

DOCUMENTO CONSOLIDADO DE CONSULTA

FICHA TÉCNICA ÚNICA

Proceso de interventoría de los tres proyectos de transición energética del Municipio de Montería

Síntesis jurídico-técnica para orientación del futuro interventor

Ámbito	Identificación
Entidad contratante	EMPRESA PÚBLICA LA PERLA DEL SINÚ S.A.S. E.S.P.
Cobertura	Tres proyectos coordinados, con seguimiento jurídico, técnico, administrativo y financiero segregado
Versión	02 de septiembre de 2026
Naturaleza	Informativa y orientadora; no sustituye los documentos contractuales

Advertencia de uso y prevalencia documental

ADVERTENCIA EXPRESA. Esta ficha es exclusivamente informativa y orientadora. No crea, modifica, amplía, restringe ni sustituye obligaciones contractuales. En caso de diferencia, vacío o contradicción, prevalecerán el contrato aplicable, sus anexos técnicos, modificaciones, matrices de riesgos, modelos financieros, diseños aprobados, permisos, protocolos y demás documentos integrantes, de acuerdo con las reglas de interpretación y prelación que ellos establezcan.

Las cifras, nombres técnicos y parámetros se reproducen según las fuentes suministradas. Cuando las fuentes no coinciden, la ficha conserva las versiones encontradas y marca el asunto como «Nota de verificación documental». La interventoría deberá cerrar cada diferencia contra el expediente contractual vigente antes de usarla para certificar, liquidar, pagar, aprobar diseños o formular requerimientos.

Contenido

- 1. Objeto, finalidad y reglas de lectura
- 2. Descripción general de la interventoría
- 3. Cuadro resumen comparativo
- 4. Proyecto I — Generación de energía renovable para edificaciones públicas
- 5. Proyecto II — Suministro de energía eléctrica al Sistema de Alumbrado Público con FNCER
- 6. Proyecto III — Modernización y prestación integral del servicio de alumbrado público, alumbrado navideño y ornamental
- 7. Responsabilidades generales del futuro interventor
- 8. Alcance informativo y consulta integral
- 9. Fuentes documentales y matriz de verificación

1. Objeto, finalidad y reglas de lectura

1.1 Objeto de la ficha

Consolidar, en un solo instrumento de consulta, los rasgos técnicos, operativos, regulatorios y de desempeño que el futuro interventor deberá reconocer para planear y ejecutar el seguimiento integral de los tres proyectos de transición energética del Municipio de Montería, manteniendo la autonomía jurídica, financiera, operativa y documental de cada contrato vigilado.

1.2 Finalidad

- Facilitar una lectura comparada sin fusionar contratos, obligaciones, fuentes de pago, hitos, indicadores ni riesgos.
- Orientar la preparación de matrices de obligaciones, planes de visita, pruebas, validaciones de medición, facturación y reportes.
- Visibilizar puntos críticos e inconsistencias que deben cerrarse mediante verificación del expediente contractual.

1.3 Regla de uso

Toda referencia técnica de esta ficha debe contrastarse con la versión vigente del documento contractual que la soporta. Las expresiones «aproximado», «de referencia», «proyectado», «preferentemente», «cuando aplique» y equivalentes conservan su naturaleza y no pueden convertirse en exigencias rígidas sin soporte contractual.

2. Descripción general de la interventoría

El objeto indicado en el estudio previo de contexto es: «REALIZAR LA INTERVENTORÍA INTEGRAL TÉCNICA, ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA A LOS CONTRATOS MEDIANTE LOS CUALES SE DESARROLLAN LOS PROYECTOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA DEL MUNICIPIO DE MONTERÍA». La vigilancia es externa, independiente y multidisciplinaria, con dirección común y expedientes segregados por proyecto.

Componente	Control mínimo
Técnico y operativo	Diseños, materiales, equipos, obras, instalación, pruebas, puesta en servicio, calidad, continuidad, disponibilidad, fallas y mantenimiento.
Medición y facturación	Fronteras, medidores, energía importada/exportada/generada/entregada/consumida, balances, pérdidas, liquidaciones, tarifas y soportes.
Administrativo y documental	Cronogramas, hitos, personal, planes, actas, PQR/PQRS, matrices, garantías, riesgos, hallazgos y planes de mejoramiento.
Financiero, económico y contable	Inversiones, CAPEX/OPEX, remuneración, flujos, conciliaciones, impuestos, centros de costo, deducciones, compensaciones y correspondencia físico-financiera.
Jurídico y regulatorio	Plazos, requisitos de ejecución, permisos, regulación sectorial, modificaciones, reclamaciones, incumplimientos, conceptos y recomendaciones.
Ambiental, social y SST	Residuos y RAEE, medidas de manejo, derechos de uso, seguridad eléctrica, alturas, emergencias e incidentes.
Información y continuidad	Repositorios, control de versiones, interoperabilidad, ciberseguridad, respaldo, trazabilidad y transferencia de conocimiento.

2.1 Fases comunes de vigilancia

Fase	Enfoque del interventor
Preoperativa e instalación	Línea base; revisión de diseños, cronogramas, inventarios, puntos de conexión, permisos, garantías, equipos, obras, protocolos y planes de mantenimiento.
Puesta en servicio	Pruebas, certificaciones, sistemas de medida, fronteras comerciales, conformidad RETIE/RETILAP cuando aplique, protocolos e hitos de inicio.
Operación y suministro	Energía, calidad, continuidad, disponibilidad, mantenimiento, emergencias, medición, facturación, pagos, indicadores, riesgos y obligaciones.
Cierre	Activos, garantías, información, balances, saldos, reclamaciones, pendientes e informes para recepción y liquidación.

3. Cuadro resumen comparativo

Aspecto	Edificaciones públicas	Suministro al SAP	Modernización y servicio AP
Modelo	PPA «Pague lo Generado»; AGPE inicial y expansión conceptual mediante autogeneración colectiva.	Portafolio generador-comercializador: FNCER + compra complementaria en MEM.	Modernización, expansión, reposición y AOM; desarrollos tecnológicos; alumbrado navideño y ornamental.

Aspecto	Edificaciones públicas	Suministro al SAP	Modernización y servicio AP
Base física	391 edificaciones identificadas. Fase 1: 10 sistemas en cubiertas. Fase 2: la fuente usa 381 y también 380 edificaciones.	3 plantas Perla Sinú Solar 1, 2 y 3 de 0,99 MW AC cada una; saldo aproximado de 1,8 MW mediante MEM.	Modernización: 26.694 luminarias LED. Expansión prioritaria: 647. Expansión vegetativa: 600/año por 20 años (12.000 proyectadas).
Horizonte	Vida útil y O&M por 20 años.	Modelo financiero de 20 años.	Proyección de expansión vegetativa por 20 años; verificar plazo contractual vigente.
Medición clave	Generación por SSFV, autoconsumo, excedentes, disponibilidad, PR, MTTR/MTBF y ahorro.	Generación FNCER, compras MEM, cobertura, medición/telemetría, costo ponderado, liquidaciones y conciliaciones.	Inventario y UCAP, fotometría, consumo, SIAP, fallas, PQR, AOM, Plan Anual y certificaciones.
Riesgo crítico	Capacidad estructural de cubiertas, conexión AFINIA, diferencias 746/900 kW y 381/380.	Conexión y frontera comercial, drenaje/inundación, suficiencia del portafolio, 3,3 vs 4,0572 MWp implícitos.	Diferencia 26.556/26.694, tabla de expansión con 0 unidades y 20%, y especificaciones internas no uniformes.

4. Proyecto I — Generación de energía renovable para edificaciones públicas

4.1 Objeto y alcance

Reducir la dependencia de las edificaciones públicas de la energía de red mediante generación distribuida con FNCER, priorizando sistemas solares fotovoltaicos; maximizar cobertura de demanda en sitio y complementarla con generación externa cuando corresponda. El diagnóstico abarca 391 edificaciones y reporta una demanda objetivo de 865.263 kWh-mes.

El proyecto se estructura en dos etapas: (i) diez (10) sistemas AGPE en edificaciones priorizadas, con factibilidad y posterior ingeniería definitiva; y (ii) expansión conceptual al universo restante mediante comunidades energéticas bajo autogeneración colectiva, sujeta a desarrollo de factibilidad, gobernanza, medición, conexión y definición contractual.

4.2 Infraestructura y cantidades principales

Dato	Valor de la fuente
Universo	391 edificaciones públicas; administración 56, deportivo 16, educación 273, salud 21 y servicios 25.
Demanda objetivo	865.263 kWh-mes. GHI: 5,23 kWh/m ² /día frente a promedio nacional indicado de 4,5 kWh/m ² /día.
Fase 1	10 edificaciones; transformadores: 2.430 kVA en el texto y 2.429,50 kVA en la tabla; conexión teórica hasta 1.215 kVA si se aplica límite del 50%.
Potencia fase 1	746 kW nominales en la evaluación técnica; 900 kWp / 0,9 MWp en modelación económica.
Generación fase 1	1.789 MWh-año / 1.788.903 kWh-año en modelación; sección socioambiental indica alrededor de 1.500 MWh/año.
Fase 2	Cinco (5) comunidades energéticas; tabla: 380 usuarios, 712.185 kWh-mes y 4.496 kW estimados; otros apartados indican 381 edificaciones.

Edificaciones priorizadas — fase 1

Ítem	NIC	Institución	kWh año 2025	Transformador kVA
1	4553797	INEM Lorenzo María Lleras	97.680	500,0
2	4568221	Mega Colegio Los Araujos	87.680	225,0
3	7508532	Institución Educativa Los Nogales	100.320	225,0
4	7742157	Centro Verde de la Ciudad (Alcaldía)	332.200	400,0
5	7866770	Villa Olímpica Cra 8 con 53	314.600	150,0
6	6986951	Institución Educativa Manuel Ruiz Álvarez	77.280	50,0
7	4553740	Hospital La Granja	457.601	300,0
8	7761354	Mega Colegio El Recuerdo	145.200	300,0
9	7808542	Mercado del Oriente	598.160	150,0
10	4553743	Institución Educativa Antonia Santos	154.960	112,5
		Totales	1.861.941	2429,50

4.3 Fases y entregables

- Factibilidad: caracterización de demanda, inspecciones preliminares, planos de paneles, unifilar, equipos/etiquetado y memorias bajo numeral 3.3.1.1 del RETIE.
- Pre-ejecución e ingeniería definitiva: segunda inspección estructural; ensayos y estudios civiles; licencia de construcción si aplica; diseños estructural, eléctrico DC/AC, protecciones, puesta a tierra, monitoreo y medición; gestión de conexión ante AFINIA.
- Suministro, instalación y puesta en servicio: equipos nuevos certificados, personal calificado, pruebas, conformidad RETIE y conexión a la red interna sin afectar la calidad del suministro.
- Operación y mantenimiento: operación continua por veinte (20) años, mantenimiento preventivo mínimo semestral, correctivos, reposiciones y conservación de registros.
- Escalamiento: estructuración de comunidades energéticas, Acuerdo de CE, registro RUCE y obtención del NURIN; factibilidad y decisión contractual para la segunda fase.

4.4 Requerimientos técnicos

Tema	Requerimiento respaldado
Vida útil	Cada SSFV: mínimo veinte (20) años.
Modalidad	Autogeneración conectada a red interna; cada institución como AGPE bajo Resolución CREG 174 de 2021.
Estructuras	Ensayos complementarios; diseño por cargas de viento y sismo; licencia de construcción si resulta necesaria.
Módulos	Garantía mínima de diez (10) años contra defectos; desempeño no inferior al 80% al año veinte (20).
Inversores	Garantía mínima de cinco (5) años, ampliable durante la vigencia; protección AFCI incorporada.

Tema	Requerimiento respaldado
Monitoreo	Visualización en tiempo real, identificación temprana de fallas, reportes periódicos y acceso de la entidad a la información.
Seguridad	Protección frente a sobrecargas, cortocircuitos y fallas a tierra; seguridad eléctrica y contra incendios.
Cambio tecnológico	Marca/fabricante ajustable solo con equivalencia o superioridad técnica, sin aumentar CAPEX/OPEX ni alterar parámetros económicos.

4.5 Niveles de servicio e indicadores relevantes

Nivel base: energía conforme al diseño definitivo dentro de variaciones climáticas aceptables; disponibilidad anual mínima del 90%, excluidos mantenimientos preventivos programados y autorizados; monitoreo permanente; riesgo de diseño, instalación, tecnología y operación a cargo del contratista según los documentos contractuales.

Indicador	Meta	Periodicidad
Energía autogenerada	≥ energía estimada en diseño (±10%)	Mensual
Autogeneración sobre consumo total	≥ 20–40% por edificación	Mensual
Reducción de consumo institucional	≥ 15%	Trimestral
Reducción del gasto público	≥ 25%	Anual
Autosuficiencia energética	≥ 30% agregado municipal	Anual
Performance Ratio	≥ 75%	Trimestral
Disponibilidad operativa	≥ 90%	Mensual
TIR	≥ 10%	Anual
Reducción GEI	Según factor UPME vigente	Anual
Cumplimiento PROURE	Cumple	Anual
Indisponibilidad no programada	≤ 10%	Mensual
MTTR	≤ 24 h	Mensual
MTBF	Tendencia creciente	Trimestral
Mantenimiento preventivo	100%	Trimestral
Disponibilidad monitoreo	≥ 99%	Mensual
Disponibilidad energética efectiva	≥ 95%	Trimestral

4.6 Normativa técnica y permisos

- RETIE; NTC aplicables a instalaciones eléctricas y sistemas fotovoltaicos; acuerdos CNO; Resolución CREG 174 de 2021; requisitos de conexión de AFINIA.
- Ley 1715 de 2014; PROURE 2022–2030; metodología de línea base citada como Resolución UPME 016 de 2024; factor de emisión citado como Resolución UPME No. 001198 de 2024.

- Segunda fase: Resolución CREG 101 072 de 2025, Resolución MME 40509 de 2024 y referencia a Resolución UPME 281 de 2015.
- Licencia de construcción si las intervenciones estructurales la activan; acuerdos previos con AFINIA y control de restricciones de inyección.

4.7 Puntos críticos de seguimiento

- Validar la línea base por NIC y conciliar consumos anuales, demanda objetivo y producción de diseño.
- Aprobar estudios estructurales definitivos antes del montaje; verificar cargas, anclajes, impermeabilización, protección contra incendios y SST.
- Verificar capacidad de transformadores, límites de inyección, trámites y acuerdos de conexión con AFINIA.
- Controlar certificados, garantías, seriales, pruebas, curvas de desempeño, monitoreo, ciberseguridad y acceso a datos crudos.
- Medir energía, PR, disponibilidad, MTTR/MTBF, mantenimientos y ahorro contra fórmulas contractuales; no trasladar metas orientativas sin verificar su exigibilidad.
- Condicionar cualquier expansión colectiva a factibilidad, gobernanza, RUCE/NURIN, medición, asignación PDE/CINAC y modificación contractual cuando corresponda.

5. Proyecto II — Suministro de energía eléctrica al Sistema de Alumbrado Público con FNCER

5.1 Objeto y alcance

Establecer el esquema integral para cubrir la demanda equivalente de 4,8 MW del Sistema de Alumbrado Público mediante tres plantas FNCER y adquisición complementaria en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), con continuidad, eficiencia económica, trazabilidad operativa y cumplimiento regulatorio.

- Perla Sinú Solar 1, Perla Sinú Solar 2 y Perla Sinú Solar 3: aproximadamente 0,99 MW AC cada una; agregado cercano a 3 MW.
- Saldo equivalente aproximado de 1,8 MW cubierto mediante compras MEM; segunda etapa para incorporar capacidad renovable adicional equivalente a ese saldo, según condiciones contractuales y regulatorias.
- Gestión del portafolio bajo modalidad generador-comercializador, con medición, auditoría y conciliación de generación, compras, costos y suministro total.

5.2 Infraestructura y cantidades principales

Elemento	Cantidad / parámetro por planta
Módulos solares	1.932 unidades bifaciales de 700 Wp, tecnología HJT o equivalente/superior.
Inversores principales	3 unidades; 330 kW AC nominales de referencia cada una.

Elemento	Cantidad / parámetro por planta
Inversores adicionales	2 unidades de ajuste: 40 kW y 50 kW, requeridas por AFINIA para limitar inyección a 0,99 MW AC.
Estructuras	23 mesas fijas 3Vx28, hincadas, orientación sur e inclinación de referencia de 10°.
Strings	69 strings; 28 módulos por string, sujeto a diseño definitivo.
Transformación	1 centro de transformación de 1,25 MVA; 800 V / 13,8 kV.
Red de conexión	Aproximadamente 2,17 km, aérea/subterránea, 13,8 kV, hasta circuito Nueva Montería 2 / poste EP 193.
Obra civil	Vías internas, drenaje, cerramiento y cuarto eléctrico de aproximadamente 18 m².

Localización: Vereda Aguas Negras, predio El Descanso, matrícula inmobiliaria 140-38883. Coordenadas de referencia: 8°48'48,39"N, 75°48'5,14"W. Área total 5,24 ha: Perla Sinú 1 (1,61 ha), Perla Sinú 2 (1,89 ha) y Perla Sinú 3 (1,74 ha).

5.3 Fases

- Pre-ejecución: ingeniería definitiva, topografía, hidrología, geotecnia, estructuras, redes, predial, permisos, derechos de uso/servidumbres, conexión y presupuesto actualizado.
- EPC: suministro, obra civil/mecánica/eléctrica/comunicaciones, red de conexión, pruebas y certificados.
- Energización y operación comercial: dictámenes RETIE, frontera comercial ante ASIC (XM), coordinación con Operador de Red y medición.
- Operación del portafolio: generación FV, compras MEM, mantenimiento, telemetría, liquidación, facturación, conciliaciones y contingencias.

5.4 Requerimientos técnicos principales

Sistema	Parámetros mínimos / de referencia
Módulos	Silicio mono o policristalino; >500 W preferentemente; eficiencia $\geq 23\%$; -40°C a $+85^{\circ}\text{C}$; garantía producto 10 años; producción $\geq 90\%$ a 12 años y $\geq 80\%$ a 25 años; fabricante Tier 1 según última publicación BNEF.
Inversores	Garantía ≥ 5 años; -25°C a $+60^{\circ}\text{C}$; eficiencia $\geq 98\%$; FP ajustable; monitoreo remoto sin suscripciones adicionales; relación DC/AC $> 1,1$; protección por string y control de inyección.
DC	PV Wire 4 o 6 mm ² , 90°C y UV; pérdidas DC $\leq 1,5\%$; canalización IMC/EMT o bandeja certificada RETIE para intemperie.
AC/MT	Tableros con capacidad de cortocircuito ≥ 32 kA a 800 V; conductor principal Al serie 8000, 3x600 kcmil, 1000 V; celda IEC 62271-200.
Red 13,8 kV	ACSR 1/0 AWG o No. 2 AWG aéreo; XLPE 15 kV 1/0 AWG de referencia subterráneo; BIL ≥ 95 kV.
Puesta a tierra	Planta: valor $< 5 \Omega$; línea: $\leq 10 \Omega$ en estructuras con equipos y $\leq 20 \Omega$ en paso; verificar alcance diferenciado.
Calidad de potencia	THDi $< 3\%$ a potencia nominal como referencia; IEEE 519-2014; paso y contacto bajo IEEE 80.
Drenaje	Control de empozamiento, especialmente Perla Sinú Solar 2, con láminas de hasta 1,0 m; reconformación, canales y filtros según diseño.

5.5 Niveles de servicio e indicadores relevantes

Indicador	Meta	Periodicidad
Energía total suministrada al SAP	≥100% demanda mensual	Mensual
Cobertura del suministro	≥100%	Mensual
Energía FNCER Perla 1–3	≥95% generación estimada	Mensual/anual
Factor de logro	≥95%	Mensual
PR fotovoltaico	≥75%	Trimestral
Compra MEM	≤ saldo previsto	Mensual
Precio compra MEM	Precio de referencia del mecanismo	Mensual
Costo ponderado total	Costo objetivo contractual/modelo	Mensual
Ahorro neto	Ahorro de referencia del modelo	Mensual/anual
Reportes y conciliaciones	100%	Mensual
Integridad de medición y datos	≥99%	Mensual
CO ₂ evitado	Factor vigente	Trimestral/anual
Disponibilidad portafolio	≥99%	Mensual
Disponibilidad FV	≥98%	Mensual
Indisponibilidad FV no programada	≤2%	Mensual
MTTR FV	≤24 h	Mensual
MTBF FV	Tendencia creciente	Trimestral
Mantenimiento preventivo FV	100%	Trimestral
Monitoreo y telemetría	≥99%	Mensual
Datos para verificación	≥99%	Mensual
Compra complementaria sin interrupciones	Cumple	Mensual
Restricción/desconexión imputable	0 eventos/mes	Mensual
Continuidad mensual SAP	≥100%	Mensual
Cumplimiento integral disponibilidad	≥95%	Trimestral

5.6 Operación, mantenimiento y control económico

- Exigir plan de O&M con mantenimiento, supervisión técnica, seguros operativos, gestión administrativa, representación de mercado y costos fiduciarios; el modelo usa O&M equivalente al 2,1% anual del CAPEX como supuesto de referencia.
- Conciliar energía generada, energía comprada en MEM, cobertura total, pérdidas, restricciones, indisponibilidades, facturación y compensaciones por periodo.
- Verificar precio contractual inicial G+C de COP \$393/kWh y su actualización solo conforme al contrato; la línea base económica indicada es CU COP \$812,8/kWh y G+C COP \$474,8/kWh.

- Tratar como referencias de modelación: CAPEX COP \$13.211.205.771; generación 5.385.600 kWh/año; degradación 0,45% anual; tasa de descuento 12,09%; horizonte 20 años; Equity 30% y deuda 70%.

5.7 Normativa y permisos

- Resolución CREG 174 de 2021; RETIE; NTC 2050; Acuerdo CNO 2087; IEC 61215, IEC 61730, UL 1741 o equivalentes aplicables; IEC 62271-200; IEEE 80 e IEEE 519-2014.
- Dictámenes RETIE de planta y línea; registro de frontera ante ASIC (XM); condiciones de conexión del Operador de Red.
- Decreto 1076 de 2015 y Decreto MADS 852 de 2024; la fuente concluye que cada planta de 0,99 MW no requiere licencia ambiental, sujeto al diseño definitivo y permisos menores activados.
- Licencia de construcción; uso del suelo; espacio público/cruce de vías; autorización de alturas si aplica; servidumbres y derecho de uso del predio.

5.8 Puntos críticos de seguimiento

- Confirmar que capacidad DC, AC e inversores de ajuste sean coherentes con el límite de inyección de 0,99 MW AC por planta.
- Cerrar ingeniería hidráulica y geotécnica antes de obra; controlar inundación, nivel freático a 1,5 m y pruebas pull-out.
- Verificar permisos, servidumbres, uso del predio y vigencia del punto de conexión durante construcción y operación.
- Auditar frontera comercial, SCADA/portal, datos crudos, sincronización temporal y conciliaciones con XM/OR/MEM.
- Separar indisponibilidad de recurso, red, mantenimiento aprobado y falla imputable; aplicar metas y compensaciones contractuales.
- Validar que compras MEM cubran el saldo sin sobrecontratación, doble pago o traslado indebido de riesgos de precio.

6. Proyecto III — Modernización y prestación integral del servicio de alumbrado público, alumbrado navideño y ornamental

6.1 Objeto y alcance

Modernización, expansión, reposición, administración, operación y mantenimiento del Sistema de Alumbrado Público (SALP), incluidos desarrollos tecnológicos asociados, alumbrado navideño e iluminación ornamental. La ejecución debe mantener trazabilidad con las Unidades Constructivas de Alumbrado Público (UCAP), el inventario, los diseños fotométricos, las memorias de cálculo y el modelo financiero.

6.2 Infraestructura y cantidades principales

Componente	Cantidad / base
Modernización LED	26.694 luminarias.
Expansión prioritaria	647 luminarias.
Expansión vegetativa	600 luminarias/año durante 20 años; total proyectado 12.000; cantidad efectiva por Plan Anual.
Línea base energética	36.663 luminarias; potencia aproximada 3.365 kW; consumo 1,54 GWh-mes.
Situación proyectada	37.786 luminarias; aproximadamente 2.739 kW, según cierre del anexo suministrado.
Operador previo indicado	ELEC S.A., contrato de concesión No. 196 de 1996, finalización prevista 2 de abril de 2027.

Distribución de modernización

Rango de potencia	Cantidad	%
MENOR = 30 W (+/-10%)	9.610	36%
ENTRE 30–40 W (+/-10%)	8.809	33%
ENTRE 50–60 W (+/-10%)	5.339	20%
ENTRE 70–80 W (+/-10%)	1.602	6%
ENTRE 95–110 W (+/-10%)	1.335	5%
Total	26.694	100%

Distribución de expansión prioritaria

Rango de potencia	Cantidad	% consignado
MENOR = 30 W (+/-10%)	362	56%
ENTRE 30–40 W (+/-10%)	84	13%
ENTRE 50–60 W (+/-10%)	0	20%
ENTRE 70–80 W (+/-10%)	39	6%
ENTRE 95–110 W (+/-10%)	162	25%
Total	647	100%

6.3 Fases y programación

- Ingeniería y preparación: inventario y UCAP, diseños fotométricos, ingeniería de detalle, plan de compras, coordinación con Operador de Red y certificaciones.
- Modernización y expansión prioritaria: suministro, instalación, pruebas y puesta en servicio, con certificados de producto e instalación exigibles.

- Operación AOM y expansión vegetativa: programación anual, atención de fallas, reposición, mantenimiento e incorporación de 600 luminarias/año como supuesto de planeación sujeto al Plan Anual.
- Desarrollos tecnológicos, navideño y ornamental: evaluación técnica/económica, planeación, diseño, instalación, operación, mantenimiento y retiro según Plan Anual, recursos y viabilidad.

6.4 Requerimientos técnicos de luminarias — selección principal

Parámetro	Exigencia consignada
Fabricante / referencia de tabla	CEPHEI; «Luminaria LED para Alumbrado Público 32000 lúmenes».
Dimensiones / peso	Máx. 670 × 370 × 180 mm; máximo 6,8 kg.
Entrada	Máx. 200 W; 120–277 V $\pm 10\%$; 60 Hz.
Fotometría	Flujo mínimo 32.000 lm; eficacia ≥ 160 lm/W; CCT 4000 ± 500 K; CRI ≥ 70 .
Protección	IP 66/66; IK 10/10; Clase I.
Vida / garantía	Fila fuente: «Vida útil L80» con valor ≥ 100.000 @ L70/B10; garantía de fábrica mínimo 10 años.
Carcasa	Aluminio AlSi12; enteriza inyectada; RAL 7035; pintura poliéster para ambiente salino, 80 μ m.
Óptica	Vidrio liso templado, transmitancia $\geq 90\%$; lentes PMMA o PC con protección UV; chip LED 5050; solo SMD, no COB.
Base fotocontrol	7 pines; ANSI C136.41/C136.10; 120–277 VAC; 1.000W/1800VA; IP66; ≥ 8 años; ≥ 15.000 operaciones.
Driver	120–277 VAC, 60 Hz, THD $< 20\%$, FP $\geq 0,92$, interfaz 0–10 V, vida 10 años; IEC 61347-2-13, IEC 62384 e IEC 61547; sobretensión ≥ 6 kV.
SPD	Uc 10 kV consignado; In 5 kA; Imax 10 kA; tipo DPS SPD 10kV / 5kA–10kA / Uc 275 Vrms.
Certificación	Producto RETILAP versión 2024 y certificado de conformidad de instalación al finalizar, cuando corresponda.

6.5 Operación, mantenimiento y gestión anual

El contratista debe disponer de recursos humanos, técnicos, operativos y de seguridad para AOM. La tabla fuente incluye, entre otros: director, coordinador, asesores financiero y jurídico, gestión de información, dos perfiles eléctricos, HSEQ, dos auxiliares de ingeniería, un auxiliar administrativo, cinco técnicos electricistas y dos conductores; una grúa canastilla, dos camionetas, cinco motos, once portátiles, un dron, cinco tabletas, cinco metros láser, cinco GPS, dos luxómetros y un aplicativo de seguimiento.

El Plan Anual del Servicio debe presentarse a más tardar el 1 de diciembre para la vigencia siguiente; la fuente prevé aprobación expresa o por ausencia de pronunciamiento en hasta quince (15) días calendario, ajustes en hasta diez (10) días y aprobación a más tardar el 31 de diciembre. Toda modificación exige aprobación expresa de la interventoría y seguimiento en informes mensuales.

6.6 Niveles de servicio e indicadores relevantes

Control sugerido para matriz contractual	Unidad / evidencia a verificar
Disponibilidad del parque lumínico	% por periodo, inventario UCAP y eventos SIAP.
Atención de fallas y PQR	Tiempos por clase de evento y trazabilidad de cierre.
Cumplimiento de mantenimiento	Órdenes ejecutadas / programadas; pruebas y repuestos.
Calidad fotométrica	Iluminancia/luminancia, uniformidad, deslumbramiento y memorias RETILAP.
Eficiencia energética	Potencia instalada, consumo, eficacia y ahorro contra línea base.
Modernización/expansión	Unidades instaladas, certificadas, georreferenciadas y aceptadas.
Plan Anual	Metas, cronograma, presupuesto, desviaciones y acciones correctivas.
Navideño/ornamental	Diseño aprobado, seguridad, operación, retiro y restitución.

6.7 Normativa técnica

- Regulación CREG aplicable; RETIE; RETILAP; normas técnicas y certificados de producto/instalación exigibles.
- ANSI C136.41 y C136.10; IEC 61347-2-13, IEC 62384 e IEC 61547 para componentes indicados.
- Decreto 943 de 2018, artículo 2, para desarrollos tecnológicos asociados; normas ambientales, residuos/RAEE, SST y protección de datos/ciberseguridad cuando corresponda.

6.8 Puntos críticos de seguimiento

- Levantar y congelar línea base de inventario, estado, potencia, georreferenciación y UCAP antes de reconocer inversiones.
- Verificar diseños fotométricos y equivalencia técnica por sitio; no aceptar sustituciones solo por marca o catálogo.
- Muestrear recepción, certificados, seriales, protección, driver, SPD, óptica, color, potencia y eficacia; asegurar trazabilidad al lote instalado.
- Conciliar unidades instaladas, retiradas, repuestas y expandidas con SIAP, almacén, RAEE, actas y pagos.
- Controlar Plan Anual, modernización, expansión, AOM, PQR, cuadrillas, repuestos, seguridad eléctrica y trabajo en alturas.
- Separar recursos, costos e indicadores de modernización, expansión, AOM, desarrollos tecnológicos y alumbrado navideño/ornamental.

7. Responsabilidades generales del futuro interventor

- Revisar integralmente los tres contratos y elaborar plan de interventoría, línea base, matriz de obligaciones, cronograma, plan de visitas, protocolo de comunicaciones y matriz de riesgos.
- Mantener expedientes, actas, cuentas, conciliaciones, centros de costo, garantías, indicadores y decisiones separados por proyecto, además de un consolidado de alertas transversales.
- Inspeccionar y documentar materiales, equipos, obras, pruebas, puesta en servicio, mantenimientos, fallas, activos, titularidad y reversión o transferencia.
- Validar mediciones, balances, pérdidas, facturas, liquidaciones, tarifas, actualizaciones, compensaciones, deducciones y correspondencia entre avance físico y financiero, sin sustituir al ordenador del gasto.
- Verificar permisos, licencias, conexiones, fronteras comerciales, certificados RETIE/RETILAP, garantías, seguros y cumplimiento ambiental, social y de SST.
- Medir indicadores con datos íntegros y auditables; preservar telemetría, trazabilidad, control de versiones, respaldo, interoperabilidad y ciberseguridad.
- Reportar de inmediato eventos críticos y, en todo caso, dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes a su conocimiento, conforme al estudio previo de contexto; escalar las demás alertas por criticidad.
- Conceptuar técnica, jurídica y financieramente sobre modificaciones, prórrogas, adiciones, suspensiones, reconocimientos, cesiones, terminaciones o liquidaciones, sin sustituir la decisión de LA PERLA o del Municipio.
- Conservar independencia frente a MONTENIT, ENERALCO, matrices, vinculadas, contratistas y proveedores; revelar conflictos de interés y beneficiarios finales conforme a las reglas aplicables.
- Durante los dos (2) meses finales, consolidar balances, activos, inventarios, garantías, pendientes e información y realizar transferencia organizada del expediente.

7.1 Productos mínimos de control

Producto	Contenido mínimo contextual
Inicial — 30 días	Plan, línea base, matrices de obligaciones/riesgos, cronograma y visitas.
Mensual	Informe separado por proyecto y consolidado transversal: ejecución, medición, facturación, pagos, garantías, riesgos e indicadores.
Trimestral	Tendencias, desviaciones, interdependencias y recomendaciones.
Anual	Balance integral, ejecución económica, niveles de servicio, riesgos, eficiencias y plan siguiente.
Especial	Incumplimientos, emergencias, controversias, modificaciones o decisión especializada.
Final	Cumplimiento, activos, expediente, saldos, reclamaciones, garantías, pendientes y recomendaciones de cierre.

8. Alcance informativo y deber de consulta integral

Esta ficha organiza información, pero no reemplaza la lectura jurídica y técnica integral. El futuro interventor deberá consultar, como mínimo, cada contrato vigilado, todos sus anexos y modificaciones, diseños aprobados, memorias, catálogos, permisos, acuerdos de conexión, matrices de riesgos, garantías, modelos financieros, cronogramas, protocolos, manuales, planes de mantenimiento, Planes Anuales y demás documentos integrantes.

Ningún resumen de esta ficha habilita por sí solo la aprobación de diseños, equipos, obras, inversiones, pagos, facturas, tarifas, compensaciones, cambios tecnológicos o modificaciones contractuales. Cada decisión deberá identificar la cláusula o anexo vigente que la soporta, la evidencia verificada, la versión documental, la fecha, el responsable y el efecto técnico, jurídico y financiero.

9. Fuentes documentales y matriz de verificación

9.1 Matriz de asuntos por cerrar

Proyecto	Asunto	Documentos a confrontar
Edificaciones	381/380; 746/900 kW; 1.789/~1.500 MWh/año; 2.430/2.429,50 kVA; CE 5 = 1.021 kW.	Contrato, diseños, listado NIC, matriz CE, conexión y modelo financiero.
Suministro SAP	3,3/4,0572 MWp; arquitectura 330+40+50 kW; línea base 11,1/13,4 GWh-año.	Unifilares, datasheets, estudio de conexión, memoria y modelo financiero.
Modernización AP	26.556/26.694; expansión 0/20%; total porcentual; 50/60 Hz; FP; L80/L70.	Contrato, inventario, fotometría, catálogos, oferta, UCAP y modelo.
Transversal	Plazos, prelación, indicadores, fórmulas, riesgos, permisos, garantías y versiones.	Expediente completo y actos/modificaciones vigentes.