SAPIENS DISCOVERIES INTERNACIONAL JOURNAL

SDIJ. 2026;4.2. 002
ISNN: 3091-1788
DOI: https://doi.org/10.71068/SDIJ0005

Artículo: Revisión

# 13.8 To 69 kV insulators: a systematic review and applications for Honduras

# Aisladores de 13.8 a 69 kV: revisión sistemática y aplicaciones para Honduras

[1]Marco Antonio Ramos Espinal.

[1]Universidad Nacional Autónoma de Honduras (UNAH), Honduras

***Autor de correspondencia:** Marco Antonio Ramos Espinal

**Enviado:** 31-07-2026 **Revisado:** 20-08-2026 **Aceptado:** 07-09-2026 **Publicado:** 08-10-2026

**Como citar:**

Ramos Espinal, M. A. (2026). Aisladores de 13.8 a 69 kV: revisión sistemática y aplicaciones para honduras. *Sapiens Discoveries International Journal*, *4*(2), 1-29. https://doi.org/10.71068/SDIJ0005

## ABSTRACT

In Central America, insulators on 13.8 to 69 kV lines operate under tropical climate, coastal salinity and high lightning activity. We aimed to synthesise published evidence on materials, ageing, mechanical strength, overvoltages and corrosion of these insulators and to derive technical proposals for the Honduran grid. We conducted a systematic review with descriptive synthesis; from about 330 records we screened 104, assessed 59 and included 44 studies published between 2015 and 2026, 11 of them on medium-voltage systems and 19 above 69 kV. In the published evidence, silicone rubber kept hydrophobicity transfer after 36 years of natural exposure, although 110 kV units reached HC5-7 after 26 years in service; raising NSDD from 0.11 to 0.52 mg/cm² cut flashover voltage by a factor of 1.7 to 1.83, and RTV coating raised it by 16.9 %. Separately, two engineering calculations by the author, not validated in the field, gave the minimum creepage distance per IEC TS 60815-1 and, with Rusck's formula, an estimated induced-flashover rate that, in a scenario of Ng = 10 flashes/km²·year, falls from about 41 to 6 per 100 km·year when the CFO rises from 150 to 300 kV. No Honduran studies were found. The recommendations (test-verified silicone, creepage for SPS classes c to d, a CFO of at least 300 kV, sealed hardware and leakage-current monitoring) are therefore proposals conditioned on those parameters that require local validation.

**Keywords:** outdoor insulators; silicone rubber; pollution flashover; lightning overvoltages; corrosion

## RESUMEN

En Centroamérica, los aisladores de las líneas de 13.8 a 69 kV trabajan bajo clima tropical, salinidad costera y alta actividad de rayos. El objetivo fue sintetizar la evidencia publicada sobre materiales, envejecimiento, resistencia mecánica, sobretensiones y corrosión de estos aisladores y derivar propuestas técnicas para la red hondureña. Realizamos una revisión sistemática con síntesis descriptiva; de cerca de 330 registros cribamos 104, evaluamos 59 e incluimos 44 estudios de 2015 a 2026, 11 de ellos en media tensión y 19 por encima de 69 kV. En la evidencia publicada, la goma de silicona conservó la transferencia de hidrofobicidad tras 36 años a la intemperie, aunque unidades de 110 kV con 26 años de servicio llegaron a HC5-7; subir la NSDD de 0.11 a 0.52 mg/cm² redujo la tensión de flameo entre 1.7 y 1.83 veces, y el recubrimiento RTV la elevó 16.9 %. Aparte, dos cálculos propios de ingeniería, sin validación en campo, dieron la distancia de fuga mínima según IEC TS 60815-1 y, con la fórmula de Rusck, una tasa estimada de flameos inducidos que, en un escenario de Ng = 10 rayos/km²·año, baja de unos 41 a 6 por 100 km·año al pasar el CFO de 150 a 300 kV. No hallamos estudios hondureños. Por eso las recomendaciones (silicona verificada por ensayo, fuga para clases SPS c a d, CFO de

©2026 por los Autores. Este artículo es de acceso abierto y distribuido según los términos y condiciones bajo una licencia internacional Creative Commons Atribución 4.0. (CC BY 4.0) https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/

300 kV o más, herrajes sellados y monitoreo de corriente de fuga) son propuestas condicionadas a esos parámetros que requieren validación local.

**Palabras clave:** aisladores de exterior; goma de silicona; flameo por contaminación; sobretensiones atmosféricas; corrosión

## INTRODUCCIÓN

En Honduras la red de transmisión sumaba a mediados de 2021 unos 1,280 km de líneas a 230 kV, 1,026 km a 138 kV y 694 km a 69 kV, y de sus subestaciones salen circuitos de distribución a 34.5 y 13.8 kV (1). El escalón de 13.8 a 69 kV es el que toca a casi todos los usuarios. En nuestra búsqueda, sin embargo, la mayor parte de los estudios trataba líneas de 110 kV o más, y ninguno provenía de Centroamérica.

Elegimos el intervalo de 13.8 a 69 kV porque reúne la distribución primaria (13.8 y 34.5 kV) y la subtransmisión (69 kV) que alimenta las subestaciones de distribución del país. Son niveles que comparten estructuras de poste o torre ligera, cuyos circuitos de distribución suelen carecer de hilo de guarda y cuyo aislamiento es bajo frente a las tensiones inducidas por rayo. En esa franja, además, la coordinación del aislamiento se rige por la tensión soportada a frecuencia industrial y al impulso de rayo, no por las sobretensiones de maniobra que dominan por encima de 245 kV (2). Como la literatura propia de este rango es escasa, incorporamos estudios de 110 a 500 kV solo cuando el mecanismo que analizan, sea la química de la silicona, la corrosión de herrajes, la mecánica del núcleo, la respuesta a la contaminación o el desempeño de una técnica de diagnóstico, no depende del nivel de tensión. Sus resultados se usan como evidencia del mecanismo y no como valores trasladables sin más a una línea de 13.8 o 69 kV.

El entorno hondureño castiga al aislamiento por tres vías a la vez. La costa caribe deposita sal sobre las superficies, la actividad agrícola e industrial del valle de Sula aporta depósitos que también reducen la tensión de flameo (3), y el país está entre las zonas con más rayos del planeta. El sensor LIS de la NASA ubicó en San Jerónimo, Honduras, una densidad de 99.39 descargas/km²·año, junto a puntos de Guatemala que superan las 100 (4).

Entre 2015 y 2026 la literatura sobre aisladores avanzó en direcciones que no siempre conversan entre sí: química de la goma de silicona, modelos de flameo por contaminación, simulaciones de tensiones inducidas, corrosión de pernos, visión artificial para drones. Lo que buscamos aquí es juntar esas líneas y leerlas desde una pregunta práctica: qué configuración, qué material y qué criterios de diseño y mantenimiento tienen mejor respaldo para líneas de 13.8 a 69 kV en un país tropical, costero y con mucha actividad eléctrica atmosférica.

El objetivo de este trabajo es sintetizar la evidencia publicada sobre configuraciones, materiales, duración, resistencia mecánica, capacidad ante sobretensiones, contaminación y corrosión de aisladores en ese rango, complementarla con dos cálculos de ingeniería verificables y derivar de ambas propuestas técnicas para la red hondureña, distinguiendo en cada caso lo que procede de la literatura, lo que procede de los cálculos y lo que aún requiere validación local.

## REVISIÓN DE LA LITERATURA

**Configuraciones de aislamiento entre 13.8 y 69 kV**

En 13.8 kV la configuración dominante en América Latina es el aislador tipo espiga (pin) sobre cruceta, con aisladores de suspensión en remates y ángulos. Lefort y Martinez (5) inspeccionaron 11,482 aisladores tipo espiga de 15 y 25 kV en una red brasileña de 61,121 km y mostraron que detectar a tiempo las unidades degradadas reduce las salidas de servicio. A 34.5 kV conviven espigas de mayor tamaño, aisladores tipo poste de línea y cadenas cortas. A 69 kV la norma práctica es la cadena de discos o el aislador compuesto de barra larga, y en tramos compactos el aislador tipo poste horizontal.

La cruceta forma parte del aislamiento aunque rara vez se trate así. Una cruceta de polímero reforzado con fibra de vidrio (GFRP) suma distancia de flameo en serie con el aislador; en ensayos de impulso dio gradientes de flameo crítico de 0.706 kV/mm en polaridad positiva y 0.794 kV/mm en negativa, en seco (6). La revisión de Ahsan et al. reporta que las crucetas aislantes redujeron entre 3 y 5.9 m el ancho de servidumbre y elevaron en 45 % la tolerancia al flameo de circuitos sencillos frente a crucetas de acero (7).

**Materiales: porcelana, vidrio y compuestos poliméricos**

La porcelana y el vidrio templado siguen en servicio en buena parte de la red centroamericana. Su superficie es hidrofílica, de modo que una capa de sal húmeda forma enseguida una película conductora. El aislador compuesto, en cambio, separa funciones. Un núcleo de GFRP soporta la carga, una envolvente de goma de silicona (SR) aporta la distancia de fuga y los herrajes de acero galvanizado transmiten el esfuerzo. La ventaja de la silicona es que repele el agua y transfiere esa propiedad a la contaminación que se le deposita, gracias a la migración de cadenas de bajo peso molecular desde el interior del material (8,9).

El precio de esa ventaja es un catálogo de fallas distinto. Según datos de CIGRE recogidos por Ogbonna et al. (10), el 57 % de las fallas de aisladores compuestos corresponde a fractura del núcleo, el 28 % a ruptura de la interfaz, el 14 % a degradación de la envolvente y el 1 % a herrajes. Zeng et al. citan a su vez que el envejecimiento de las faldas explica el 64 % de las fallas según CIGRE e IEEE (11). Las dos cifras no se contradicen, porque describen el mecanismo final y el mecanismo de origen; una envolvente dañada deja entrar humedad hasta el núcleo (12).

La Tabla 1 resume las diferencias que la literatura revisada sostiene con datos. No incluimos atributos de catálogo que no encontramos medidos en estudios del corpus.

Tabla 1. Comparación de materiales de aisladores según la evidencia revisada

| Criterio | Porcelana o vidrio | Compuesto con silicona | Fuente |
|---|---|---|---|
| Superficie | Hidrofílica; forma película conductora con sal húmeda | Hidrofóbica y transfiere la hidrofobicidad a la capa contaminante | (8,9,13) |
| Envejecimiento | Corrosión de herrajes; perforación de unidades de valor cero | Pérdida de hidrofobicidad hasta HC5-7 en 26 años; entizado | (14,15,16) |

https://doi.org/10.71068/SDIJ0005.How

| Criterio | Porcelana o vidrio | Compuesto con silicona | Fuente |
|---|---|---|---|
| Modo de falla dominante | Perforación y corrosión del perno | Fractura del núcleo 57 %, interfaz 28 %, envolvente 14 % | (10,17,18) |
| Impulso de rayo | U50 de vidrio hasta 4 % mayor en polaridad positiva | U50 hasta 6 % mayor en polaridad negativa | (19) |
| Mitigación disponible | Recubrimiento RTV: +16.9 % de tensión de flameo | Rellenos de ATH y nanosílice | (20,21,22) |

Fuente: Elaboración propia a partir de los estudios citados.

**Marco normativo para seleccionar y coordinar el aislamiento**

Cuatro grupos de normas ordenan el diseño. La serie IEC TS 60815 clasifica la severidad de contaminación del sitio (SPS) en cinco clases, de muy ligera (a) a muy alta (e), y asigna a cada una una distancia de fuga unificada específica de referencia (RUSCD) de 22.0, 27.8, 34.7, 43.3 y 53.7 mm/kV, referida a la tensión fase-tierra (23,24). IEC 60071-1 fija los niveles normalizados de tensión soportada al impulso (2). Las guías IEEE 1410 e IEEE 1243 tratan el comportamiento de líneas de distribución y transmisión frente al rayo (25,26). IEC 61109 e IEC 62217 definen los ensayos de aisladores compuestos y poliméricos, e IEC 60587 el ensayo de plano inclinado para resistencia a la erosión y a la formación de caminos conductores (27,28,29).

## MÉTODO

Se desarrolló una revisión sistemática de alcance delimitado, con síntesis descriptiva y dos escenarios de cálculo de ingeniería. La pregunta guía fue qué evidencia publicada entre 2015 y 2026 describe el desempeño de aisladores de corriente alterna aplicables a líneas de 13.8 a 69 kV respecto de materiales, envejecimiento, resistencia mecánica, contaminación, sobretensiones, corrosión y monitoreo. Se adoptó un criterio explícito para estudios de tensiones superiores a 69 kV y se distinguieron los resultados publicados de las estimaciones propias. La reconstrucción retrospectiva del proceso de búsqueda es parcial, por lo que el flujo de selección se comunica con reservas específicas.

La revisión original informó 36 consultas realizadas entre el 1 y el 5 de octubre de 2026, en inglés y español, agrupadas en ocho ejes. La Tabla 2 recoge las formulaciones principales que se conservaron. La búsqueda se realizó mediante un índice web general utilizado por un asistente de inteligencia artificial y la verificación posterior se efectuó en páginas editoriales (entre otras, ScienceDirect, MDPI, Springer Nature, SciELO, Redalyc e IEEE Latin America Transactions). No se realizaron búsquedas directas en Scopus o Web of Science. No se conserva en este documento una bitácora íntegra que asocie individualmente las 36 consultas con sus fechas exactas, motor, filtros, URLs, registros recuperados y duplicados; por ello no puede afirmarse que la estrategia histórica sea plenamente replicable. El Material suplementario A propone 36 cadenas explícitas para una nueva ejecución y presenta un formato de registro; esas cadenas constituyen una estrategia de replicación, no una certificación retrospectiva de las búsquedas efectuadas.

Tabla 2. Principales estrategias de búsqueda por eje temático

| Eje temático | Cadenas principales (inglés y español) | Filtros aplicados |
|---|---|---|
| Materiales y envejecimiento | "silicone rubber" AND insulator AND (ageing OR aging OR hydrophobicity); "composite insulator" AND "field aged"; "aislador polimérico" AND envejecimiento | 2015-2026; revisado por pares; CA |
| Contaminación y descarga superficial | "pollution flashover" AND (ESDD OR NSDD) AND insulator; insulator AND contamination AND (coastal OR agricultural) | 2015-2026; revisado por pares; CA |
| Sobretensiones y rayo | "lightning induced overvoltage" AND "distribution line"; "critical flashover" AND "pin insulator"; "surge arrester" AND lightning AND line; "sobretensiones atmosféricas" AND "líneas de distribución" | 2015-2026; revisado por pares; CA |
| Mecánica y fractura | "composite insulator" AND ("brittle fracture" OR "core rod" OR "mechanical load" OR fatigue) | 2015-2026; revisado por pares |
| Corrosión de herrajes | "pin corrosion" AND insulator; "galvanized" AND bolt AND marine AND corrosion | 2015-2026; revisado por pares; CA |
| Monitoreo e inteligencia artificial | "leakage current" AND insulator AND ("machine learning" OR "deep learning"); "insulator defect detection" AND UAV; insulator AND (ultraviolet OR infrared) AND detection | 2015-2026; revisado por pares |
| Recubrimientos, campo y diseño | "RTV coating" AND porcelain; "superhydrophobic coating" AND insulator; "insulated cross-arm"; "corona ring" AND "composite insulator" | 2015-2026; revisado por pares |
| Contexto regional | aisladores AND (Honduras OR Centroamérica OR Brasil); "lightning hotspots"; "red de transmisión" AND Honduras | Sin restricción de tipo; usados como contexto |

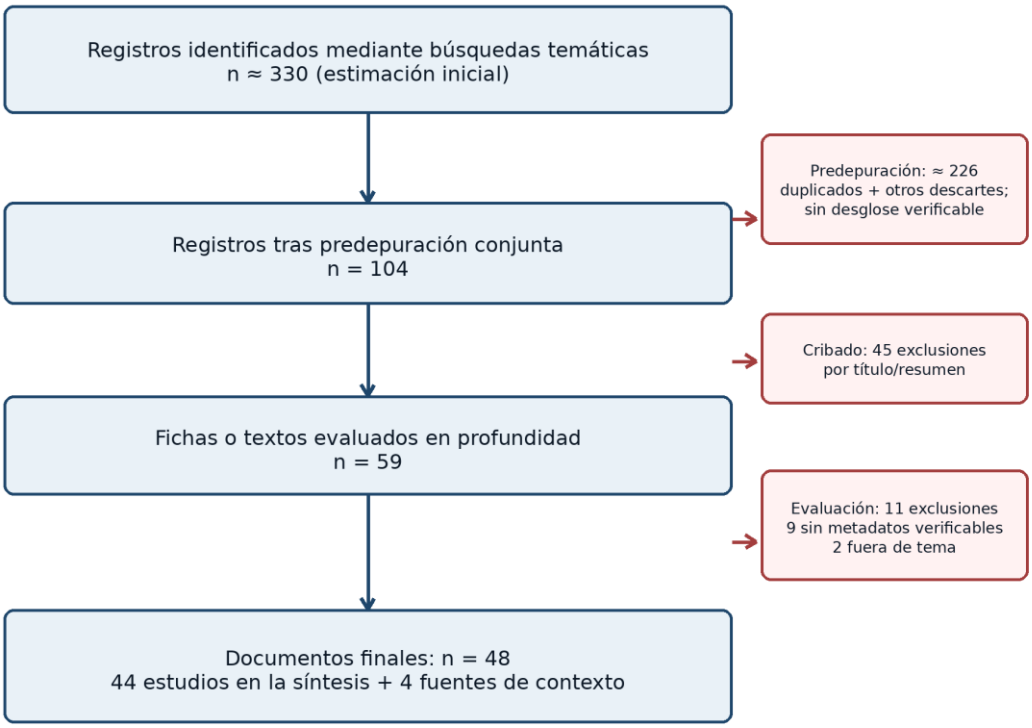
Nota. CA: corriente alterna. Se presentan las cadenas principales que constan en la versión revisada. El Material suplementario A desarrolla una estrategia de replicación de 36 cadenas con campos de registro que deberán completarse cuando se ejecute nuevamente la búsqueda. No se dispone del historial íntegro de ejecución de las consultas originales. Fuente: elaboración propia.

Incluimos artículos revisados por pares, publicados entre 2015 y 2026, con datos experimentales, de campo, de simulación o de revisión aplicables a aisladores de corriente alterna y con metadatos verificables en la página de la revista. Excluimos trabajos de corriente continua sin transferencia al

caso alterno, notas comerciales, artículos de divulgación y registros cuya ficha bibliográfica no pudimos abrir. Un estudio hecho por encima de 69 kV entró solo si cumplía dos condiciones: que el mecanismo estudiado fuera propio del material o del componente y no del nivel de tensión (envejecimiento de la silicona, corrosión de pernos, fractura del núcleo, respuesta a la contaminación o desempeño de una técnica de diagnóstico) y que informara las condiciones de ensayo o de servicio con detalle suficiente para juzgar su transferencia. Los tres estudios de sobretensiones por encima de 69 kV (19,30,31) se admitieron por otro motivo: comparan materiales o esquemas de protección, y de ellos usamos la diferencia relativa, no el valor absoluto. Dos trabajos anteriores a 2015 se citan como antecedentes metodológicos y quedan fuera de la síntesis (5,9).

El recuento histórico consignó aproximadamente 330 registros localizados en las consultas y 104 registros después de una predepuración conjunta de duplicados, fuentes comerciales y materiales de divulgación (Figura 1). La reducción, próxima a 226 registros, NO puede atribuirse exclusivamente a duplicados: el registro conservado no desglosa las causas ni permite establecer la cantidad exacta de identificaciones iniciales. De los 104 títulos y resúmenes revisados, 45 se excluyeron por falta de pertinencia o transferibilidad, quedando 59 fichas o textos examinados en profundidad. Se excluyeron otros 11: dos por estar fuera del tema y nueve porque no fue posible comprobar sus metadatos en la fuente editorial. El recuento final del expediente fue de 48 documentos: 44 estudios integrados a la síntesis y cuatro fuentes de contexto. Estas cantidades son recuentos comunicados por el proceso original; no constituyen un flujo PRISMA íntegramente auditable sin las exportaciones y registros de exclusión originales.

Figura 1. Diagrama descriptivo del proceso de selección comunicado (reconstrucción parcial; no equivale a un flujo PRISMA plenamente verificable).



Nota. La cifra inicial es aproximada; la predepuración agrupó duplicados y otros tipos de exclusión sin registro desagregado. La figura adopta la estructura de presentación de PRISMA 2020, pero no permite una auditoría completa de las fases de identificación. Fuente: elaboración propia.

Auditoría pendiente del flujo: se requiere conservar la exportación por consulta, una clave de deduplicación (DOI/título), el motivo individual de exclusión y el registro de textos completos para convertir este esquema retrospectivo en un PRISMA 2020 verificable. El Material suplementario A proporciona un protocolo y una hoja de bitácora para ejecutar esa actualización sin confundirla con el recuento histórico.

La extracción de datos estuvo a cargo de un solo revisor, con el apoyo editorial y bibliográfico declarado al final del artículo. Para cada referencia se anotaron autores, año, revista, método y fuente del resultado; tensión nominal o tipo de material; condiciones de ensayo, servicio o cálculo; variable de respuesta; y resultado principal. La Tabla 3 clasifica los 44 estudios por su función probatoria: MT (6.6–35 kV), AT (más de 69 kV o transmisión sin nivel específico), M (material o componente sin tensión aplicable) y V (varias tensiones). Esta clasificación es excluyente para el conteo y no convierte los resultados obtenidos en AT o en probetas en recomendaciones numéricas para los niveles de 13.8, 34.5 o 69 kV.

Para no contar dos veces la misma evidencia, las cuatro revisiones del corpus (7,10,11,32) se usaron solo para datos que no aparecen en los estudios primarios incluidos, como las estadísticas de fallas de CIGRE e IEEE o los resultados de envejecimiento costero que resumen. Cuando un hallazgo estaba disponible en un estudio primario del corpus, citamos el primario, y ningún valor de la síntesis cuantitativa (Figura 5) procede de una revisión.

Se efectuó una caracterización crítica de los 44 documentos mediante cinco campos puntuados de 0 a 2: claridad del objetivo, descripción del método, detalle de las condiciones de estudio, transparencia del resultado y aplicabilidad razonada al problema de 13.8–69 kV. Para experimentos se examinó el protocolo de ensayo y su repetibilidad; para estudios de campo, las condiciones ambientales, la duración y la procedencia de los registros; para simulaciones, las hipótesis, entradas y análisis de sensibilidad; para aprendizaje automático, la partición de datos, validación y métricas; y para revisiones, el alcance y la trazabilidad de las fuentes. Cuando un criterio no era directamente equiparable entre diseños, se evaluó la transparencia de la información homóloga y no se asumió equivalencia de rigor entre métodos. La columna final de la Tabla 3 conserva el puntaje descriptivo 0–10 originalmente consignado, sin denominarlo “calidad alta/media” ni utilizarlo como escala validada de riesgo de sesgo. No se dispone de dos evaluadores independientes ni de un instrumento psicométricamente validado para combinar diseños tan distintos; por tanto, los puntajes orientan la lectura y no establecen jerarquías estadísticas ni sustituyen una evaluación especializada por diseño.

La matriz distingue cinco familias de evidencia: (i) laboratorio, verificando material, instrumentos, repeticiones y condiciones; (ii) campo, identificando lugar, antigüedad, exposición, medición y posible sesgo de selección; (iii) cálculo/simulación, valorando definición de fronteras, parámetros y comprobación de sensibilidad; (iv) predicción basada en datos, considerando partición entrenamiento-prueba, validación externa y métrica; y (v) revisiones, examinando transparencia de

selección y fuentes primarias. Un puntaje de ocho en una revisión no es metodológicamente equiparable a ocho en un ensayo; por tal razón, no se realizan medias entre clases ni se denomina la suma una escala de confiabilidad.

No se realizó metaanálisis porque las investigaciones combinaron resultados experimentales, estudios de campo, modelos numéricos, aprendizaje automático y revisiones, y variaron de 6.6 a 500 kV, con materiales y protocolos no equivalentes. Las magnitudes de flameo, corrosión, resistencia mecánica y precisión predictiva no comparten un estimando único. La síntesis cuantitativa se limita a efectos o variaciones informadas dentro de cada investigación; se explicitan su tensión y condición de ensayo y se evita tratar estudios AT, materiales y MT como poblaciones directamente comparables. Las revisiones secundarias no se contaron como observaciones independientes de resultados primarios.

Se realizaron dos cálculos de ingeniería reproducibles, separados de los datos publicados y sin validación en la red hondureña. El primero aplica la IEC TS 60815-1 a tensiones nominales de 13.8, 34.5 y 69 kV. En la Ecuación (1), Lmín es la distancia de fuga de referencia (mm), RUSCD se expresa en mm/kV, Um corresponde a la tensión máxima de servicio (14.49, 36.23 y 72.5 kV), y Ka es adimensional (se supone 1). La división entre √3 convierte la tensión entre fases a fase-tierra; los resultados son valores de referencia sujetos a la clase de contaminación y a las correcciones de diseño pertinentes. No constituyen una prescripción universal de compra (23,33).

$$L_{\text{mín}} = \text{RUSCD} \cdot \frac{U_m}{\sqrt{3}} \cdot K_a \qquad (1)$$

El segundo cálculo estima la sobretensión inducida por una descarga a distancia lateral y de la línea. Se empleó la formulación de Rusck presentada en las Ecuaciones (2) y (3), con $Z_0 = 30\ \Omega$, pico de corriente $I_0$ en kA, altura h = 10 m, distancia y en m, velocidad de retorno $v = 1.2 \times 10^8$ m/s y $c = 3.0 \times 10^8$ m/s (26). Con esta convención, Ω × kA produce kV; el factor adimensional $k_v$ vale aproximadamente 1.295. La hipótesis simplifica la geometría de línea y no considera las condiciones locales de puesta a tierra ni la propagación detallada.

$$V_{\text{máx}} = \frac{Z_0\, I_0\, h}{y}\, k_v \qquad (2)$$

$$k_v = 1 + \frac{1}{\sqrt{2}}\,\frac{v}{c}\,\frac{1}{\sqrt{1 - \frac{1}{2}\left(\frac{v}{c}\right)^2}} \qquad (3)$$

Se adoptó para la primera descarga la función de supervivencia P(I ≥ i) de la Ecuación (4), con i e I expresadas en kA, mediana de 31 kA y densidad f(I) = −dP(I ≥ i)/di (en $kA^{-1}$). Una descarga puede producir flameo inducido cuando su punto de impacto queda fuera del radio de atracción Ra y dentro de la distancia crítica yc de la Ecuación (5); se presupone el umbral ilustrativo Vmáx ≥ 1.5 × CFO. Este umbral es una decisión de modelación y debe contrastarse con la coordinación real del aislamiento.

$$P(I \geq i) = \frac{1}{1 + \left(\frac{i}{31}\right)^{2.6}}, \quad f(I) = -\frac{dP}{dI} \qquad (4)$$

$$y_c(I) = \frac{Z_0\, I\, h\, k_v}{1.5 \cdot CFO} \qquad (5)$$

https://doi.org/10.71068/SDIJ0005.How

Para el radio de atracción Ra (m) y la estimación de impactos directos Nd se recurrió a las expresiones de Eriksson de la Ecuación (6), suponiendo b = 0 m y h = 10 m, lo que arroja Ra ≈ 55.7 m. En la Ecuación (7), Ng se expresa en descargas/km²·año, L = 100 km y la anchura efectiva [yc(I) − Ra] se convierte de metros a kilómetros antes de integrarla respecto de f(I). El factor 2 considera los dos lados de la línea. La integración numérica se evaluó entre 1 y 200 kA con paso de 0.05 kA; el dominio acotado excluye la contribución extrema fuera de ese intervalo. El resultado Nind se interpreta como flameos inducidos por 100 km·año bajo los parámetros declarados, sin extrapolarlo a una tasa observada de la red.

$$R_a = 14\,h^{0.6}, \quad N_d = N_g \frac{28\,h^{0.6} + b}{10} \quad (6)$$

$$N_{\text{ind}} = 2\,N_g\,L \int_0^{\infty} \max(0, y_c(I) - R_a)\,f(I)\,\mathrm{d}I \quad (7)$$

Control dimensional y numérico de las ecuaciones. En (1): (mm/kV) × kV × Ka = mm. En (2): Ω × kA × (m/m) = kV. En (4), f(I) se expresa en $kA^{-1}$ y su integral es adimensional. En (5) y (6), yc y Ra están en metros y se convierten a kilómetros antes de aplicar (7). Como control, v/c = 0.4 produce kv = 1.2949; con h = 10 m se obtiene Ra = 55.735 m. Para Ng = 1 y CFO de 150 y 300 kV, la suma numérica de (7) produce, respectivamente, 4.066 y 0.630 flameos por 100 km·año (redondeados en el texto). La verificación confirma consistencia aritmética interna del escenario, no validación física en una red.

## RESULTADOS

Los resultados se presentan sin confundir tres fuentes de conocimiento: observaciones de laboratorio y campo de las publicaciones seleccionadas, resultados obtenidos mediante modelación o aprendizaje automático por sus autores y dos escenarios calculados en este artículo. En las comparaciones se identifican expresamente cuatro categorías: MT, media tensión de 6.6 a 35 kV (11 estudios); AT, más de 69 kV o transmisión sin nivel declarado (19); M, materiales o componentes sin tensión definida (10); y V, varias tensiones (4). Esta segmentación condiciona la transferibilidad de cualquier cifra a 13.8, 34.5 o 69 kV.

### Caracterización del corpus

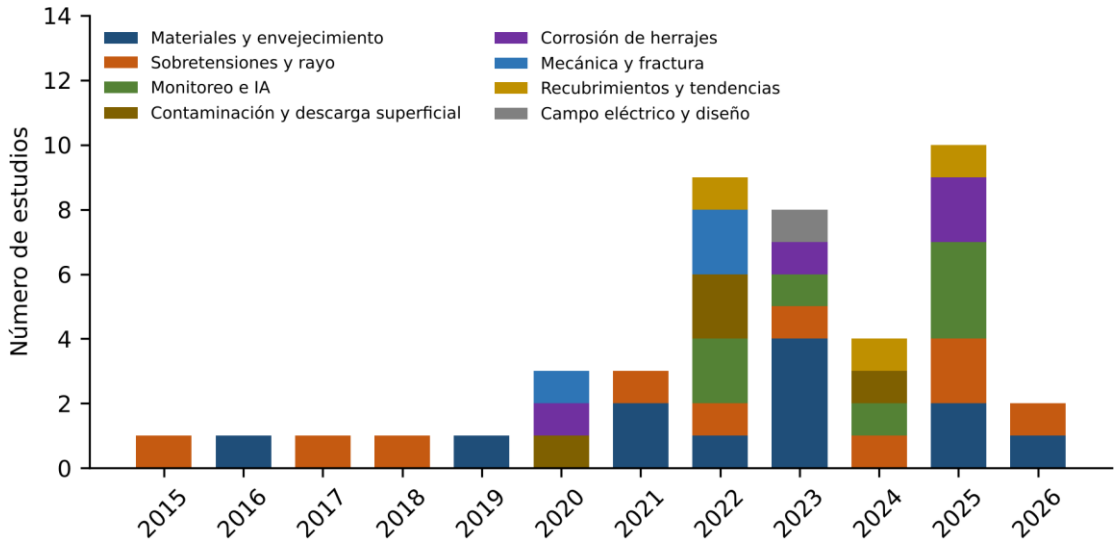
Los 44 estudios se reparten en ocho temas: materiales y envejecimiento (12), sobretensiones y rayo (10), monitoreo e inteligencia artificial (7), contaminación y descarga superficial (4), corrosión de herrajes (4), mecánica y fractura (3), recubrimientos y tendencias (3) y campo eléctrico (1). La producción se concentra en 2022 (9 estudios), 2023 (8) y 2025 (10). Por método, 15 son experimentales de laboratorio, 9 usan datos de campo, 6 aplican aprendizaje automático, 5 combinan experimento y simulación, 5 son simulaciones puras y 4 son revisiones (Figura 2).

La distribución de los 44 estudios fue la siguiente: 11 MT (6.6–35 kV), 19 AT (más de 69 kV o transmisión sin nivel declarado), 10 M (materiales o componentes) y 4 V (varias tensiones). Ninguna investigación del corpus evaluó directamente un circuito hondureño de 69 kV. Los estudios MT informan más directamente sobre algunos mecanismos de contaminación y sobretensión, mientras que los AT aportan principalmente observaciones de envejecimiento, corrosión y diagnóstico cuya transferencia exige controlar geometría, campo eléctrico, distancia de fuga y ambiente. En la matriz

descriptiva original, 36 publicaciones registraron entre 9 y 10 puntos y ocho registraron 7–8 puntos. Esta concentración de puntajes es un resultado de la rúbrica empleada, no prueba de que 36 trabajos posean "alta calidad metodológica" ni de que el instrumento discrimine adecuadamente diseños diferentes.

Para preservar esta distinción, toda comparación numérica posterior debe leerse con su población de origen. Los estudios MT tienen mayor proximidad de nivel eléctrico, pero no necesariamente replican lluvia, salinidad o topología hondureñas; los de AT informan fenómenos de materiales y diagnóstico sin fijar automáticamente longitudes de fuga, valores de CFO o dimensiones de anillos a tensiones inferiores. Los trabajos M y V respaldan hipótesis sobre comportamiento, no configuraciones cerradas de línea.

Figura 2. Estudios incluidos por año de publicación y tema.




Fuente: Elaboración propia a partir de la Tabla 3 (n = 44).

Solo tres estudios de la síntesis usan datos latinoamericanos, todos de Brasil (31,34,35), a los que se suma el antecedente de Lefort y Martinez (5). No encontramos estudios publicados sobre aisladores en redes de Honduras, Guatemala, El Salvador o Nicaragua. La Tabla 3 lista cada estudio con su tipo, nivel de tensión, condiciones principales, hallazgo cuantitativo y puntuación de calidad.

Tabla 3. Estudios incluidos en la síntesis (n = 44)

| Estudio | Tema | Tipo | Tensión | Condiciones principales | Hallazgo cuantitativo principal | Pts. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Abd Rahman et al. (6) | Sobretensiones | Exp + sim | Cruceta GFRP (M) | Impulso de rayo ±; seco y bajo lluvia | Lluvia reduce CFO 9.6-30.5% | 10 |
| Ahmad et al. (20) | Materiales | Exp | Material (M) | Rellenos nano-SiO2 y micro-Al2O3; ensayos eléctricos, mecánicos y térmicos | 4% nano-SiO2: rigidez +23.83% | 10 |

| Estudio | Tema | Tipo | Tensión | Condiciones principales | Hallazgo cuantitativo principal | Pts. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Ahmed et al. (30) | Sobretensiones | Sim | 132-275 kV (AT) | Protocolo de selección de pararrayos de línea; energía disipada | MCIA -74% energía vs NGLA (132 kV) | 9 |
| Ahsan et al. (7) | Recubrimientos | Rev | Transm. (AT) | Revisión histórica de crucetas aislantes | Crucetas aislantes: +45% tolerancia | 7 |
| Bielecki y Wańkowicz (36) | Mecánica | Exp | Transm. (AT) | Fatiga al 33.3-40% de la SML de 120 kN; unidad de 35 años | 35 años: -30 a -40% de resistencia | 9 |
| Chen et al. (17) | Monitoreo e IA | Exp + sim | Transm. (AT) | Termografía IR de porcelana con humedad y contaminación variables | IR más sensible con humedad y contaminación | 8 |
| Da et al. (37) | Monitoreo e IA | AA + campo | 15 kV (MT) | Corriente de fuga de aisladores HDPE; costa de Taiwán | MAE -52.57% | 10 |
| Daniel et al. (38) | Corrosión | Campo | Pernos (M) | Pernos galvanizados a 50 m de la costa de Hainan; 6 a 24 meses | Zinc < 1% en superficies expuestas a 24 meses | 10 |
| de Santos y Sanz-Bobi (39) | Monitoreo e IA | AA + campo | 245 kV (AT) | Subestación costera, Francia; eventos de contaminación | F 0.757-0.792 | 9 |
| de Vasconcellos et al. (31) | Sobretensiones | Sim | 138 kV (AT) | Protección parcial con pararrayos; puesta a tierra dependiente de la frecuencia | Protección parcial eficiente | 8 |
| Dong et al. (40) | Sobretensiones | Exp | 35 kV (MT) | Impulso en cadenas con unidades de valor cero; zona montañosa | Aguja 5 mm: +30% margen | 10 |
| Faiza et al. (41) | Materiales | Exp | Material (M) | 28 ciclos de lluvia ácida, calor, humedad, UV y niebla salina | 5% nano-SiO2 estable tras 28 ciclos | 9 |
| Fofana et al. (42) | Contaminación | Campo | 13.2 kV (MT) | 7 aisladores cerámicos de una planta de aluminio | ESDD hasta 0.2125 mg/cm2 | 10 |
| Ghaly et al. (43) | Contaminación | Exp | Transm. (AT) | Diseño compuesto central: temperatura, humedad y presión | R2 0.996; FOV 120 a 106 kV con T | 9 |
| Khajavi et al. (44) | Campo eléctrico | Sim | 230 kV (AT) | Elementos finitos con torre, conductor, herrajes y fases | Límites 0.42/0.35/1.8 kV/mm | 9 |

| Estudio | Tema | Tipo | Tensión | Condiciones principales | Hallazgo cuantitativo principal | Pts. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Khatoon et al. (3) | Contaminación | Exp | Transm. (AT) | Contaminantes agrícolas y biológicos; HR hasta más de 85% | Contaminantes agrícolas - 16% FOV | 9 |
| Kim et al. (14) | Corrosión | Campo + exp | Transm. (AT) | Zona industrial de Corea; lluvia de pH 4.81-5.69 | Vida 56 años con 75 um de zinc (industrial) | 9 |
| Kong et al. (45) | Recubrimientos | Exp | Material (M) | Recubrimiento superhidrofóbico; ensayo de formación de hielo | Ángulo > 150°; retardo de hielo x14 | 10 |
| Liu et al. (46) | Materiales | Exp | Material (M) | 500 h de corona AC; flameo medido en DC | Caída FOV DC: SR 31%; CEP 34%; GFRP 41% | 10 |
| Mahmood et al. (47) | Sobretensiones | Exp + sim | 24 kV (MT) | Tensión AC más sobretensión inducida sobre suelo con pérdidas | Riesgo alto con resistividad > 3000 ohm-m | 10 |
| Mavrikakis et al. (13) | Materiales | Campo + exp | Transm. (AT) | Unidades con 17 años de servicio costero | Transferencia útil tras 17 años en costa | 8 |
| Mikropoulos y Tsouris (48) | Sobretensiones | Exp | 24 kV (MT) | Impulso negativo; espigas ANSI 56-1 y 56-2 | CFO- 187.6-232.2 kV | 10 |
| Mitrovic et al. (49) | Monitoreo e IA | AA | Varias (V) | Mediciones de corriente de fuga; condición húmeda o seca | F1 > 98%; RMSE 1.16% | 10 |
| Mu et al. (15) | Materiales | Campo | 110 kV (AT) | Unidades retiradas a 0, 10, 20 y 26 años | 26 años: HC5-7 | 9 |
| Nandi y Reddy (12) | Mecánica | Exp + campo | Transm. (AT) | Entrada de agua por la interfaz núcleo-envolvente; 2,000 h | Fuga 10 a 50 mA en 2000 h | 9 |
| Ogbonna et al. (10) | Mecánica | Rev | Transm. (AT) | Análisis de fallas de núcleo; datos CIGRE | Núcleo 57%; interfaz 28%; envolvente 14%; herrajes 1% | 7 |
| Qiao et al. (32) | Materiales | Rev | Varias (V) | Envejecimiento por ambiente y región | Costa 5 años: HC5-7 expuesto vs HC2-3 protegido | 8 |
| Rao (50) | Materiales | Campo | 11 kV (MT) | Ambiente marino; unidades de 2 y 3 años | Oxidación y pérdida de hidrofobicidad en costa | 9 |
| Raza et al. (21) | Materiales | Exp | Material (M) | 70 °C y 80% de HR durante 120 h | 15% ATH mejor desempeño | 10 |

| Estudio | Tema | Tipo | Tensión | Condiciones principales | Hallazgo cuantitativo principal | Pts. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Rodrigues et al. (51) | Monitoreo e IA | AA (UV) | 500 kV (AT) | Imágenes ultravioleta en subestación | Detección 85.5% | 9 |
| Salem et al. (22) | Recubrimientos | Exp + AA | 22 kV (MT) | Porcelana con RTV bajo distintos perfiles y niveles de contaminación | RTV completo +16.9% FOV; fuga -52.33% | 10 |
| Shigihara et al. (34) | Sobretensiones | Exp | 15 kV (MT) | Impulsos no normalizados de baja amplitud | Curvas tensión-tiempo | 9 |
| Slama et al. (52) | Contaminación | Exp | Distrib. (MT) | ESDD 0.12-1.0 y NSDD 0.11-0.52 mg/cm2; flameo AC | NSDD 0.11 a 0.52 mg/cm2 reduce FOV 1.7-1.83 veces | 10 |
| Wang et al. (16) | Materiales | Campo | Material (M) | 36 años de exposición natural | Transferencia de hidrofobicidad a 36 años | 9 |
| Werneck et al. (35) | Monitoreo e IA | Campo | 500 kV (AT) | Sensor óptico durante 3 años; corriente de fuga y clima | Fuga 10 a 70 mA; punto de rocío | 9 |
| Yamanaka y Ishimoto (53) | Sobretensiones | Sim | 6.6 kV (MT) | LEMP; espaciamiento de pararrayos y resistividad del suelo | LEMP relevante con pararrayos espaciados y suelo poco resistivo | 9 |
| Yu et al. (54) | Sobretensiones | Sim | 10 kV (MT) | Rayo indirecto; espiga de U50 = 170 kV | Pararrayos cada 200-300 m; aislador U50 170 kV | 10 |
| S. Zeng et al. (55) | Materiales | Exp | Material (M) | Envejecimiento multifactor con ciclos térmicos de 70 °C | Elongación -24.1% | 10 |
| Z. Zeng et al. (11) | Materiales | Rev | Varias (V) | Métodos de evaluación del envejecimiento | Envejecimiento de faldas = 64% de fallas de compuestos (CIGRE/IEEE) | 8 |
| Zhang, Zheng, et al. (18) | Corrosión | Exp + sim | Transm. (AT) | Recubrimiento semiconductor de 2 mm o más en la base del perno | Recubrimiento semiconductor 500 a 5 A/m2 | 9 |
| Zhang, Zhong, et al. (56) | Corrosión | Exp | Transm. (AT) | Niebla salina más corriente de fuga (multiestrés) | Sinergia sal + corriente de fuga | 8 |
| Zhang et al. (19) | Sobretensiones | Exp + sim | 110 kV (AT) | Impulso de rayo en torre de doble circuito | Vidrio vs compuesto: 4-6% | 9 |
| Zheng et al. (57) | Monitoreo e IA | AA (visión) | Varias (V) | Imágenes de dron | mAP50 91.2%; 78 FPS | 10 |

| Estudio | Tema | Tipo | Tensión | Condiciones principales | Hallazgo cuantitativo principal | Pts. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Zhu (8) | Materiales | Exp | Material (M) | Descarga corona; recuperación de hidrofobicidad | Recuperación por migración de LMW | 9 |

Nota. Tipo: Exp, experimental; Sim, modelación numérica; AA, aprendizaje automático; Rev, revisión; Campo, observación de servicio. FOV: tensión de flameo; HC: clase de hidrofobicidad. Tensión: MT, media tensión (6.6–35 kV); AT, >69 kV o transmisión sin nivel declarado; M, material/componente; V, varias tensiones. Indicador: puntuación descriptiva 0–10 según transparencia y aplicabilidad; no es una escala validada de calidad metodológica ni una evaluación formal de riesgo de sesgo. Fuente: elaboración propia.

La Tabla 3 permite auditar el grupo de tensión y diseño de cada publicación. Para las conclusiones dirigidas a 13.8, 34.5 y 69 kV, los valores procedentes de AT, M o V se citan únicamente para discutir mecanismos o tendencias condicionadas; su extrapolación cuantitativa queda sujeta a ensayos y coordinación local.

**Envejecimiento y duración de los materiales**

El dato de mayor horizonte temporal viene de Wang et al., que expusieron goma de silicona a la intemperie durante 36 años. El material mantuvo hidrofobicidad excelente la primera década, conservó la capacidad de transferirla al final del periodo y su resistencia a la erosión siguió por encima del requisito normativo; el principal daño fue un entizado superficial (16). Mu et al., con aisladores de 110 kV retirados tras 0, 10, 20 y 26 años, encontraron otra cara. A los 26 años las faldas habían pasado de HC1 a HC5-7, la dureza subió de forma continua y el deterioro fue mayor en el extremo de alta tensión, donde el campo eléctrico es más intenso (15).

La aparente contradicción se explica por la formulación y por el esfuerzo eléctrico. Wang et al. advierten que su resultado vale para una silicona de fórmula y proceso seleccionados (16); Mu et al. evaluaron unidades comerciales sometidas a campo y contaminación reales (15). En costa, Qiao et al. reportan que tras cinco años las superficies expuestas al sol cayeron a HC5-7 mientras las protegidas se quedaron en HC2-3 (32), y Mavrikakis et al. midieron transferencia de hidrofobicidad todavía útil en unidades con 17 años de servicio costero (13). Salvo Rao (50), a 11 kV, los datos de campo sobre envejecimiento proceden de líneas de 110 kV o más o de probetas, de modo que su traslado a 13.8 kV supone mecanismos de degradación iguales bajo un esfuerzo eléctrico menor.

Los ciclos térmicos aceleran el proceso. Zeng et al. observaron, con diferencias de 70 °C entre extremos, una caída de 24.1 % en la elongación a la rotura de silicona HTV, comparable con la pérdida de 25 % de resistencia medida tras siete años en campo (55). En aisladores de 11 kV de ambiente marino, Rao (50) identificó oxidación de la sílice, formación de oligómeros y aumento de dureza como causas de las fallas, en unidades de dos y tres años de servicio, una de ellas con crecimiento biológico.

Las cargas de relleno cambian la respuesta. Raza et al. recomendaron 15 % de trihidrato de alúmina (ATH) tras someter compuestos a 70 °C y 80 % de humedad durante 120 h (21). Ahmad et al. midieron una rigidez dieléctrica de 23.9 kV/mm con 4 % de nanosílice y 20 % de microalúmina, 23.83 % más

que la silicona sin carga (19.3 kV/mm) (20), y Faiza et al. hallaron que el compuesto con 5 % de nanosílice conservó sus propiedades dieléctricas tras 28 ciclos de lluvia ácida, calor, humedad, UV y niebla salina (41). La resina epoxi cicloalifática (CEP) apareció como alternativa para piezas rígidas, ya que tras 500 h de corona perdió 34 % de tensión de flameo en continua, frente a 31 % de la silicona y 41 % del GFRP (46).

**Resistencia mecánica**

Tres estudios abordan la mecánica. Bielecki y Wańkowicz ensayaron a fatiga modelos de barra larga con carga mecánica especificada (SML) de 120 kN que rompieron en estático a 177 kN. Con una carga media de 33.3 % de la SML y amplitud cíclica no mayor a 5 %, estimaron 45 años sin falla; a 40 % de la SML la amplitud tendría que limitarse a 3 %. Una unidad de primera generación retirada tras 35 años rompió a 92 kN, entre 30 % y 40 % por debajo de su resistencia original (36).

Las fracturas en servicio rara vez son mecánicas puras. Ogbonna et al. distinguen fractura frágil por corrosión bajo tensión, iniciada por ácido nítrico que entra por el herraje, fractura tipo descomposición, con residuos parecidos a tiza, y defectos de interfaz (10). Nandi y Reddy (12) reprodujeron en laboratorio la entrada de agua por la interfaz núcleo-envolvente y midieron cómo la corriente de fuga subía de unos 10 mA a 50 mA en 2,000 h, con el mismo patrón químico que las piezas falladas en campo.

**Contaminación y descarga superficial**

Slama et al. cuantificaron el peso de la contaminación insoluble. Con ESDD de 0.12, 0.38 y 1.0 mg/cm², subir la NSDD de 0.11 a 0.52 mg/cm² redujo la tensión de flameo de la silicona entre 1.7 y 1.83 veces, y la relación siguió la ley de potencia de la Ecuación (8), cuyos coeficientes α y β dependen de la NSDD (52).

$$VFO = \alpha NSDD \cdot ESDD^{\beta NSDD} \quad (8)$$

Khatoon et al. midieron caídas de hasta 16 % con contaminantes agrícolas y un descenso brusco por encima de 85 % de humedad relativa; su modelo con ESDD, NSDD, presión y humedad alcanzó $R^2$ = 0.965 (3). Ghaly et al. ajustaron un modelo con $R^2$ = 0.996 en el que la temperatura llevó la tensión de flameo de 120 a 106 kV (43).

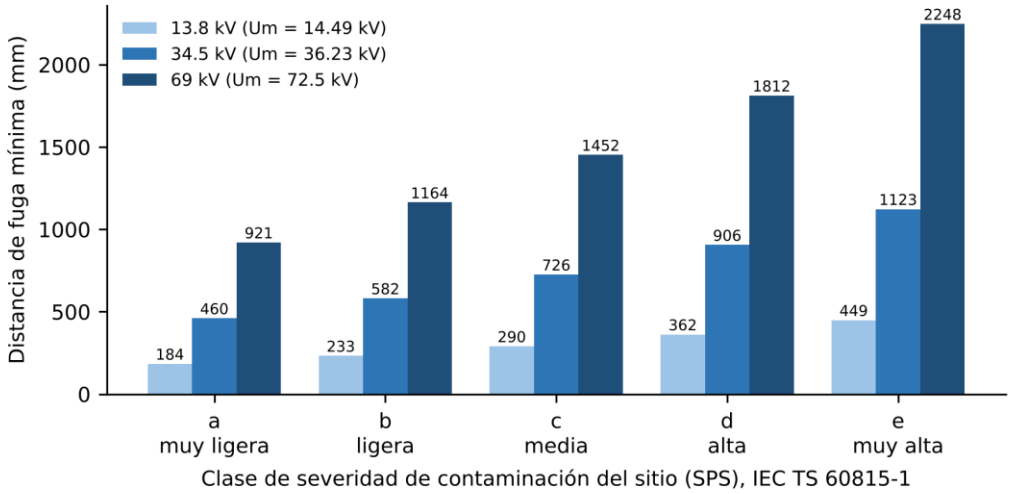
Un caso de distribución merece atención. Fofana et al. retiraron siete aisladores cerámicos de 13.2 kV de una planta de aluminio y midieron ESDD entre 0.0010 y 0.2125 mg/cm² y NSDD entre 0.0098 y 5.02 mg/cm²; cuatro de los siete superaron la clase de diseño del sitio (42). La clasificación del sitio se hizo una vez, al construir, y nadie la revisó después.

**Cálculo propio: distancia de fuga mínima (escenario normativo)**

Este apartado aplica la IEC TS 60815-1 y la Ecuación (1) a tres tensiones de servicio como ejercicio de predimensionamiento (Figura 3), no como comprobación de líneas hondureñas. Para la clase SPS c, la distancia de fuga de referencia resultó de 290 mm a 13.8 kV, 726 mm a 34.5 kV y 1,452 mm a 69 kV; para SPS e, de 449, 1,123 y 2,248 mm. La Tabla 4 distingue la tensión máxima utilizada en el cálculo de la tensión normalizada para coordinación de aislamiento (2,33). La clasificación del sitio debe

fundamentarse en mediciones representativas de ESDD y NSDD, lluvia, salinidad y comportamiento de la superficie. IEC TS 60815-3 permite considerar el material polimérico y la hidrofobicidad, pero ninguna reducción se justifica sin comprobar el comportamiento de la formulación y su envejecimiento real (15,24).

Figura 3. Distancia de fuga mínima por clase SPS para 13.8, 34.5 y 69 kV.




Nota. Predimensionamiento ilustrativo con RUSCD de IEC TS 60815-1, Um de ANSI C84.1 y Ka = 1; no supone clase de contaminación medida ni reemplaza la selección final conforme a las condiciones del sitio.

Tabla 4. Parámetros de aislamiento por nivel de tensión

| Tensión nominal | Um ANSI C84.1 (kV) | Um normalizada IEC 60071-1 (kV) | Fuga mínima clase c (mm) | Fuga mínima clase d (mm) |
|---|---|---|---|---|
| 13.8 kV | 14.49 | 17.5 | 290 | 362 |
| 34.5 kV | 36.23 | 52 | 726 | 906 |
| 69 kV | 72.5 | 72.5 | 1,452 | 1,812 |

Nota. Se presenta por separado Um de servicio (entrada del cálculo de distancia de fuga) y la referencia normalizada de IEC 60071-1. La selección de la tensión soportada requiere la coordinación integral del aislamiento, las condiciones de operación y el nivel de protección; no se deduce automáticamente del presente cálculo. Fuente: elaboración propia.

**Capacidad ante sobretensiones**

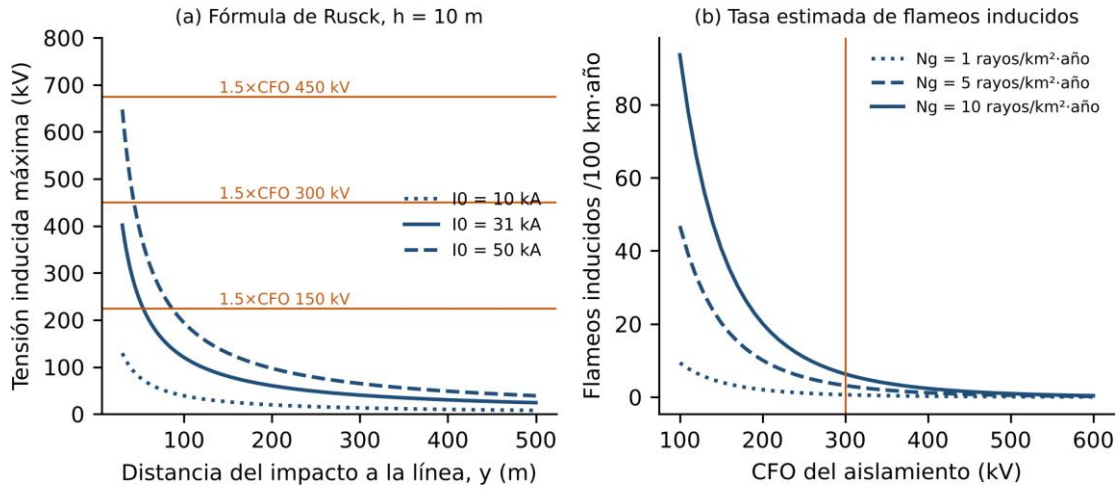
Los ensayos de impulso dan los valores de partida. Mikropoulos y Tsouris (48) midieron tensiones críticas de flameo (CFO) negativas de 187.6 a 192.7 kV para aisladores de espiga ANSI 56-1 y de 229.9 a 232.2 kV para ANSI 56-2, ambos de clase 24 kV, con un campo crítico de 935 kV/m. Yu et al. trabajaron con aisladores de espiga de U50 = 170 kV en líneas de 10 kV (54), y Shigihara et al. mostraron que los métodos clásicos de Darveniza-Vlastos y de Hileman no predicen el flameo de aisladores de 15 kV a niveles bajos de tensión con ondas no normalizadas (34). A 110 kV, Zhang et al. no encontraron diferencias mayores a 6 % en U50 entre cadenas de vidrio y aisladores compuestos (19).

La lluvia y el suelo empeoran el cuadro. En crucetas GFRP la condición húmeda redujo el CFO entre 9.6 % y 22.7 % en polaridad positiva y entre 15.5 % y 30.5 % en negativa (6). Mahmood et al. demostraron que un suelo de resistividad superior a 3,000 Ω·m aumenta de forma marcada el riesgo de flameo de aisladores de 24 kV, porque el campo inducido sobre suelo con pérdidas es mayor (47).

**Cálculo propio: flameos inducidos por rayo (escenarios de Ng)**

Los valores de este apartado son estimaciones de sensibilidad del modelo de Rusck con parámetros explícitos y no eventos registrados en campo. En la Figura 4a, para $I_o$ = 31 kA y distancia lateral y = 50 m, se obtiene Vmáx ≈ 241 kV con h = 10 m. Bajo el criterio asumido de 1.5 × CFO, un CFO de 150 kV solo alcanzaría el umbral de flameo para impactos aproximadamente a menos de 54 m, cerca del radio de atracción supuesto. Con $I_o$ = 50 kA, la distancia crítica aumenta aproximadamente a 86 m para CFO = 150 kV, frente a 43 m para CFO = 300 kV. Estos contrastes ilustran la sensibilidad al CFO y no constituyen una recomendación universal de fijarlo en 300 kV: dependen también de descarga directa, pararrayos, geometría de la línea, puesta a tierra y coordinación de aislamiento.

Figura 4. Tensiones inducidas por rayo (a) y tasa estimada de flameos inducidos según el CFO (b).




Nota. Ng: densidad de descargas a tierra. Las curvas son escenarios calculados con Rusck/IEEE 1410, h = 10 m, v = 1.2 × $10^8$ m/s, umbral 1.5 × CFO y atracción simplificada de Eriksson. No incluyen una caracterización de red o validación hondureña.

La Ecuación (7) produce, para Ng = 1 descarga/km²·año, alrededor de 4.07 flameos inducidos por 100 km·año con CFO de 150 kV, 2.01 con 200 kV, 0.63 con 300 kV y 0.15 con 450 kV. Para el escenario ilustrativo Ng = 10, los valores respectivos son aproximadamente 40.7, 20.1, 6.3 y 1.5. El cambio entre CFO de 150 y 300 kV equivale a una disminución modelada de cerca de 85 % en flameos inducidos, conservando todas las demás hipótesis. No debe interpretarse como reducción total de interrupciones: faltan impactos directos, apantallamiento, descargadores, fallas de puesta a tierra y desempeño de protecciones. La densidad Ng = 10 no procede de mediciones de la red hondureña; el cálculo permite comparar sensibilidades antes de disponer de un registro local confiable.

Las medidas de protección tienen respaldo cuantitativo. Yu et al. recomiendan no menos de un juego de pararrayos cada 200 a 300 m en líneas de 10 kV (54). Yamanaka e Ishimoto encontraron que el pulso electromagnético del rayo pesa más cuando los pararrayos están muy espaciados y el suelo es poco resistivo (53). Para 69 kV con hilo de guarda, de Vasconcellos et al. hallaron eficiente la protección parcial con pararrayos en una o dos fases de una línea brasileña de 138 kV, sobre todo al modelar la puesta a tierra con parámetros dependientes de la frecuencia (31); Ahmed et al. reportaron que un descargador de cámaras múltiples disipa 74 % menos energía que un pararrayos sin explosor a 132 kV (30). Dong et al. añadieron una aguja de descarga de 5 mm en el anillo equipotencial de cadenas de 35 kV con unidades de valor cero y ganaron más de 30 % de margen de coordinación (40).

**Corrosión de herrajes**

Zhang et al. documentaron que los pernos de acero de aisladores de corriente alterna en zonas costeras cálidas y húmedas fallan cerca de los 10 años, frente a los 20 a 30 de diseño. La corriente de fuga sobre superficies contaminadas no es senoidal y trae una componente continua cercana al 22 % de la fundamental, una distorsión armónica de hasta 40 % y densidades locales que superan el umbral de corrosión de 100 A/m². Un recubrimiento semiconductor de al menos 2 mm en la base del perno bajó la densidad máxima de unos 500 a 5 A/m² (18). En un segundo estudio, el mismo grupo identificó el depósito de sal como el factor dominante y una sinergia entre niebla salina y corriente de fuga que hace insuficiente el simple aumento del espesor de zinc (56).

Kim et al. calcularon una vida esperada de 56 años para pernos con 75 µm de zinc en zona industrial coreana, con lluvia de pH entre 4.81 y 5.69 (14). La cifra cambia por completo cerca del mar. En pernos galvanizados expuestos a 50 m de la costa de Hainan, Daniel et al. vieron óxido de hierro bajo el zinc a los seis meses, capas de óxido de 300 µm a los 24 meses y menos de 1 % de zinc remanente en las superficies expuestas (38).

**Monitoreo, diagnóstico e inteligencia artificial**

Siete estudios aplican aprendizaje automático o sensores nuevos. Con corriente de fuga, Mitrovic et al. clasificaron la condición húmeda o seca con F1 superior a 98 % y estimaron la tensión de flameo con un error cuadrático medio de 1.16 % (49); de Santos y Sanz-Bobi (39) predijeron eventos de contaminación en una subestación costera francesa de 245 kV con puntuación F de 0.757 a 0.792; y Da et al. clasificaron la corriente de fuga de aisladores de 15 kV en la costa de Taiwán con un error absoluto medio 52.57 % menor que los modelos base (37). Werneck et al. midieron durante tres años, con fibra óptica, corrientes de 10 a 70 mA en una línea brasileña de 500 kV y comprobaron que las descargas parciales se disparan cuando la temperatura local alcanza el punto de rocío, no solo con humedad alta (35).

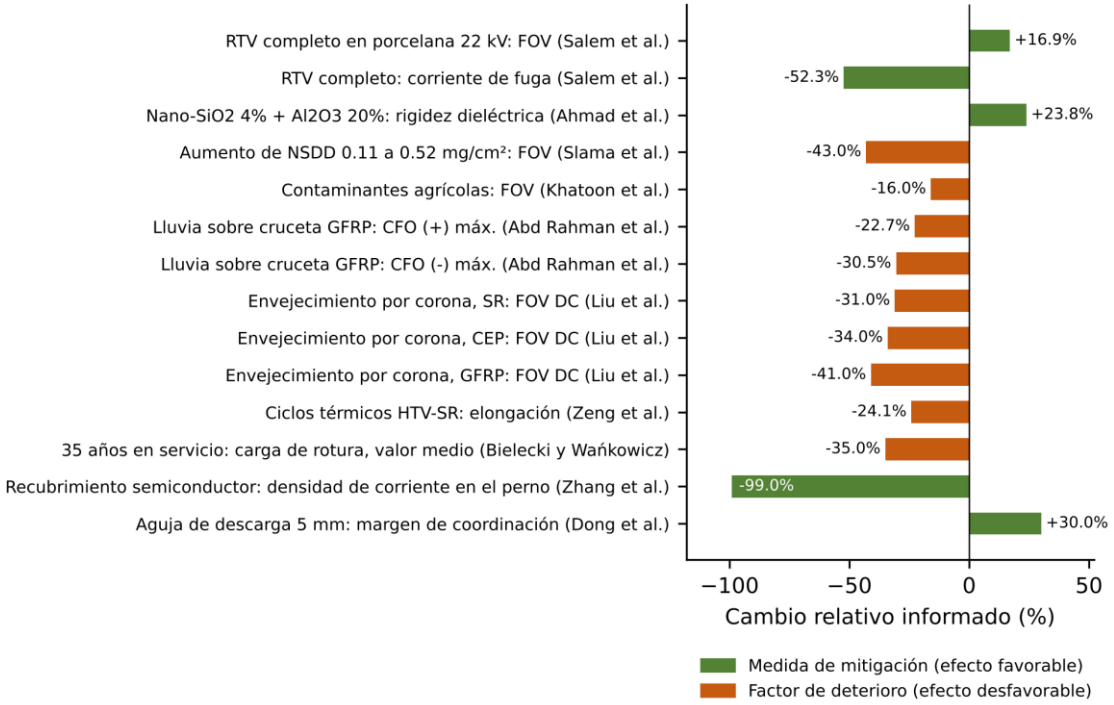
En imagen, Zheng et al. llevaron la precisión media (mAP@0.5) de detección de defectos en fotos de dron de 88.7 % a 91.2 % a 78 cuadros por segundo (57), y Rodrigues et al. detectaron aislamiento en imágenes ultravioleta con 85.5 % de acierto y encontraron que el 72.7 % de los focos de descarga en una subestación de 500 kV se originaban lejos del aislamiento (51). Chen et al. mostraron que la termografía detecta mejor los aisladores de porcelana de valor cero con humedad y contaminación

altas, justo cuando más riesgo hay (17). En distribución, el antecedente de Lefort y Martinez (5) sigue siendo útil, pues una antena ultrasónica de bajo costo identificó 85 % de los aisladores degradados y redujo cerca de 50 % las salidas por falla de aislador.

### Síntesis cuantitativa

La Figura 5 reúne los cambios porcentuales que los estudios reportan frente a su propia referencia. Los factores de deterioro (contaminación insoluble, lluvia, corona, ciclos térmicos, años de servicio) producen pérdidas de 16 % a 43 % en tensión de flameo o resistencia. Las medidas de mitigación con mayor efecto relativo actúan sobre la corriente. El recubrimiento RTV redujo 52.3 % la corriente de fuga (22) y el recubrimiento semiconductor bajó 99 % la densidad de corriente en el perno (18). El dato de NSDD se expresa como reducción de 43 %, que equivale al factor medio de 1.77 informado por Slama et al. (52). Todos los valores de la Figura 5 proceden de estudios primarios; ninguno se tomó de las revisiones.

Figura 5. Cambios relativos informados por los estudios incluidos.




Nota: Cada barra es un valor puntual informado por el estudio citado; no se trata de un efecto combinado. Fuente: Elaboración propia.

## DISCUSIÓN

### Lectura de la evidencia para la red hondureña

Tres resultados chocan con la práctica habitual de compra por catálogo. El primero es que la hidrofobicidad de la silicona no es un dato fijo. Puede durar 36 años en una formulación cuidada (16) o perderse en 26 años de campo eléctrico y contaminación (15). Por eso pedir solo "silicona" en una especificación no basta; hacen falta ensayos de plano inclinado según IEC 60587, ensayos de

envejecimiento acelerado según IEC 62217 y, si se puede, muestras retiradas de servicio para comparar (27,29).

El segundo resultado tiene que ver con la clasificación del sitio. Una sola medición de ESDD al construir no protege la línea. Fofana et al. encontraron cuatro de siete aisladores por encima de la clase de diseño (42), y la NSDD, que muchas empresas ni miden, puede reducir la tensión de flameo casi a la mitad (52). En la costa norte hondureña y en el corredor industrial de San Pedro Sula esto aconseja medir ESDD y NSDD de forma periódica. Según nuestro cálculo de la Figura 3, el salto de clase c a d en 69 kV cuesta 360 mm adicionales de fuga.

El tercer resultado se relaciona con las descargas atmosféricas. El escenario de Rusck sugiere que aumentar el CFO puede disminuir los flameos inducidos bajo parámetros fijos, pero no demuestra que 300 kV sea el umbral óptimo o exigible para una línea hondureña de 13.8 kV. Además, un incremento del CFO no sustituye el análisis de impactos directos, ubicación de pararrayos, puesta a tierra y operación de protecciones (26). La selección final debe derivarse de una coordinación del aislamiento y una evaluación económica por circuito, con datos de descargas y salidas reales.

La corrosión de pernos tampoco se resuelve con más zinc. Los datos de Daniel et al. sobre pernos galvanizados casi sin zinc a los dos años en costa tropical (38) y la sinergia sal-corriente que describen Zhang et al. (56) apuntan a sellar el punto de entrada de la corriente y a usar recubrimientos semiconductores en la base del perno (18). Kim et al. sugieren además explorar alternativas al zinc o capas impermeables adicionales (14).

**Qué respalda la evidencia y qué requiere validación local**

No todas las propuestas de este trabajo descansan sobre el mismo tipo de evidencia. Algunas se apoyan en resultados coincidentes de varios estudios internacionales, aunque obtenidos en otros climas o a mayor tensión; otras dependen de los cálculos propios y, por tanto, de los parámetros supuestos; y ninguna se ha comprobado en la red hondureña. La Tabla 5 separa, para cada propuesta, la evidencia que la sostiene, la naturaleza de ese respaldo y lo que haría falta medir o ensayar en el país antes de convertirla en criterio de diseño. El comportamiento de los materiales y la corrosión de herrajes tienen el respaldo más sólido, porque sus mecanismos no dependen del nivel de tensión; las cifras de flameos por rayo son las más condicionadas, porque dependen de una densidad de descargas a tierra que en Honduras no se ha medido.

Tabla 5. Respaldo de las propuestas para Honduras y validación local pendiente

| Propuesta | Evidencia que la sustenta | Naturaleza del respaldo | Validación local pendiente |
|---|---|---|---|
| Aisladores compuestos de silicona en costa, con formulación verificada por ensayo (IEC 60587, IEC 62217) | Wang et al. (16); Mu et al. (15); Qiao et al. (32); Mavrikakis et al. (13) | Evidencia internacional de campo y laboratorio; datos de 110 kV o probetas | Envejecimiento natural en estaciones del Caribe hondureño; muestras retiradas de servicio |

| Propuesta | Evidencia que la sustenta | Naturaleza del respaldo | Validación local pendiente |
|---|---|---|---|
| Medir ESDD/NSDD y determinar la clase SPS por sitio; las clases c–d son escenarios de predimensionamiento, no clasificaciones verificadas. | Fofana et al. (42); Slama et al. (52); Khatoon et al. (3); cálculo propio (Ecuación 1) | Evidencia de media tensión y laboratorio; mínimos normativos calculados | Estudios estacionales de contaminación y validación de fuga y diseño del aislador por geometría/ambiente real. |
| Estudiar incrementos del CFO para mitigar flameos inducidos; 300 kV se usa solo como escenario comparativo de cálculo. | IEEE (26); Ahsan et al. (7); cálculo propio (Ecuaciones 2 a 7) | Guía técnica y escenario paramétrico de Rusck; sin confirmación en Honduras. | Estudio de coordinación de aislamiento, descargas directas, suelo, pararrayos, protecciones, costos y tasas reales de fallas. |
| Pararrayos contra impacto directo; protección parcial en 69 kV | Yu et al. (54); Yamanaka e Ishimoto (53); de Vasconcellos et al. (31) | Simulación a 6.6, 10 y 138 kV | Resistividad del suelo y puesta a tierra de las líneas hondureñas |
| Sellado de pernos o recubrimiento semiconductor en herrajes costeros | Zhang, Zheng, et al. (18); Zhang, Zhong, et al. (56); Daniel et al. (38) | Laboratorio y exposición en costa tropical; aisladores de transmisión | Prueba piloto en líneas de 13.8 y 34.5 kV con corriente de fuga real |
| Monitoreo de corriente de fuga con aprendizaje automático y mantenimiento basado en riesgo | Da et al. (37); Mitrovic et al. (49); de Santos y Sanz-Bobi (39); Werneck et al. (35) | Campo y aprendizaje automático, de 15 a 500 kV | Entrenamiento de modelos con clima y corriente de fuga locales |
| Evaluar anillos de control de campo en 69 kV conforme a la geometría del circuito; no transferir umbrales de 230 kV. | Khajavi et al. (44) | Simulación a 230 kV | Simulación del montaje local, coordinación del aislamiento y ensayos eléctricos apropiados a 69 kV. |

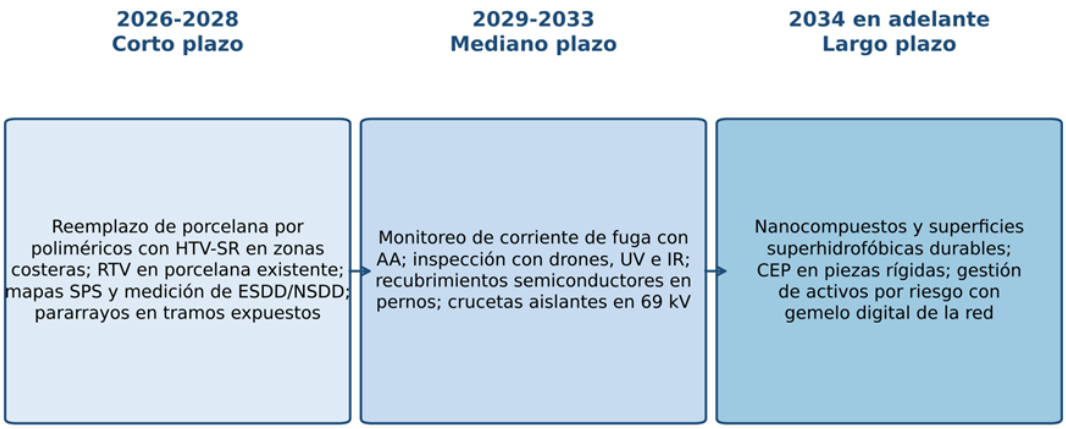
Nota: Ninguna de las propuestas se ha validado en la red hondureña. Fuente: Elaboración propia.

**Proyección al futuro**

La Figura 6 ordena en el tiempo lo que la evidencia sugiere para la red de 13.8 a 69 kV. En el corto plazo, el reemplazo de porcelana por aisladores compuestos con silicona HTV en zonas costeras, el recubrimiento RTV de la porcelana que permanezca (22) y la medición sistemática de ESDD y NSDD. A mediano plazo, el monitoreo de corriente de fuga con modelos de aprendizaje automático (37,39,49), la inspección con drones y cámaras UV e infrarrojas (17,51,57) y la incorporación de crucetas aislantes en 69 kV (7). A largo plazo, los nanocompuestos (20,41), las superficies superhidrofóbicas, que ya superan ángulos de contacto de 150° pero aún deben probar su durabilidad en campo (32,45), y la CEP para piezas rígidas (46).

Figura 6. Hoja de ruta tecnológica propuesta para aisladores de 13.8 a 69 kV en Honduras.

https://doi.org/10.71068/SDIJ0005.How




Fuente: Elaboración propia a partir de la síntesis de los estudios incluidos.

El cambio de mayor alcance quizá no sea un material. Es pasar de un mantenimiento por calendario a uno basado en riesgo, en el que el lavado, el reemplazo o la instalación de pararrayos se decidan con datos de corriente de fuga, clima y contaminación. De Santos y Sanz-Bobi lo plantean así para programar lavados (39), y Mitrovic et al. para instruir a los responsables de activos (49).

**Limitaciones**

La revisión presenta limitaciones que condicionan sus conclusiones. Primero, la búsqueda se realizó con un índice web general y verificación editorial, sin consultas directas a Scopus o Web of Science; tampoco se conserva un registro histórico completo de las 36 consultas, filtros y resultados, lo que impide reproducir íntegramente la identificación. Segundo, el conteo inicial de aproximadamente 330 registros y su paso a 104 agrupa duplicados y exclusiones no bibliográficas sin desglose; la Figura 1 es una reconstrucción parcial, no un flujo PRISMA plenamente auditable. Tercero, un solo revisor realizó la selección, extracción y caracterización; los puntajes descriptivos no son una medida validada de riesgo de sesgo y pueden favorecer ciertos diseños. Cuarto, solo 11 de los 44 estudios se clasificaron como MT; 19 proceden de AT/transmisión, 10 de materiales y cuatro de varias tensiones, con transferibilidad limitada. Quinto, no se localizaron estudios primarios ejecutados en la red hondureña. Sexto, los cálculos de distancia de fuga y flameos inducidos son escenarios con parámetros supuestos, sin validación de campo ni análisis probabilístico completo de incertidumbre. Estas limitaciones impiden convertir los resultados en especificaciones definitivas para circuitos concretos.

Registro y material complementario. Se incluye por separado el "Material suplementario A: protocolo de réplica de búsqueda y rúbrica metodológica por diseño". Las 36 cadenas allí formuladas permiten realizar una nueva búsqueda documentable. No se etiquetan como "36 consultas ejecutadas" porque las salidas de búsqueda históricas no constan íntegras en los documentos disponibles.

**Recomendaciones**

Las propuestas dirigidas a operadores hondureños se plantean como hipótesis de diseño y líneas de verificación, no como especificaciones aprobadas. Primero, caracterizar por sitio la severidad de contaminación mediante series representativas de ESDD, NSDD, salinidad, lavado por lluvia y corriente de fuga en la costa norte, el valle de Sula y corredores industriales; definir la frecuencia de

muestreo a partir de la variabilidad estacional y el riesgo del circuito. Segundo, usar provisionalmente la clase SPS d únicamente como SUPUESTO CONSERVADOR DE PREDIMENSIONAMIENTO en escenarios costeros sin datos (362 mm a 13.8 kV y 906 mm a 34.5 kV, con las hipótesis del cálculo), no como clasificación ambiental comprobada ni criterio final de compra. La adopción definitiva exige caracterización del sitio, correcciones geométricas y ensayos pertinentes según IEC 60587 e IEC 62217. Tercero, evaluar en 69 kV la conveniencia de anillos de control de campo mediante modelación de la geometría real; los límites de campo publicados para 230 kV por Khajavi et al. (44) no son umbrales homologados automáticamente a 69 kV. Cuarto, estudiar la protección ante rayos de forma integral (descargas directas e inducidas, CFO, puesta a tierra, pararrayos y coordinación de protecciones), considerando un CFO de 300 kV como escenario comparativo, no como valor universal. Quinto, contrastar mediante pilotos la instalación de crucetas aislantes y la protección contra corrosión de pernos en ambientes costeros, registrando fallas, costos y condiciones de operación antes de extender medidas. Sexto, analizar sistemas de monitoreo de corriente de fuga y diagnóstico mediante algoritmos entrenados y evaluados con datos representativos de la red local.

**Líneas de investigación futura**

Hace falta, antes que nada, una base de datos de fallas de aisladores de la red hondureña, con fecha, ubicación, tipo de aislador y causa. Con ella se podrían validar localmente los modelos de envejecimiento y de flameo aquí revisados. Otras líneas pendientes son la medición de densidad de descargas a tierra con redes de detección regionales para pasar de escenarios de Ng a valores medidos; ensayos de envejecimiento natural de silicona y CEP en estaciones costeras del Caribe hondureño; la evaluación de la corrosión de pernos bajo corriente de fuga real en líneas de 13.8 y 34.5 kV; y el desarrollo de modelos de aprendizaje automático entrenados con datos de clima y corriente de fuga locales.

## CONCLUSIONES

La evidencia publicada entre 2015 y 2026 respalda el uso de aisladores compuestos con envolvente de silicona en ambientes tropicales y costeros, con dos condiciones: que la formulación se verifique con ensayos y que la distancia de fuga se dimensione con mediciones reales de ESDD y NSDD. Esa ventaja no es absoluta. La silicona mantuvo la transferencia de hidrofobicidad 36 años en una formulación seleccionada, pero unidades comerciales de 110 kV llegaron a HC5-7 a los 26 años bajo campo eléctrico y contaminación intensos, y la porcelana con recubrimiento RTV sigue siendo una opción válida donde ya está instalada. En corrosión, los estudios coinciden en que el deterioro de los pernos en costa responde a la sal y a la corriente de fuga deformada más que a la falta de zinc, y en laboratorio los recubrimientos semiconductores redujeron la densidad de corriente en dos órdenes de magnitud.

Los dos ejercicios calculados, no validados en campo, arrojan valores de referencia de distancia de fuga para una clase SPS supuesta —por ejemplo, de 290 mm a 13.8 kV a 1,452 mm a 69 kV en clase c— y una disminución modelada cercana a 85 % en flameos inducidos al comparar CFO de 150 y 300 kV con parámetros idénticos. Para Ng = 10 descargas/km²·año, ello corresponde aproximadamente a 40.7 y 6.3 flameos por 100 km·año, respectivamente. Ni la clase SPS ni Ng fueron determinados

mediante mediciones hondureñas; además, las cifras no incluyen todos los mecanismos de falla. Su uso final requiere caracterizar el sitio, coordinar el aislamiento y comprobar las soluciones con pruebas piloto.

Para Honduras, las recomendaciones de este trabajo son propuestas técnicas condicionadas. Las relativas a materiales y herrajes tienen el respaldo más amplio; las de coordinación frente al rayo dependen de parámetros que el país aún no ha medido. El monitoreo de corriente de fuga con aprendizaje automático y la inspección con drones pueden sostener un mantenimiento basado en riesgo, siempre que sus modelos se entrenen con datos locales. Ninguna propuesta se ha validado en la red hondureña, y el paso que más falta hace es registrar y publicar sus datos de falla, medir la densidad de descargas a tierra y la severidad de contaminación por sitio, y ensayar en campo las soluciones propuestas.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS


1. Operador del Sistema. Plan de expansión de la red de transmisión 2022-2031. 2022. Disponible en: https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Plan-de-Expansi%C3%B3n-de-la-Red-de-Transmisi%C3%B3n_2022-2031.pdf
2. International Electrotechnical Commission. Insulation co-ordination. Part 1: Definitions, principles and rules (IEC 60071-1:2019). IEC. 2019.
3. Khatoon S, Khan AA, Tariq M, Alamri B, Mihet-Popa L. Flashover voltage prediction models under agricultural and biological contaminant conditions on insulators. Energies. 2022;15(4):1297. https://doi.org/10.3390/en15041297.
4. Albrecht RI, Goodman SJ, Buechler DE, Blakeslee RJ, Christian HJ. Where are the lightning hotspots on Earth? Bulletin of the American Meteorological Society. 2016;97(11):2051–2068. https://doi.org/10.1175/BAMS-D-14-00193.1
5. Lefort C, Martinez MLB. Using radio frequency and ultrasonic antennas for inspecting pin-type insulators on medium-voltage overhead distribution lines. Ingeniería e Investigación. 2013;33(2):63-69. Disponible en: https://www.redalyc.org/pdf/643/64328224011.pdf.
6. Abd Rahman MS, Ab Kadir MZA, Abd Rahman MS, Osman M, Mohd Nor SF, Mohd Zainuddin N. Investigation of insulation characteristics of GFRP crossarm subjected to lightning transient. Energies. 2021;14(14):4386. https://doi.org/10.3390/en14144386.
7. Ahsan M, Baharom MNRB, Zainal Z, Mahmod LH, Ullah I, Yousof MFM, et al. Historical review of advancements in insulated cross-arm technology. Energies. 2022;15(21):8221. https://doi.org/10.3390/en15218221.
8. Zhu Y. Influence of corona discharge on hydrophobicity of silicone rubber used for outdoor insulation. Polymer Testing. 2019;74:14-20. https://doi.org/10.1016/j.polymertesting.2018.12.011.
9. Zhu Y, Otsubo M, Honda C, Tanaka S. Loss and recovery in hydrophobicity of silicone rubber exposed to corona discharge. Polymer Degradation and Stability. 2006;91(7):1448-1454. https://doi.org/10.1016/j.polymdegradstab.2005.10.014.
10. Ogbonna VE, Popoola PI, Popoola OM, Adeosun SO. A comparative study on the failure analysis of field failed high voltage composite insulator core rods and recommendation of composite

insulators: a review. Engineering Failure Analysis. 2022;138:106369. https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2022.106369.
11. Zeng Z, Guo P, Zhang R, Zhao Z, Bao J, Wang Q, et al. Review of aging evaluation methods for silicone rubber composite insulators. Polymers. 2023;15(5):1141. https://doi.org/10.3390/polym15051141.
12. Nandi S, Reddy BS. Understanding field failures of composite insulators. Engineering Failure Analysis. 2020;116:104758. https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104758.
13. Mavrikakis N, Siderakis K, Koudoumas E, Drakakis E, Kymakis E. Laboratory investigation of the hydrophobicity transfer mechanism on composite insulators aged in coastal service. Engineering, Technology & Applied Science Research. 2016;6(5):1124-1129. https://doi.org/10.48084/etasr.614.
14. Kim T, Lee YJ, Sanyal S, Woo JW, Choi IH, Yi J. Mechanism of corrosion in porcelain insulators and its effect on the lifetime. Applied Sciences. 2020;10(1):423. https://doi.org/10.3390/app10010423.
15. Mu L, Wang B, Hao J, Fang Z, Wang Y. Study on material and mechanical characteristics of silicone rubber shed of field-aged 110 kV composite insulators. Scientific Reports. 2023;13:16889. https://doi.org/10.1038/s41598-023-35701-8.
16. Wang Q, Zhou H, Liu S, Zhou Y, Wang X, Zuo Z, et al. Long-time performance of silicone rubber composite for electrical insulation revealed by natural exposure test for 36 years. Polymer Degradation and Stability. 2026;248:112044. https://doi.org/10.1016/j.polymdegradstab.2026.112044.
17. Chen L, Lin F, Chen M, Huang X, He R, Zheng Y. Influence for ambient relative humidity and pollution on infrared detection of zero resistance insulators. Frontiers in Energy Research. 2022;10:942408. https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.942408.
18. Zhang C, Zheng H, Shen Z, Su J, Yang Y, Zhong H, et al. Leakage current equalization via thick semiconducting coatings suppresses pin corrosion in disc insulators. Energies. 2025;18(19):5246. https://doi.org/10.3390/en18195246.
19. Zhang Y, Li L, Han Y, Ruan Y, Yang J, Cai H, et al. Flashover performance test with lightning impulse and simulation analysis of different insulators in a 110 kV double-circuit transmission tower. Energies. 2018;11(3):659. https://doi.org/10.3390/en11030659.
20. Ahmad S, Ahmed R, Rahman RA, Ullah A, Jamal A, Akram R. A comprehensive study of nano/micro fillers on silicone rubber insulators: electrical, mechanical, and thermal characterization. Results in Engineering. 2025;25:103654. https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.103654.
21. Raza MH, Khattak A, Ali A, Butt SU, Iqbal B, Ulasyar A, et al. Surface recovery investigation of silicone rubber composites for outdoor electrical insulation under accelerated temperature and humidity. Polymers. 2021;13(18):3024. https://doi.org/10.3390/polym13183024.
22. Salem AA, Al-Gailani SA, Amer AAG, Alsharef M, Bajaj M, Zaitsev I, et al. Classification of RTV-coated porcelain insulator condition under different profiles and levels of pollution. Scientific Reports. 2024;14:22759. https://doi.org/10.1038/s41598-024-73520-7.
23. International Electrotechnical Commission. Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions. Part 1: Definitions, information and general principles (IEC TS 60815-1:2008). IEC. 2008.

24. International Electrotechnical Commission. Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions. Part 3: Polymer insulators for a.c. systems (IEC TS 60815-3:2008). IEC. 2008.
25. Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE guide for improving the lightning performance of transmission lines (IEEE Std 1243-1997). IEEE. 1997.
26. Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE guide for improving the lightning performance of electric power overhead distribution lines (IEEE Std 1410-2010). IEEE. 2011.
27. International Electrotechnical Commission. Electrical insulating materials used under severe ambient conditions. Test methods for evaluating resistance to tracking and erosion (IEC 60587:2007). IEC. 2007.
28. International Electrotechnical Commission. Insulators for overhead lines. Composite suspension and tension insulators for a.c. systems with a nominal voltage greater than 1 000 V. Definitions, test methods and acceptance criteria (IEC 61109:2008). IEC. 2008.
29. International Electrotechnical Commission. Polymeric HV insulators for indoor and outdoor use. General definitions, test methods and acceptance criteria (IEC 62217:2012). IEC. 2012.
30. Ahmed NY, Illias HA, Mokhlis H. A protocol for selecting viable transmission line arrester for optimal lightning protection. Electric Power Systems Research. 2023;221:109489. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109489.
31. de Vasconcellos F, Alípio R, Moreira F. Evaluation of the lightning performance of transmission lines partially protected by surge arresters considering the frequency-dependent behavior of grounding. IEEE Latin America Transactions. 2022;20(2):352-360. Disponible en: https://latamt.ieeer9.org/index.php/transactions/article/view/5625.
32. Qiao X, Ming Y, Xu K, Yi N, Sundararajan R. Aging of polymeric insulators under various conditions and environments: another look. Energies. 2022;15(23):8809. https://doi.org/10.3390/en15238809.
33. American National Standards Institute. American National Standard for electric power systems and equipment: Voltage ratings (60 Hz) (ANSI C84.1-2020). National Electrical Manufacturers Association. 2020.
34. Shigihara M, Piantini A, Ramos MCES, Braz CP, Mazzetti C, Ancajima A. Comparison of different procedures to predict the volt-time curves of 15 kV insulators. Electric Power Systems Research. 2017;153:82-87. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.10.023.
35. Werneck MM, Pinto PHS, Bellini RT, Allil RCSB. Optical sensor for monitoring leakage current and weather conditions in a 500-kV transmission line. Sensors. 2022;22(13):5034. https://doi.org/10.3390/s22135034.
36. Bielecki J, Wańkowicz J. Durability forecast of long rod composite insulators operating under variable mechanical loading conditions. Archives of Electrical Engineering. 2022;71(3):701-715. https://doi.org/10.24425/aee.2022.141680.
37. Da TN, Thanh PN, Cho MY. A cloud 15kV-HDPE insulator leakage current classification based improved particle swarm optimization and LSTM-CNN deep learning approach. Swarm and Evolutionary Computation. 2024;91:101755. https://doi.org/10.1016/j.swevo.2024.101755.
38. Daniel EF, Wang C, Li C, Dong J, Udoh II, Zhang D, et al. Evolution of corrosion degradation in galvanised steel bolts exposed to a tropical marine environment. Journal of Materials Research and Technology. 2023;27:5177-5190. https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2023.10.295.

39. de Santos H, Sanz-Bobi MA. A machine learning approach for condition monitoring of high voltage insulators in polluted environments. Electric Power Systems Research. 2023;220:109340. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109340.
40. Dong B, Yao X, Zhao J. Lightning impulse discharge characteristics and insulation coordination for the regulation and assessment of 35 kV insulator strings with zero-value and arresters in lightning-prone mountainous areas. Electric Power Systems Research. 2025;247:111776. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2025.111776.
41. Faiza, Khattak A, Rehman AU, Ali A, Mahmood A, Imran K, et al. Multi-stressed nano and micro-silica/silicone rubber composites with improved dielectric and high-voltage insulation properties. Polymers. 2021;13(9):1400. https://doi.org/10.3390/polym13091400.
42. Fofana I, N'cho JS, Betie A, Hounton E, Meghnefi F, Yapi KML. Lessons to learn from post-installation pollution levels assessment of some distribution insulators. Energies. 2020;13(16):4064. https://doi.org/10.3390/en13164064.
43. Ghaly RNR, Ibrahim A, Ghoneim SSM, Abu-Siada A, Bajaj M, Zaitsev I, et al. Impact of atmospheric conditions on the flash-over voltage of the transmission line insulators using central composite design. Scientific Reports. 2024;14:22395. https://doi.org/10.1038/s41598-024-72815-z.
44. Khajavi M, Bagheri S, Shemshadi A. Optimal design of corona ring in composite insulator considering the effects of tower structure, conductor, hardware and mutual phases. Electric Power Systems Research. 2023;223:109686. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109686.
45. Kong W, Yang K, Chen Y, Shao W, Jia C, Zhu J, et al. Study on preparation and performance of anti-icing superhydrophobic coating applied to composite insulators. Progress in Organic Coatings. 2025;198:108934. https://doi.org/10.1016/j.porgcoat.2024.108934.
46. Liu Y, Li W, Zeng S, Yan X, Liu H, Liu Y, et al. AC corona aging behavior and performance comparison of HTV silicone rubber, cycloaliphatic epoxy resin, and glass fiber-reinforced epoxy used in composite insulators. RSC Advances. 2025;15:31884-31898. https://doi.org/10.1039/d5ra05182g.
47. Mahmood F, Sabiha NA, Lehtonen M. Effect of combined AC and lightning-induced overvoltages on the risk of MV insulator flashovers above lossy ground. Electric Power Systems Research. 2015;127:101-108. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.05.016.
48. Mikropoulos PN, Tsouris PP. Modelling of the negative lightning impulse flashover of medium voltage overhead line insulators. Electric Power Systems Research. 2026;253:112556. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2025.112556.
49. Mitrovic M, Titov D, Volkhov K, Lukicheva I, Kudryavzev A, Vorobev P, et al. Supervised learning based method for condition monitoring of overhead line insulators using leakage current measurement. Engineering Applications of Artificial Intelligence. 2025;143:110040. https://doi.org/10.1016/j.engappai.2025.110040.
50. Rao VV. Assessment of insulation failure of field aged 11 kV polymeric insulators of marine environment with characterizations technique. Journal of Failure Analysis and Prevention. 2023;23:1932-1939. https://doi.org/10.1007/s11668-023-01730-8.

51. Rodrigues GA, Araujo BVS, Oliveira JHP, et al. Automated monitoring of insulation by ultraviolet imaging employing deep learning. Measurement. 2025;242:116018. https://doi.org/10.1016/j.measurement.2024.116018.
52. Slama MEA, Krzma A, Albano M, Haddad AM. Experimental study and modeling of the effect of ESDD/NSDD on AC flashover of SiR outdoor insulators. Energies. 2022;15(10):3782. https://doi.org/10.3390/en15103782.
53. Yamanaka A, Ishimoto K. Clarifying the conditions under which the LEMP significantly affects lightning flashover rates of medium-voltage distribution lines. Electric Power Systems Research. 2025;243:111515. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2025.111515.
54. Yu J, Gu S, Liu J, Liu H. Indirect lightning performance of 10-kV overhead distribution lines. Frontiers in Energy Research. 2024;12:1367183. https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1367183.
55. Zeng S, Li W, Peng Y, Zhang Y, Zhang G. Mechanism of accelerated deterioration of high-temperature vulcanized silicone rubber under multi-factor aging tests considering temperature cycling. Polymers. 2023;15(15):3210. https://doi.org/10.3390/polym15153210.
56. Zhang C, Zhong H, Shen Z, Zheng H, Yang Y, Su J, et al. Accelerated corrosion and multimodal characterization of steel pins in high-voltage AC insulators under multi-stress conditions. Materials. 2025;18(17):4218. https://doi.org/10.3390/ma18174218.
57. Zheng B, Angkawisittpan N, Huang L, Sonasang S. RSP-YOLOv11n multi-module optimized algorithm for insulator defect detection in UAV images. Scientific Reports. 2025;15:35426. https://doi.org/10.1038/s41598-025-19059-7.

## CONSIDERACIONES ÉTICAS

El estudio se desarrolló mediante una revisión de literatura basada exclusivamente en fuentes documentales previamente publicadas. No involucró la participación directa de seres humanos o animales, la realización de intervenciones, el uso de muestras biológicas ni el acceso a datos personales identificables. En consecuencia, no requirió aprobación de un comité de ética ni la obtención de consentimiento informado. Durante el proceso investigativo se observaron los principios de integridad científica, atribución adecuada de la autoría, citación rigurosa y uso responsable de las fuentes consultadas.

## DECLARACIÓN DE USO DE LA INTELIGENCIA ARTIFICIAL (IA)

Los autores afirman que la herramienta de inteligencia artificial se utilizó exclusivamente para apoyar la organización del artículo y la traducción del texto. Su uso no determinó el contenido científico, el diseño del estudio, la selección de fuentes, el análisis de datos, la interpretación de resultados ni las conclusiones. La responsabilidad total del contenido sigue siendo de los autores.

## FINANCIACIÓN

Los autores declaran que este estudio no recibió ningún tipo de financiación externa por parte de agencias públicas, privadas, ni de organizaciones sin ánimo de lucro. Todas las actividades de investigación, análisis y desarrollo fueron realizadas con recursos propios.

## CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no tienen conflictos de intereses relacionados con este estudio y que todos los procedimientos seguidos cumplen con los estándares éticos establecidos por la revista. Asimismo, confirman que este trabajo es inédito y no ha sido publicado, ni parcial ni totalmente, en ninguna otra publicación.

## CONTRIBUCIÓN DEL AUTOR

**Nombres e iniciales de los autores:** Marco Antonio Ramos Espinal (MARE)

**1. Conceptualización:** MARE
**2. Curación de datos:** MARE
**3. Análisis formal:** MARE
**4. Adquisición de financiación: no aplicable**
**5. Investigación:** MARE
**6. Metodología:** MARE
**7. Administración de proyectos:** MARE
**8. Recursos: no aplicable**
**9. Software: no aplicable**
**10. Supervisión:** MARE
**11. Validación:** MARE
**12. Vista:** MARE
**13. Borrador original:** MARE
**14. Redacción, revisión y edición:** MARE