

SEP Transelec: Fundamentos, Regulación de Tensión y Protecciones

(líneas, transformadores, barras y shunt)

Objetivo general:

Que las y los participantes sean capaces de comprender los fundamentos del SEP, aplicar métodos de regulación de tensión (con soporte de software) y diagnosticar eventos de protección (distancia, 87T/64REF, 87B, 50BF, 59/51/51N) redactando una frase técnica y un plan de acción seguro y trazable para la operación en transmisión.



M1 — Fundamentos del SEP

(conceptos, arquitectura, seguridad operativa)



M1 · C1 SEP y Transmisión — visión operativa Transelec

Duración objetivo: 8–10 min | Tono: interlocutivo, claro, orientado a operación

Apertura: "Imagina el sistema eléctrico como una gran carretera de energía. Hoy ubicarás dónde se juega la 'cancha larga': Transmisión. Al cerrar este contenido podrás explicar qué es un Sistema Eléctrico de Potencia y reconocer los activos clave que sostienen los perfiles de tensión en la red."

SEP en una frase

"Un SEP genera, transmite y distribuye electricidad. Tres eslabones, un objetivo: que la energía llegue con calidad y continuidad. En Transmisión movemos grandes bloques a altos niveles de tensión para minimizar pérdidas y mantener la operación dentro de rangos."

Activos y propósito de Transmisión

"Piensa en líneas de 220 y 500 kV, subestaciones, barras y transformadores de potencia. Desde la generación, un transformador elevador aumenta la tensión para viajar por una línea de 500 kV. Al llegar a una subestación, un transformador 500/220 kV con OLTC ajusta el nivel y alimenta la Barra 220 kV. Desde ahí conectamos demanda o seguimos transfiriendo energía a otras zonas."

Regulación mínima y soporte reactivo

"¿Por qué regular con OLTC? Porque un pequeño ajuste de tap puede recuperar el perfil de tensión sin sobreactuar la red. Cuando el tap no basta, entra la compensación reactiva: capacitores o reactores en derivación, y en escenarios dinámicos, SVC o STATCOM."

¿Por qué alta tensión?

"La razón es simple: para la misma potencia, si subes la tensión, baja la corriente. Y si baja la corriente, disminuyen las pérdidas I^2R en las líneas. Por eso la transmisión opera a altos niveles de tensión. En Chile, los tramos troncales típicos son 500 kV y 220 kV."



Tu lente operativo

"Como profesional de Transmisión piensa siempre en tres preguntas: uno, ¿qué barra es crítica por tensión? dos, ¿qué elemento condiciona el flujo-límite térmico, impedancia o topología? y tres, ¿cuál es la acción mínima necesaria: tap, reactivos o reconfigurar?"

- Cierre y puente:** "Quédate con estas ideas: el SEP es una cadena y tú operas el tramo de transmisión; usamos alta tensión para eficiencia y capacidad; y los rangos de servicio guían tus decisiones. En el siguiente contenido verás per-unit: la forma estándar de normalizar magnitudes y comparar resultados."

M1 · C2 — Per-unit

por qué normalizamos y cómo convertir sin equivocarte

Apertura: "¿Te has topado con tablas donde todo dice 0,98; 1,03; 0,12...? Bienvenido al per-unit, la forma estándar de hablar de magnitudes normalizadas. Hoy vas a usarlo con fluidez, sin miedo a las bases."

¿Por qué per-unit?

"Normalizar nos permite comparar manzanas con manzanas: una barra a 0,95 pu es crítica, esté a 220 kV o a 500 kV. En transformadores, trabajar en pu mantiene consistentes las impedancias si eliges bien las bases."

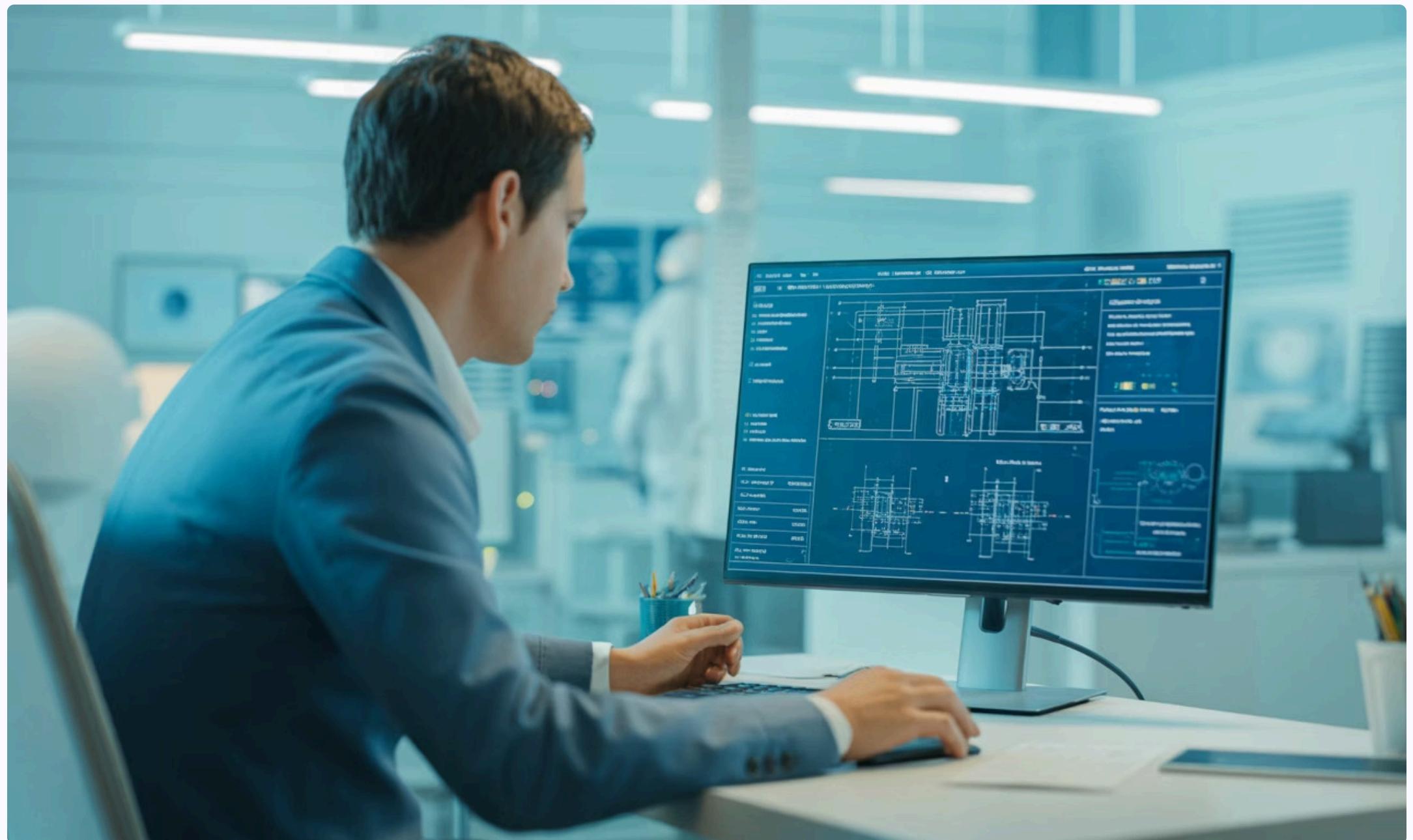
Bases y relaciones clave

"Fijamos dos bases: potencia y tensión. En transmisión, típicas: 100 MVA de potencia base y tensión base igual al nivel de la barra, por ejemplo 220 kV. A partir de ahí definimos corriente base e impedancia base. Dilo en palabras: la corriente base es la potencia base dividida por raíz de tres por la tensión línea-línea base. La impedancia base es el cuadrado de la tensión línea-línea base dividido por la potencia base."

Ejemplos rápidos y transformadores

Ejemplos rápidos

"Con 100 MVA y 220 kV, la corriente base es aproximadamente 262 coma 4 amperes. La impedancia base vale 484 ohm. Si una línea tiene una reactancia de 50 ohm, en per-unit es 50 dividido por 484, aproximadamente o coma 103 pu. Si una barra está en 208 kV sobre base 220 kV, su tensión es 208 dividido por 220, es decir o coma 945 pu."



Transformadores y Z%

"Los transformadores traen su impedancia en porcentaje en la placa, referida a su MVA nominal. Para llevarla a tu base del sistema, multiplica ese valor en pu por la potencia base dividida por la potencia de placa, manteniendo una tensión base consistente con la relación del trafo. Por ejemplo, un trafo 220/66 con 12 por ciento a 60 MVA, llevado a 100 MVA base, da o coma 12 por 100 sobre 60, igual a o coma 20 pu."

Errores frecuentes y cómo evitarlos

"Evita tres tropiezos: usar tensión de fase en lugar de línea-línea para corriente e impedancia; olvidar la raíz de tres en la corriente base; y mezclar porcentajes con pu al sumar impedancias. Antídoto práctico: fija tus bases al inicio y escríbelas en la cabecera de cada tabla."

- Cierre y puente:** "Listo: ya puedes leer y comparar resultados en pu y convertir impedancias sin complicarte. En el siguiente contenido aplicarás esto al flujo de potencia: leer perfiles, detectar barras críticas y decidir acciones mínimas."

Flujo de potencia

lectura operativa de resultados y detección de barras críticas

Apertura: "En esta lección vamos a leer un flujo de potencia como lo harías en operación: sin perder tiempo, identificando lo esencial y decidiendo la acción mínima necesaria para recuperar el perfil de tensión. No necesitas derivaciones matemáticas: necesitas criterio y una secuencia clara."

1

Diagnóstico rápido — ¿qué miro primero?

"Primero, verifica que el caso haya convergido. Convergió no significa que todo esté bien; solo que el algoritmo encontró un punto de operación. Luego, mira el mapa de barras: ¿cuáles están bajo 0,95 pu o sobre 1,05 pu? Esas son tus barras críticas por tensión. Despues, revisa las corrientes y potencias en líneas y transformadores: cualquier carga por sobre el 100% del límite térmico o cuasitérmico merece atención inmediata."

2

Tipos de variables — cómo interpretarlas

"Cuando leas los resultados, piensa en cuatro columnas mentales: tensión en pu, ángulo de tensión, flujo P/Q por elemento, y estados o límites activos. La tensión en pu te da de inmediato la salud de cada barra. El ángulo te ayuda a entender la dirección de los flujos. La potencia reactiva te cuenta si estás pidiendo más soporte del que tu red puede entregar. Los estados te dirán si un tap está en su límite o si un banco shunt quedó en su último escalón."

3

Secuencia de lectura — de lo global a lo puntual

"Empieza por el perfil de tensión global: identifica el mínimo y el máximo. Luego localiza los cuellos de botella: una línea sobrecargada, un transformador con alarma térmica, un equipo FACTS saturado. Finalmente, cruza las dos miradas: ¿la barra más baja está cerca de un transformador que ya alcanzó su límite de tap? ¿la sobrecarga ocurre en el mismo corredor donde caen las tensiones?"

4

Decisión operativa — acción mínima primero

"Antes de pensar en grandes maniobras, aplica el principio de mínima intervención. Si una sola acción de tap puede llevar la barra de 0,94 a 0,95 pu, empieza por ahí. Si no basta, evalúa el siguiente escalón: un paso de capacitor o la reducción de un reactor. Solo despues considera múltiples acciones combinadas. Cada acción debe tener un objetivo observable: subir tensión en una barra concreta, disminuir pérdidas o descargar un elemento específico."

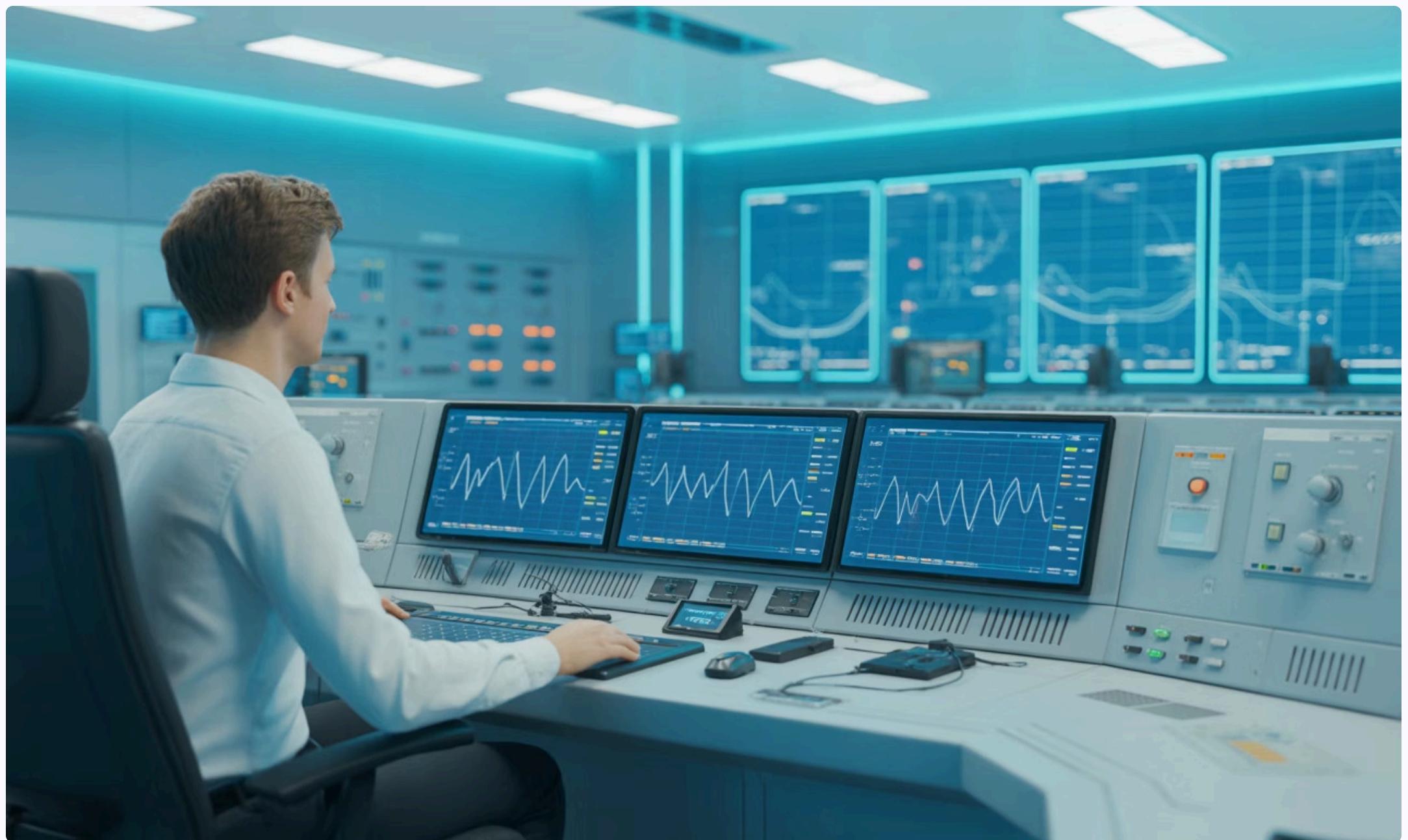
Señales que delatan la causa del problema

"Si ves baja tensión extendida en varias barras y reactivos positivos elevados, probablemente te falta aporte Q local: piensa en OLTC hacia arriba o en agregar pasos de capacitores o un STATCOM. Si la tensión es alta y la corriente baja, podrías tener demasiada compensación capacitiva: evalúa quitar un paso de banco o ajustar el setpoint del regulador. Si la carga térmica está al límite en una línea con ángulo muy pronunciado entre barras, quizás tu problema es de transferencia: considera alternativas de topología, no solo de tensión."

Casos prácticos y criterios de cierre

Mini-caso narrado — de la lectura a la acción

"Imagina que tu barra A está en 0,94 pu y que el transformador asociado tiene aún dos pasos de tap disponibles hacia arriba. Aplicas un paso; la barra sube a 0,95 pu y el flujo reactivo del sector se estabiliza. Se cumple el objetivo con una sola acción. En otro escenario, la misma barra A está en 0,93 pu y tu OLTC ya está en el tope. En ese caso, el tap no es opción. La ruta mínima es conmutar un paso de capacitor shunt más cercano a esa barra, validar que el perfil quede dentro de 0,95 - 1,05 pu y que no generes sobrevoltajes en barras adyacentes."



Errores frecuentes que vamos a evitar

- Confiar en la palabra 'converged' como sinónimo de 'todo bien'
- Sumar acciones sin medir su efecto, generando hunting o sobreajustes
- Mirar solo una barra y no validar el impacto aguas arriba y aguas abajo
- Olvidar documentar antes y después: sin evidencia, no hay aprendizaje ni trazabilidad

Criterio de cierre — cómo sé que terminé bien

"Terminaste bien cuando todas las barras están dentro del rango definido, no hay elementos por sobre su límite, y puedes explicar en una frase qué acción aplicaste y por qué fue la mínima suficiente. Guarda capturas de antes y después, anota los valores clave y deja listo tu reporte. En la próxima lección, transformaremos esta lectura en un procedimiento corto que podrás repetir en cualquier caso."

Protecciones de transformadores

87T, 49, 63, 67N/51N, particularidades de inrush y CTs

Apertura: "Los transformadores de potencia son el corazón de la transmisión. Protegerlos bien significa distinguir, en segundos, si lo que viste fue una **energización normal con inrush** o una **falla interna** que exige disparo inmediato. Hoy vas a leer 87T, 49, 63 y funciones de tierra con criterio operativo."

Qué protegemos y con qué lente

"Tu meta es **selectividad y rapidez** sin sacrificar **confiabilidad**. 87T cuida el interior del transformador; 49 vigila el **calentamiento térmico** por sobrecargas; 63 (Buchholz y presión súbita) detecta **gases por fallas internas**; y 67N/51N cubren **faltas a tierra**. Todo eso funciona sobre **TCs** que pueden saturarse: si no lees bien sus límites, erras el diagnóstico."



87T — Diferencial

Compara corriente entrada/salida, con restricción por armónicas para evitar disparos por inrush



49 — Térmica

Modela calentamiento del devanado según carga y tiempo



63 — Buchholz

Detecta gases por descomposición del aceite o arco interno



67N/51N/64REF

Protección de tierra direccional y restringida

Relé diferencial 87T — principio simple, lectura inteligente

"87T compara la corriente que entra y la que sale, compensando la relación y el grupo vectorial. Si hay diferencia significativa, dispara. Para no confundir **inrush** con falla, el relé usa **restricción por armónicas** –típicamente 2^a armónica– y pendiente (slope) dependiente de la corriente de restricción. ¿Qué lees en un evento? mira **I_dif**, **I_rest**, la **pendiente** aplicada y si el **bloqueo por 2^a armónica** estuvo activo. Si hubo bloqueo por armónicas y no disparó, lo más probable es energización. Si no hubo bloqueo y la diferencia creció en milisegundos, puede ser falla interna."

Inrush, sobreexcitación y otras condiciones no-falla

"En la **energización**, el flujo en el núcleo arranca desbalanceado: aparecen **corrientes con alto contenido de 2^a armónica**; por eso 87T no debe disparar. En **sobreexcitación** (V/Hz alto) predomina 5^a; muchos relés tienen lógica específica. ¿Qué hacer operativo? Si el registro muestra 2^a armónica alta y el 87T quedó bloqueado, valida que 49 y tensiones se mantengan dentro de límites y que el inrush decaiga; es comportamiento esperado."

Errores de medición y protecciones auxiliares

CTs y polaridades

"Los **TCs** son parte de la protección: pueden **saturar** en faltas externas fuertes, generando falsa diferencia. La pendiente dependiente de restricción ayuda a evitar disparos por ese motivo. Problemas de **polaridad** o **relación** mal compensadas también simulan fallas. Si ves 87T operado con **corriente externa** evidente y saturación de un TC, sospecha de ajuste o cableado antes de declarar 'falla interna'."

Protecciones de tierra 67N/51N y 64REF

"Para **faltas a tierra**, 51N mide la componente residual y 67N le da **direccionalidad**: saber hacia dónde fluye la corriente es clave en barras compartidas. Cuando el transformador tiene **64REF** (tierra restringida), dispones de una protección **muy sensible** a faltas internas a tierra en el devanado protegido. Si 64REF opera y 87T no, puede tratarse de una falla **cercana al neutro** con corriente diferencial baja; la **REF** la ve primero."

Protección térmica 49 y sensores auxiliares

"**49** modela el **calentamiento del devanado** según carga y tiempo: si operó, normalmente no hubo falla interna, sino **sobrecarga sostenida** o **pérdida de refrigeración**. El transformador te pide aliviar carga. Sensores auxiliares como **temperatura (26)**, **presión súbita**, **nivel de aceite** y ventiladores traen contexto: léelos como 'síntomas' para decidir si es condición operacional o emergencia."

Relé 63 — Buchholz y presión súbita

"El **Buchholz** está entre la cuba y el conservador: si hay **descomposición del aceite por arco** o **entrada de aire**, detecta **gases** y actúa con alarma o disparo según severidad. La **presión súbita** cubre eventos muy rápidos dentro de la cuba. Si 63 disparó, el diagnóstico se inclina fuertemente a **falla interna**: requiere inspección inmediata, sin reenergizar."

Coordinación y casos típicos

Coordinación con el OLTC y el entorno

"El **OLTC** genera transitorios, pero correctamente ajustado no debería causar diferencial. En eventos de tap bajo carga, algunos relés aplican **restricciones temporales**. Si ves 87T cercano al umbral justo durante un cambio de tap, valida setpoints y el estado de los contactos del OLTC. Además, cruza con protecciones de **barra** y **línea**: una falta externa despejada tarde puede parecer interna por los transitorios en TCs."



Caso 1: Energización normal

87T sin disparo, bloqueo por 2^a armónica activo, 49 dentro de límites, 63 sin eventos

Acción: monitorea; no declares falla



Caso 2: Falla interna fase-tierra

87T disparó rápido, 67N alto en el lado en falla, posible 64REF si está habilitado; 63 puede marcar gas

Acción: bloquea y coordina inspección; no reintentes servicio



Caso 3: Sobre carga térmica

49 emitió alarma o disparo, 87T no operó, tensiones y corrientes dentro de límites diferenciales

Acción: reduce carga, revisa refrigeración, programa pruebas

Cómo cierro el diagnóstico preliminar

"Resume en cinco líneas: cuál función operó; si hubo bloqueo armónico; valores de I_dif e I_rest; presencia de señales 63 o térmicas; y condiciones de tierra 67N/51N/64REF. Con eso explicas qué pasó, por qué y qué acción segura corresponde."

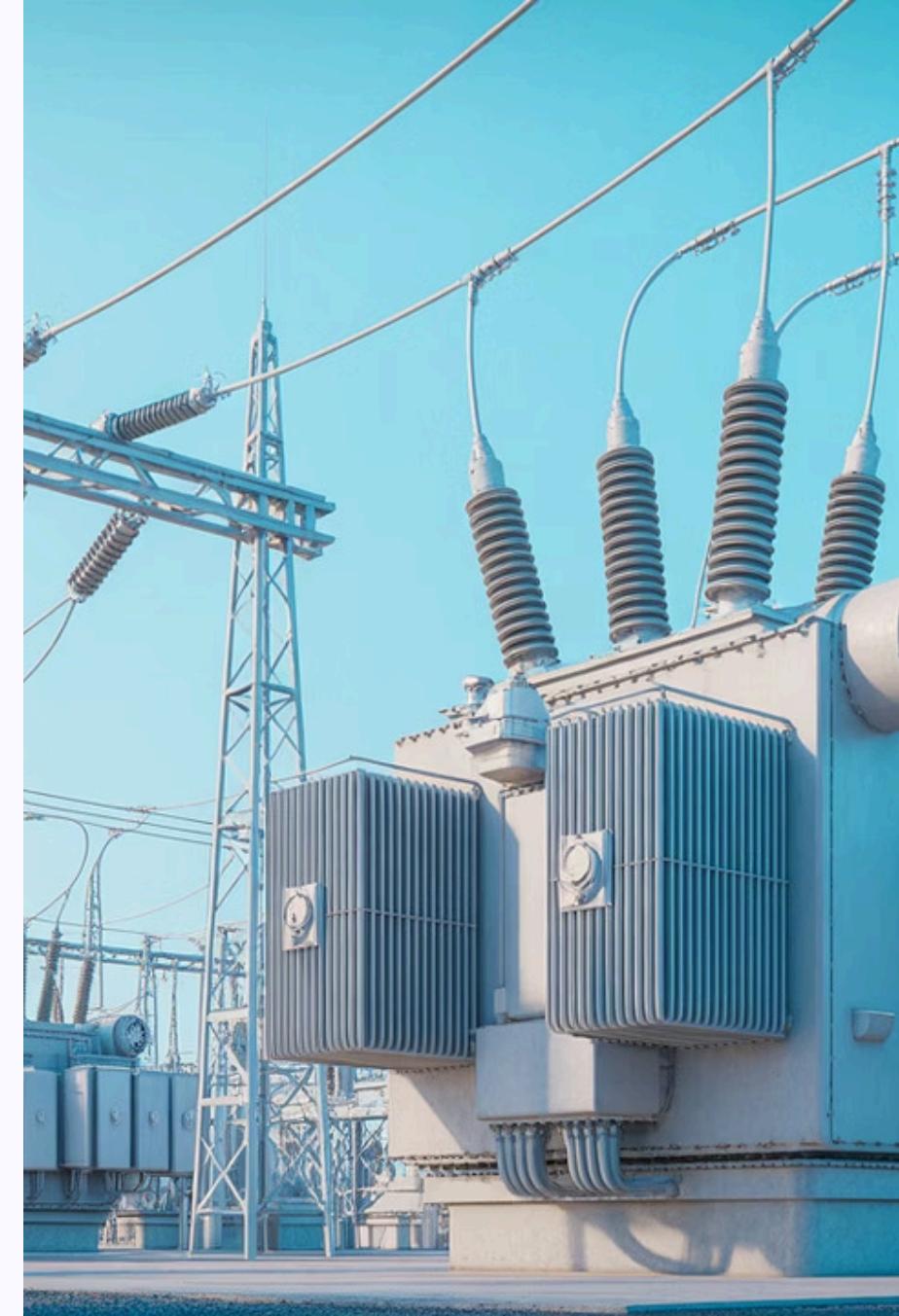
- Cierre:** "Tu trabajo no es adivinar por un oscilograma: es **integrar evidencias** y decidir **seguro**. Si distingues inrush, térmico y falla interna con estas pistas, proteges el transformador y el sistema. En el siguiente contenido cerraremos el módulo con un mini-caso integrador que une tensión y protecciones."

M1 · C6 — Integración operativa caso guiado de tensión + protecciones

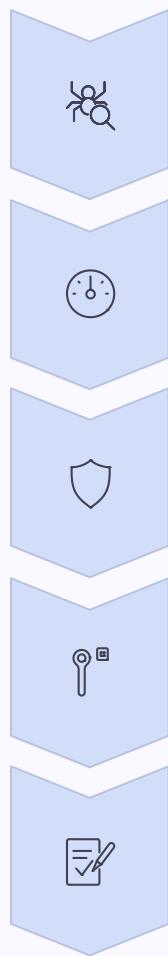
Apertura: "Ahora vamos a **unir todo**: leer el flujo de potencia, aplicar **acción mínima** para recuperar tensión y, en paralelo, **interpretar protecciones** para explicar qué pasó y decidir con seguridad. Sigue el caso y piensa en voz alta conmigo."

Planteamiento del caso

"Tienes una red troncal **500/220 kV**. En la **SE_A** la **Barra A** marca **0,94 pu**. El transformador **T1 500/220** tiene **2 pasos de tap disponibles** hacia arriba. Hay un banco shunt **B1 de 3×10 MVar** en la misma subestación. La **Línea L12 220 kV** va al **96% del límite térmico**. El registro de evento indica un **disparo de distancia Z2** en el **extremo remoto** de L12, con **tiempo 250 ms, sin canal de comunicaciones**; no hubo recierre. No aparecen alarmas **49 térmica** ni **63 gas** en transformadores. **67N** no operó. En el perfil, la **Barra B = 1,03 pu** y la **Barra C = 0,96 pu**."



Análisis paso a paso del caso



Paso 1 — ¿Convergió y qué tan sano está el perfil?

"Confirmas convergencia. Convergencia no significa 'todo bien', solo que hay un punto de operación. Miras mínimos y máximos: **A = 0,94** bajo rango; **B = 1,03** en rango; **C = 0,96** en rango. Ya tienes tu **barra crítica**."

Paso 2 — Cruza con límites de equipos

"Observas **L12 al 96%** y **T1 al 85%** de su límite. Nada crítico aún, pero L12 está cerca del borde. Este dato condiciona cuánto vas a empujar la red con tu corrección de tensión."

Paso 3 — Lee la protección con criterio

"El evento fue **Z2 remoto sin canal**. Eso sugiere una **falla externa o lejana** despejada por **temporización**. No hay indicios de falla interna en transformadores: **87T** no aparece, **49** y **63** en verde. Con esto, tu hipótesis inicial para la baja tensión en A es **déficit local de reactivos** más que un problema interno de equipo."

Paso 4 — Acción mínima y verificaciones

"Aplicas **Tap +1** en **T1**. Tu objetivo observable es llevar **A** a $\geq 0,95$ pu con **una sola acción**. Recalculas: si **A** sube a **0,95-0,955 pu**, validas que **L12** no supere su límite y que las pérdidas no se disparen. Si **A** queda en **0,945-0,949 pu**, considera **un paso de B1** (+10 MVAr) y vuelve a medir. Evita combinar más de dos acciones seguidas: **mínima intervención**."

Paso 5 — Resultado y lectura fina

"Con **Tap +1**, **A** queda en **0,952 pu**. **L12** baja a **94-95%** por mejor soporte de tensión y flujo reactivo local. No hay nuevas alarmas ni disparos. Tu objetivo se cumple con **1 sola maniobra**. Documentas **antes/después** y sigues en vigilancia."

Planes alternativos y cierre del módulo

Si el OLTC está en tope — Plan alternativo

"Si el **OLTC** ya estaba en el tope, el tap no existe como opción. La **siguiente acción mínima** es **+10 MVAr** del banco **B1** cercano a **A**. Luego validas: ¿**A** quedó entre **0,95-1,05**? ¿No apareció **sobrevoltaje** en **B**? Si **B** sube a **1,06 pu**, retira **1 paso** en otro banco donde sea seguro y estableces el compromiso más limpio."

Si aparece protección en la segunda lectura — Derivación segura

"Si en la nueva lectura aparece **Z1** local en **L12** o una operación **67N** direccional, trata el evento como **falla interna o muy próxima: detén maniobras de tensión**, confirma despeje y coordina despacho y bloqueo. Primero seguridad, luego calidad de perfil."

Mini-caso paralelo — alta tensión por sobrecompensación

"Una hora después, **B = 1,06 pu** con **capacitores en exceso**. **Acción mínima**: retira **1 paso** del banco más cercano a **B** y verifica que **A** y **C** se mantengan en rango. El perfil vuelve a **B = 1,03** sin penalizar **A**. Documentas y cierras."

Mini-caso de transformador — cómo no sobrerreaccionar

"Arranca **T2** y ves una corriente diferencial aparente. El **87T** no dispara porque el **bloqueo por 2ª armónica** está activo; **63** sin eventos. Es **inrush**, no falla interna. Decisión correcta: monitorear, no sacar de servicio por pánico. Si el 87T hubiese operado sin armónicas ni 63, el criterio cambia."

1	Qué protección operó y con qué zona/tiempo
2	V min/max por barra y cargas de líneas/transformadores
3	Acción aplicada y por qué fue la mínima suficiente
4	Resultado medible antes/después
5	Recomendación de seguimiento o inspección

Checklist de diagnóstico preliminar — cinco líneas que importan

"Uno: **qué protección** operó y **con qué zona/tiempo**. Dos: **V min/max** por barra y **cargas** de líneas/transformadores. Tres: **acción aplicada** y por qué fue la **mínima suficiente**. Cuatro: **resultado medible** antes/después. Cinco: **recomendación** de seguimiento o inspección. Con eso, cualquiera entiende qué pasó y por qué decidiste así."

- Cierre del módulo:** "Te llevas una **receta repetible**: lee el flujo, detecta la barra crítica, cruza con límites, aplica **una acción mínima**, valida y documenta. En paralelo, interpreta la **protección**: función, zona, tiempo y comunicaciones. Esa combinación te da **seguridad operativa y calidad de servicio**. En el próximo módulo profundizaremos en **regulación de tensión con casos prácticos** y en cómo reportar tus decisiones con un **formato estándar**."