas natural para su utilización en la industria de fertilizantes; reduce emisiones CO₂; corta la desertificación, pérdida de la capa superior del suelo y expansión de los desiertos; crea ambiente favorable para siembra de cultivos comerciales; da lugar a nuevas industrias y crea empleos en países en desarrollo.

La iniciativa para explotar el potencial comercial de gas natural para producir urea fertilizante [12], es una fuente probada de nutriente de hidrógeno especialmente para arroz, que podría marcar el inicio de la revolución verde del Perú.

APÉNDICE

SINTONÍA Y PARÁMETROS DEL ESTABILIZADOR DEL SISTEMA DE POTENCIA PSS2B DE LA C.H. OCOÑA



Tw1	9.56 [s]	1st Washout 1th Time Constant
Tw2	9.56 [s]	1st Washout 2th Time Constant
T6	0 [s]	1st Signal Transducer Time Constant
Tw3	9.56 [s]	2nd Washout 1th Time Constant
Tw4	9.56 [s]	2nd Washout 2th Time Constant
Ks2	1 [pu]	2nd Signal Transducer Factor
T7	9.56 [s]	2nd Signal Transducer Time Constant
Ks3	1 [pu]	Washouts Coupling Factor
Ks1	13 [pu]	PSS Gain
Ts1	0.1 [s]	1st Lead-Lag Derivative Time Constant
Ts2	0.02 [s]	1st Lead-Lag Delay Time Constant
Ts3	0.1 [s]	2nd Lead-Lag Derivative Time Constant
Ts4	0.02 [s]	2nd Lead-Lag Delay Time Constant
T8	0.4 [s]	Ramp Tracking Filter Deriv. Time Constant
T9	0.1 [s]	Ramp Tracking Filter Delay Time Constant
N	1 [-]	Ramp Tracking Filter
M	4 [-]	Ramp Tracking Filter
Ic1	1 [1-6]	1st Input Selector
Ic2	3 [1-6]	2nd Input Selector
Kd	0 [pu]	Derivator Factor
IPB	0 [-]	PSS base selector (1=gen MVA, 0=gen MW)
Ts10	0.1 [s]	3rd Lead-Lag Derivative Time Constant
Ts11	0.02 [s]	3rd Lead-Lag Delay Time Constant
Vstmin	-0.1 [pu]	Controller Minimum Output
VS1min	-0.1 [pu]	Input Signal 1 Minimum Limit
VS2min	-1.5 [pu]	Input Signal 2 Minimum Limit
Vstmax	0.1 [pu]	Controller Maximum Output
VS1max	0.1 [pu]	Input Signal 1 Maximum Limit
VS2max	1.5 [pu]	Input Signal 2 Maximum Limit

AGRADECIMIENTO

Nuestro agradecimiento al Dr. Herber Grados Vice Rector de Investigación de la Universidad del Callao por su apoyo al presente trabajo de investigación.

REFERENCIAS

- [1] Louis Polleu, Gilles Guerassimo, Jean-Paul marmorat, John Sandoval Moreno, Thierry Schuhler "An overview of the challenges of solar power integration in isolated industrial microgrids with reliability constraints".
- [2] K.N. Nwaigwe, P. Mutabilwa, E. Dintwa "An overview of solar power (PV systems) integration into electricity grids".
- [3] J. D. Marín-Jiménez, S. X. Carvajal- Quintero, y J. M. Guerrero, "Island operation capability in the Colombian electrical market: a promising ancillary service of distributed energy resources," *Tecnológicas*, vol. 21, no. 42, pp. 169–185, May. 2018. <https://doi.org/10.22430/22565337.786>
- [4] M. Ejgar y B. Momin, "Solar plant monitoring system: A review," en 2017 International Conference on Computing Methodologies and Communication (ICCMC), Erode, 2017, pp. 1142–1144. <https://doi.org/10.1109/ICCMC.2017.8282652>
- [5] D. Murillo-Yarce, A. Alzate-Gómez, y A. Escobar-Mejía, "Análisis comparativo del control predictivo de corriente en convertidores VSI empleados en la conexión a red de energías renovables," *Tecnológicas*, vol. 21, no. 41, pp. 45–62, 2018. <https://doi.org/10.22430/22565337.714>
- [6] I. F. Moran, J. A. Restrepo, M. L. Orozco-Gutierrez, y J. M. Ramirez-Scarpetta, "Quasi-switched inverter using space vector pulse width modulation with triangular comparison for photovoltaic applications," *Tecnológicas*, vol. 21, no. 42, pp. 95–110, May. 2018. <https://doi.org/10.22430/22565337.781>
- [7] P. Kofinas, S. Doltsinis, A. I. Dounis y G. A. Vouros, "A reinforcement learning approach for MPPT control method of photovoltaic sources," *Renewable Energy*, vol. 108, pp. 461–473, Aug. 2017. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.008>
- [8] Nord Stream, T. Koike, "Seismic Performance Analysis of the Transmission Gas Pipeline in the 2011 Great East Japan Earthquake"
- [9] Saad Odeh, "Analysis of the Performance Indicators of the PV Power System" Sydney Institute of Business and Technology, Western Sydney University, Sydney City Campus, Australia.
- [10] G. Renewables, "Impacts of high solar penetration on wholesale price discovery", Greentech Renewables, 21-ago-2015. [En línea]. Disponible en: <https://www.greentechrenewables.com/article/impacts-high-solar-penetration-wholesale-price-discovery>. [Consultado: 25-feb-2023].
- [11] Gabriel Olguin, "Fundamentals of HVDC LCC and Chile's Kimal Lo Aguirre HVDC project"
- [12] Mr. Rafea Al-Mohaws – Albayroni, Mr. Hassan Al-Khulaif – Albayroni, Mr. Basheer Al-Awami - SABIC "Urea Dust & Ammonia Emission Control from Prilling Tower"



Ing. *Manuel Juan Casas Salazar*, nació en 1948 en la Ciudad de Monsefú/Chiclayo. Ing. Electricista UNI-CIP 33403. Laboró: Electroperú, Etecen, REP. Staggs: Hydro Quebec-CANADÁ, Central Research Institute-JAPÓN, Snc-Lavalin-CANADÁ, ABB-Vasteras-SWEDEN, ISA COLOMBIA. Consultor y Asesor de Sistemas de Potencia. Profesor Asociado: UNMSM, UNAC.



Ing. *Dennis Casas Chero* Ing. Electrónico Universidad Ricardo Palma, colegiado especializado en telecomunicaciones. Prácticas Pre-Profesionales en el Área de Fiscalización y Control del Ministerio de Comercio Exterior y Turismo MINCETUR. Laboró en Soluciones Empresariales de Redes y Telecomunicaciones SERTELEC; Asesor Comercial en Advanced Video Systems SAC AVSYS teniendo como principales prospectos ganadores: el proyecto para el área de Inteligencia de la Policía Nacional del Perú integrando Skype para grabación y comunicación, el proyecto para el área Audiovisual de RENIEC usando equipos TriCaster y cámaras PTZ, el proyecto para el área Audiovisual de SENATI usando Streaming punto a punto.



Ingeniero Electricista egresado de la Universidad Nacional del Callao, Magister en Gerencia de Proyectos de Ingeniería. Doctor en Administración. Cuento con 35 años como docente universitario. Actualmente me desempeño como Vicerrector de Investigación de la Universidad Nacional del Callao, fui Director de la Unidad de Investigación de la FIEE UNAC, fui decano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional del Callao por dos periodos 2010-2013 y 2015-2019 , fui coordinador del CENTRO DE INVESTIGACION DE LA FIEE UNAC AUTOMATIZACION PARA EL DESARROLLO, soy evaluador de trabajos de investigación por pares de eventos Nacionales e Internacionales para publicación en revistas indexadas .

especializado en telecomunicaciones. Prácticas Pre-Profesionales en el Área de Fiscalización y Control del Ministerio de Comercio Exterior y Turismo MINCETUR. Laboró en Soluciones Empresariales de Redes y Telecomunicaciones SERTELEC; Asesor Comercial en Advanced Video Systems SAC AVSYS teniendo como principales prospectos ganadores: el proyecto para el área de Inteligencia de la Policía Nacional del Perú integrando Skype para grabación y comunicación, el proyecto para el área Audiovisual de RENIEC usando equipos TriCaster y cámaras PTZ, el proyecto para el área Audiovisual de SENATI usando Streaming punto a punto.