



**DISPONIBILIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA
PARA LA REVISIÓN DE MEDIANO PLAZO DEL ACUERDO
48 DE 2014 – POT DISTRITO DE MEDELLÍN**

**ÁREA DE PLANEACIÓN Y FORMULACIÓN DE PROYECTOS
T&D ENERGÍA**

ÁREA AMBIENTAL Y SOCIAL T&D ENERGÍA

ÁREA PLANEACIÓN Y DESEMPEÑO T&D ENERGÍA

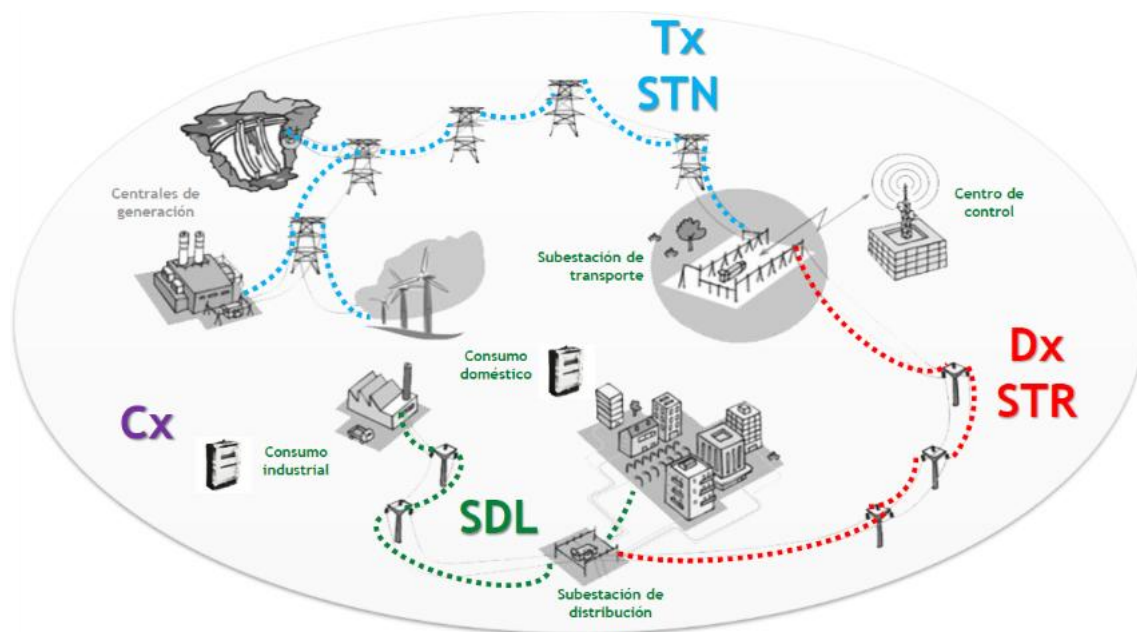
MEDELLÍN, MARZO DE 2026

1. INTRODUCCIÓN

El esquema del sistema eléctrico atendido por EPM puede identificarse gráficamente en la Figura 1, en el que se incluyen, para dar una mayor claridad, las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. Sin embargo, para validar la disponibilidad del servicio de energía considerando los distintos polígonos de tratamiento definidos en la actual revisión del POT, los análisis se concentran principalmente en el Sistema de Transmisión Regional – STR y Sistema de Distribución Local – SDL del Distrito de Medellín.

El sistema de distribución se compone principalmente por torres, postes de energía, cables aéreos, cables subterráneos, subestaciones de distribución de energía, transformadores de potencia, cajas de distribución, acometidas, transformadores de distribución, entre otros.

Figura 1. Cadena productiva de energía eléctrica



2. DIAGNÓSTICO INICIAL

Para atender el consumo de energía del Distrito, EPM cuenta actualmente con 19 subestaciones de distribución ubicadas no solo en el municipio de Medellín, sino también en los municipios de Bello, Envigado, Itagüí y La Estrella, como se muestra en la Figura 2. La cantidad de usuarios, capacidad instalada y demanda actual de cada subestación se muestran en la Tabla 1.

Figura 2. Ubicación de las subestaciones de distribución

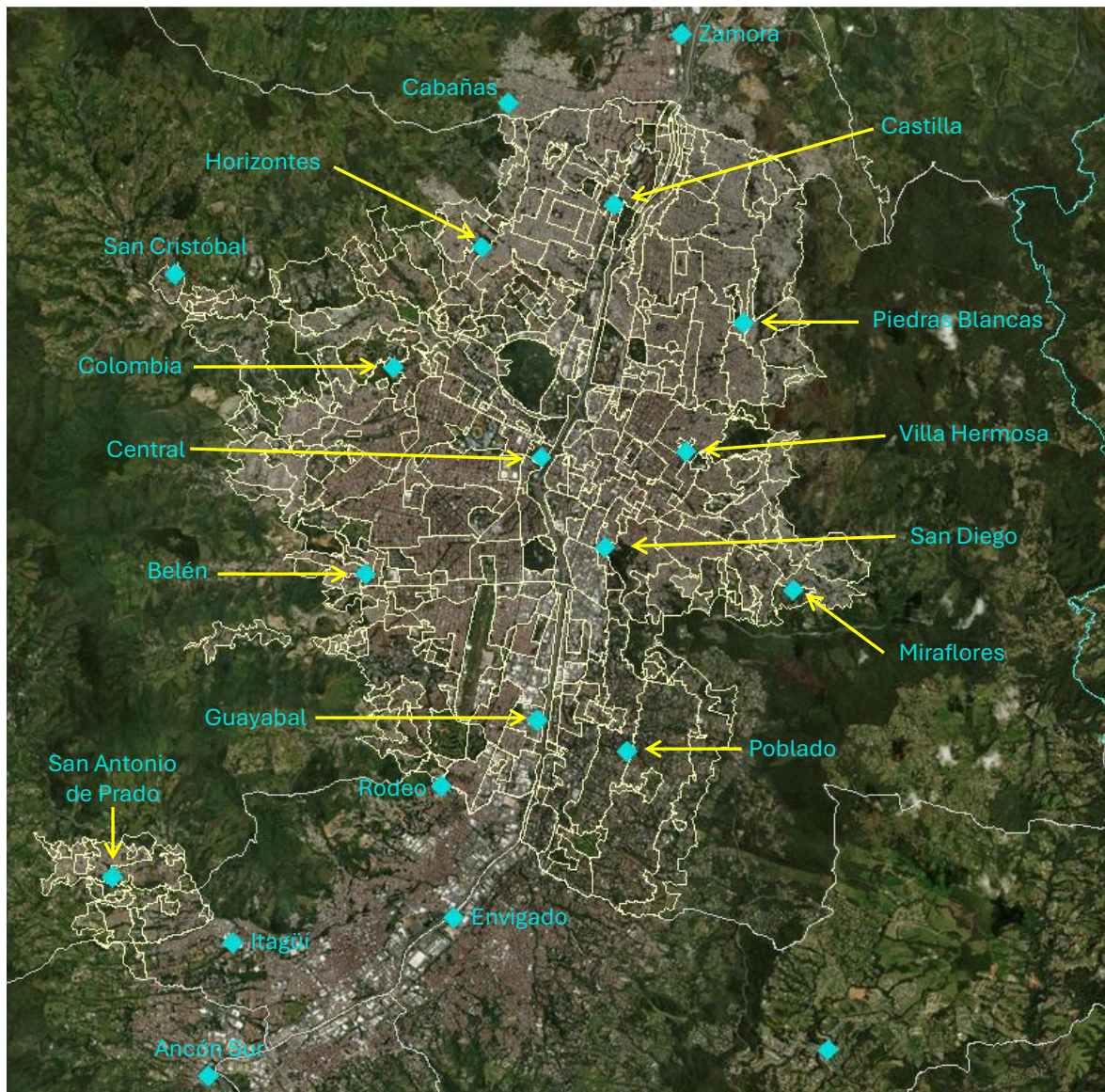


Tabla 1. Subestaciones de distribución que sirven al Distrito de Medellín

Subestación	Cantidad usuarios en NT2 ¹	Demanda actual en NT2 (MVA)	Cantidad usuarios en NT3 ²	Demanda actual en NT3 (MVA)	Capacidad actual (MVA)	Cargabilidad actual
SAN ANTONIO DE PRADO	37.515	13,25	-	0,00	20	66,25%
POBLADO	44.562	45,75	1	0,37	60	76,87%
ITAGÜÍ	67.579	38,99	3	5,75	60	74,57%
ANCÓN SUR	102.773	90,06	13	0,00	120	75,05%
ENVIGADO	114.721	87,24	15	4,25	120	76,24%

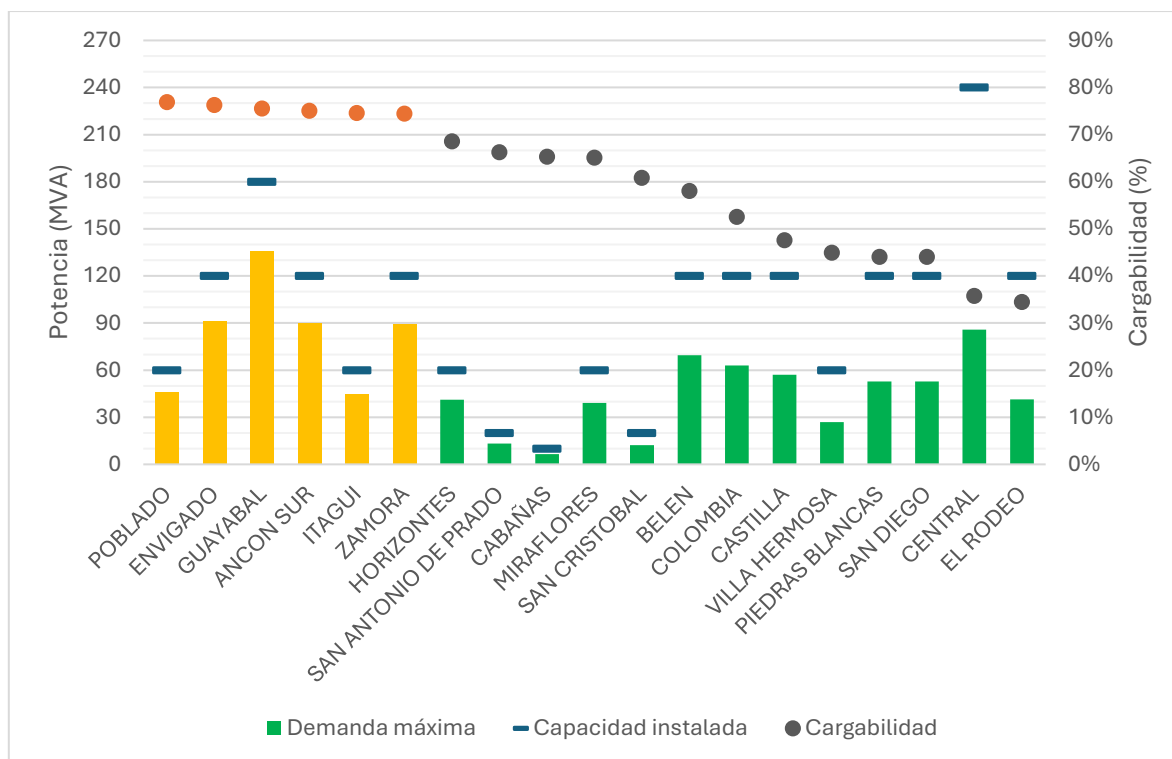
Subestación	Cantidad usuarios en NT2 ¹	Demanda actual en NT2 (MVA)	Cantidad usuarios en NT3 ²	Demanda actual en NT3 (MVA)	Capacidad actual (MVA)	Cargabilidad actual
GUAYABAL	56.059	135,93	17	0,00	180	75,52%
MIRAFLORES	93.257	33,65	1	5,39	60	65,07%
EL RODEO	57.775	41,35	-	0,00	120	34,46%
BELEN	135.428	66,38	263	3,21	120	57,99%
SAN DIEGO	42.429	51,22	2	1,57	120	43,99%
CENTRAL	67.457	76,00	8	9,82	240	35,76%
VILLA HERMOSA	46.399	25,89	2	1,07	60	44,93%
COLOMBIA	128.085	50,18	1	12,81	120	52,49%
PIEDRAS BLANCAS	124.303	44,89	2	7,92	120	44,01%
CASTILLA	130.247	53,37	4	3,69	120	47,55%
HORIZONTES	93.619	37,49	3	3,62	60	68,52%
SAN CRISTOBAL	27.147	12,16	-	0,00	20	60,80%
ZAMORA	185.242	73,56	9	15,76	120	74,43%
CABANAS	16.748	6,53	-	0,00	10	65,30%
TOTAL	1.571.345	983,89	344	75,23	1860	
Notas: (1) NT2 - Nivel de tensión 2: hace referencia a redes de 13.200 V que alimentan principalmente a usuarios residenciales y algunos clientes industriales y comerciales de pequeña y mediana capacidad (2) NT3 - Nivel de tensión 3: hace referencia a redes de 44.000 V que alimentan principalmente a clientes industriales y comerciales de gran capacidad						

De acuerdo con la información mostrada en la Tabla 1, las subestaciones que sirven al Distrito de Medellín presentan una cargabilidad entre 32,65% y 76,87%, con un promedio de 60%. Las mayores cargabilidades se concentran en las subestaciones Poblado, Envigado, Guayabal, Ancón Sur e Itagüí, al sur del Distrito. Es importante mencionar que el sistema eléctrico se diseña de tal modo que, ante la contingencia de un transformador de potencia o línea de transmisión, ya sea programada (mantenimiento) o no programada (falla), sea lo suficientemente robusto y redundante para que los usuarios no perciban la indisponibilidad del activo o en los casos más críticos, puedan recuperar el suministro eléctrico en menos de 3 minutos. En este sentido, una subestación debe tener capacidad suficiente para atender su propia demanda y respaldar parte de la carga de las subestaciones aledañas cuando se presente una contingencia, por lo cual se considera una buena práctica que los transformadores de potencia tengan una cargabilidad menor al 70%.

Es importante mencionar que EPM viene desarrollando varios proyectos de infraestructura que permiten disminuir la cargabilidad de las subestaciones Poblado, Envigado, Guayabal, Ancón Sur, Itagüí y Zamora por debajo del 70%. Estos proyectos, que se indican en el numeral 4, incluyen nuevas subestaciones, ampliación de las subestaciones mencionadas o intervenciones en subestaciones aledañas para que puedan tomar mayor carga.

En la Figura 3 se presenta el estado actual de las subestaciones de distribución que sirven al Distrito de Medellín.

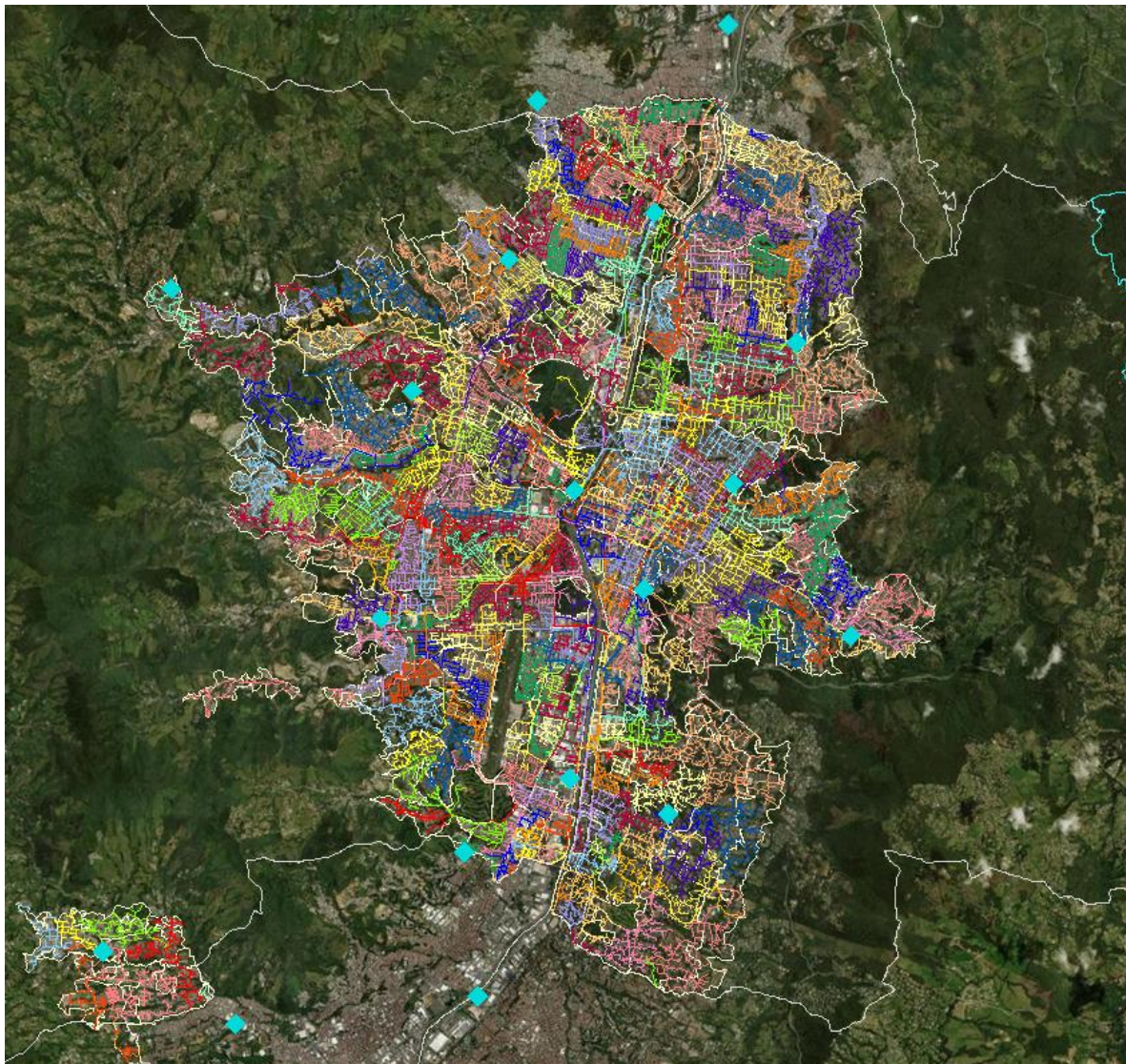
Figura 3. Condición actual de las subestaciones de distribución



Los circuitos de distribución de 13.200 voltios¹ hacen parte de la red de media tensión que transporta energía desde las subestaciones de distribución hasta los transformadores de poste o usuarios industriales, actuando como el enlace principal entre la alta tensión y la red de baja tensión de consumo final. Estos circuitos son componentes clave de la red eléctrica, diseñados para conectar las fuentes de energía y subestaciones con el consumidor final de manera segura y confiable. En la Figura 4 se muestra el esquema de los circuitos de media tensión que sirven al Distrito de Medellín.

¹ Entiéndase también con nivel de tensión 2

Figura 4. Circuitos de NT2 que sirven al Distrito de Medellín



Para evaluar los resultados de los circuitos de media tensión, se consideran tres rangos de cargabilidad:

- Cargabilidad adecuada: circuitos con carga menor a 5 MVA, que les permite alimentar su propia demanda y respaldar circuitos aledaños con los que tengan transferencias, ante una eventual contingencia. Se considera que estos circuitos se encuentran en condiciones óptimas de operación.
- Cargabilidad crítica: circuitos con carga mayor a 5 MVA y menor a la capacidad térmica del conductor, que les permite alimentar su propia demanda, pero presentan limitaciones para atender nuevos usuarios o respaldar circuitos aledaños ante una eventual contingencia. Para estos circuitos se debe proponer un plan de intervención que permita disminuir su carga a niveles adecuados.

- Sobrecarga: circuitos con carga mayor a la capacidad térmica del conductor. Esta condición es técnicamente inviable y podría suponer un riesgo para la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico. Bajo esta condición, no sería posible la conexión de usuarios adicionales ni el respaldo de otros circuitos ante una eventual contingencia, desmejorando los indicadores de calidad. En estos circuitos se debe realizar una intervención de manera inmediata para disminuir su carga a niveles adecuados.

Tabla 2. Circuitos de nivel de tensión 2 que sirven al Distrito de Medellín

Subestación	Circuitos de NT2 en operación	Circuitos de NT2 que sirven al Distrito de Medellín	Circuitos de NT2 con cargabilidad adecuada	Circuitos de NT2 con cargabilidad crítica	Circuitos de NT2 con sobrecarga
SAN ANTONIO DE PRADO	5	5	5	0	0
POBLADO	12	12	6	6	0
ITAGÜÍ	12	3	2	1	0
ANCÓN SUR	20	0	0	0	0
ENVIGADO	24	3	2	1	0
GUAYABAL	35	35	29	6	0
MIRAFLORES	13	13	12	1	0
EL RODEO ¹	15	13	13	0	0
BELEN	25	25	22	3	0
SAN DIEGO	26	26	26	0	0
CENTRAL	43	43	41	2	0
VILLA HERMOSA	14	14	13	1	0
COLOMBIA	18	18	15	3	0
PIEDRAS BLANCAS	21	21	21	0	0
CASTILLA	24	24	22	2	0
HORIZONTES	12	12	8	4	0
SAN CRISTOBAL	5	5	5	0	0
ZAMORA	23	13	12	1	0
CABANAS	3	2	2	0	0
TOTAL	350	287	256	31	0
Notas: (1) Como parte del Proyecto Ampliación SE El Rodeo que recientemente entró en ejecución, se ampliará hasta 26 la cantidad de circuitos de NT2 en operación					

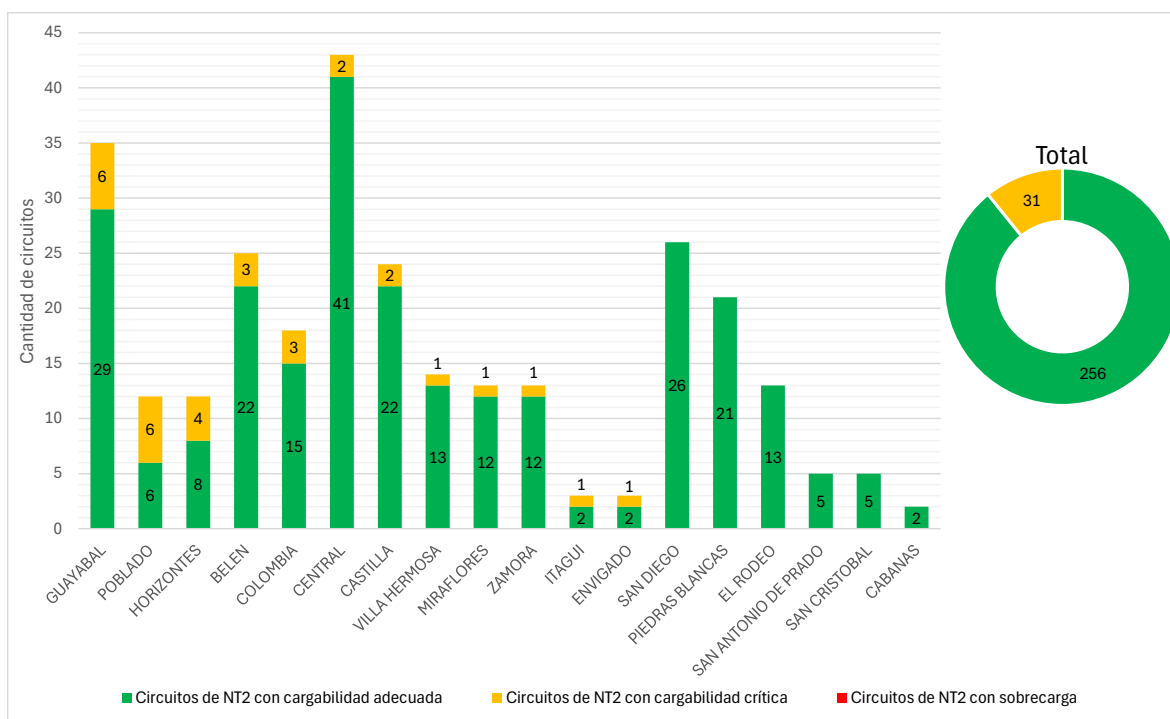
Es importante precisar que, aunque estas subestaciones suman un total de 350 circuitos de nivel de tensión 2, se debe considerar que subestaciones como Itagüí, Ancón Sur, Envigado y Zamora atienden principalmente usuarios de otros municipios, por lo cual el análisis se enfoca en los 287 circuitos que atienden los usuarios del Distrito de Medellín, mostrados en la Figura 4.

Acorde con la información presentada en la Tabla 2, de los 287 circuitos que alimentan los usuarios residenciales del Distrito de Medellín, el 89% (256) presentan una cargabilidad adecuada, el 11% (31) presentan una cargabilidad crítica y ningún circuito se encuentra sobrecargado.

Para este análisis, se considera una cargabilidad adecuada cuando la demanda del circuito es menor a 5 MVA, teniendo en cuenta, como se dijo anteriormente, que los circuitos deben estar en capacidad de atender su propia demanda y respaldar la demanda de circuitos con los que tiene transferencia, ante una eventual indisponibilidad. Cargabilidad crítica corresponde a circuitos con una carga mayor a 5 MVA y menor a la capacidad del conductor; estos circuitos deben contar con un plan de acción para ser intervenidos y disminuir su nivel de cargabilidad. Finalmente, cuando la demanda es mayor que la capacidad de corriente del conductor, se considera que el circuito está en condiciones de sobrecarga y éste debe ser intervenido inmediatamente para evitar daños en los equipos y afectaciones del servicio de energía a los usuarios.

De acuerdo con los análisis, las subestaciones Poblado y Guayabal cuentan con 6 circuitos con cargabilidad crítica cada una, seguido por la subestación Horizontes con 4 circuitos y las subestaciones Belén y Colombia con 3 circuitos cada una. Ninguna de las subestaciones analizadas presenta circuitos en condición de sobrecarga. En la Figura 5 se presenta el estado actual de los circuitos de distribución que sirven al Distrito de Medellín.

Figura 5. Condición actual de los circuitos de nivel de tensión 2



3. ANÁLISIS AUMENTO DE DENSIDADES

A partir de la información suministrada por el Distrito, se realiza la evaluación de la demanda de potencia adicional que se requeriría en los 150 polígonos con propuesta de aumento de densidad.

Para realizar este análisis, se considera el número de viviendas reales en cada polígono de acuerdo con la información de PPS y el número de viviendas tope definido en el acuerdo del Área Metropolitana del Valle de Aburrá, para calcular finalmente el número de viviendas adicionales que podría tener cada polígono. Teniendo en cuenta la demanda y el número de usuarios de cada subestación mostrados en la Tabla 1, se calcula el consumo de demanda promedio por usuario. Adicionalmente, considerando la longitud de los circuitos de distribución en cada polígono, se realiza un cálculo aproximado del porcentaje de potencia que debe asumir cada subestación. La potencia adicional requerida en cada polígono se presenta en la Tabla 3.

Tabla 3. Potencia adicional por polígono

Código polígono Propuesta Revisión POT	No viviendas real a 2024 (PPS)	No viviendas tope	Crecimiento (viviendas adicionales)	Subestaciones de distribución que alimentan el crecimiento de viviendas adicionales en el polígono ¹			Potencia adicional polígono (MVA) ²
Z3_REA_21	682	18.723	18.041	GUAYABAL (1,8%)	SAN DIEGO (85,3%)	CENTRAL (12,9%)	18,04
Z6_RED_30	92	16.194	16.102	GUAYABAL (100%)			16,10
Z5_REA_22	540	14.313	13.773	GUAYABAL (72%)	SAN DIEGO (28%)		13,77
Z5_CN5_18	13.075	25.454	12.379	GUAYABAL (39,6%)	POBLADO (53,7%)	SAN DIEGO (6,7%)	12,38
Z4_CN1_14	10.757	23.745	12.988	CENTRAL (83,3%)	BELEN (0,6%)	COLOMBIA (16,1%)	11,68
Z6_RED_28	288	12.310	12.022	GUAYABAL (80,5%)	EL RODEO (19,5%)		11,35
Z6_CN1_29	5.179	16.603	11.424	EL RODEO (21%)	GUAYABAL (79%)		10,74
Z6_CN1_6	5.598	18.614	13.016	BELEN (39,3%)	GUAYABAL (17,6%)	CENTRAL (43,1%)	10,41
Z6_RED_29	-	10.400	10.400	GUAYABAL (96,1%)	POBLADO (0%)	EL RODEO (3,9%)	10,29
Z3_CN2_17	9.025	19.117	10.092	SAN DIEGO (89,5%)	MIRAFLORES (2,3%)	VILLA HERMOSA (8,2%)	9,58
Z3_C3_8	241	9.037	8.796	CENTRAL (77,4%)	SAN DIEGO (15,6%)	VILLA HERMOSA (7%)	8,52
Z6_CN1_10	7.254	23.929	16.675	BELEN (98,5%)	CENTRAL (1,5%)		8,30
Z3_REA_19	26	7.861	7.835	CENTRAL (54,1%)	SAN DIEGO (45,9%)		7,84
Z4_CN1_13	2.123	9.765	7.642	CENTRAL (100%)			7,64
Z2_RED_43	3	8.225	8.222	CENTRAL (88,3%)	CASTILLA (11,7%)		7,65
Z6_REA_47	110	10.552	10.442	EL RODEO (90,1%)	GUAYABAL (9,9%)		7,77

Código polígono Propuesta Revisión POT	No viviendas real a 2024 (PPS)	No viviendas tope	Crecimiento (viviendas adicionales)	Subestaciones de distribución que alimentan el crecimiento de viviendas adicionales en el polígono ¹			Potencia adicional polígono (MVA) ²
Z3_CN1_2	4.009	13.591	9.582	VILLA HERMOSA (54,7%)	CENTRAL (11,2%)	SAN DIEGO (34%)	7,26
Z3_REA_53	403	8.112	7.709	CENTRAL (27,5%)	SAN DIEGO (58,9%)	VILLA HERMOSA (13,6%)	7,24
Z3_REA_14	457	7.645	7.188	CENTRAL (100%)			7,19
Z4_CN1_12	3.790	10.845	7.055	CENTRAL (100%)			7,06
Z4_CN4_12	10.447	19.131	8.684	BELEN (42,2%)	CENTRAL (57,8%)		6,82
Z4_CN1_15	11.177	24.861	13.684	BELEN (100%)			6,71
Z3_REV_20	1.895	8.224	6.329	SAN DIEGO (96,9%)	VILLA HERMOSA (3,1%)		6,24
Z3_REA_15	108	6.277	6.169	CENTRAL (100%)			6,17
Z4_CN1_27	1.306	7.396	6.090	CENTRAL (100%)			6,09
Z3_REV_12	813	6.854	6.041	CENTRAL (100%)			6,04
Z3_REV_13	505	6.363	5.858	CENTRAL (100%)			5,86
Z4_CN1_18	8.972	21.697	12.725	BELEN (7%)	CENTRAL (11,9%)	COLOMBIA (81,1%)	5,99
Z6_RED_31	900	6.638	5.738	GUAYABAL (100%)			5,74
Z4_RED_38	150	5.711	5.561	CENTRAL (100%)			5,56
Z5_RED_23	686	6.167	5.481	GUAYABAL (85,1%)	SAN DIEGO (14,9%)		5,48
Z3_C1_1	3.516	12.184	8.668	VILLA HERMOSA (67,3%)	CENTRAL (16,9%)	PIEDRAS BLANCAS (15,8%)	5,22
Z6_CN2_30	4.936	9.999	5.063	GUAYABAL (99,5%)	BELEN (0,5%)		5,05
Z5_REA_27	3.486	9.201	5.715	GUAYABAL (61,4%)	ENVIGADO (38,6%)		5,19
Z6_REA_34	12	4.762	4.750	GUAYABAL (98,2%)	CENTRAL (1,8%)		4,75
Z4_CN2_40	1.343	6.412	5.069	CENTRAL (81,7%)	COLOMBIA (18,3%)		4,50
Z6_CN1_5	2.769	7.453	4.684	GUAYABAL (82,5%)	EL RODEO (17,5%)		4,45
Z3_REA_11	1.800	6.094	4.294	CENTRAL (100%)			4,29
Z3_REA_52	65	4.312	4.247	CENTRAL (100%)			4,25
Z4_CN2_39	12.148	23.199	11.051	COLOMBIA (96,5%)	BELEN (3,5%)		4,37
Z5_REA_26	496	4.430	3.934	GUAYABAL (86,5%)	POBLADO (13,5%)		3,93
Z3_C3_6	178	4.213	4.035	CENTRAL (95,4%)	PIEDRAS BLANCAS (4,6%)		3,92
Z6_RED_33	39	3.922	3.883	GUAYABAL (98,1%)	CENTRAL (1,9%)		3,88
Z1_C3_4	28	4.211	4.183	CENTRAL (86,6%)	PIEDRAS BLANCAS (7,9%)	CASTILLA (5,5%)	3,84

Código polígono Propuesta Revisión POT	No viviendas real a 2024 (PPS)	No viviendas tope	Crecimiento (viviendas adicionales)	Subestaciones de distribución que alimentan el crecimiento de viviendas adicionales en el polígono ¹			Potencia adicional polígono (MVA) ²
Z6_REA_35	4	3.523	3.519	CENTRAL (44,3%)	GUAYABAL (55,7%)		3,52
Z4_RED_37	458	3.894	3.436	CENTRAL (100%)			3,44
Z1_REA_9	722	4.724	4.002	CENTRAL (74,4%)	PIEDRAS BLANCAS (25,6%)		3,35
Z3_REA_16	15	3.251	3.236	CENTRAL (100%)			3,24
Z3_CN2_11	11.868	17.461	5.593	VILLA HERMOSA (97,8%)	PIEDRAS BLANCAS (2,2%)		3,10
Z4_CN5_40	7.443	13.882	6.439	COLOMBIA (82,1%)	CENTRAL (17,9%)		3,22
Z2_CN2_76	7.628	15.839	8.211	HORIZONTES (71,3%)	CASTILLA (28,7%)		3,31
Z6_CN1_23	2.281	8.509	6.228	BELEN (100%)			3,05
Z6_CN2_22	6.273	10.395	4.122	EL RODEO (100%)			2,95
Z3_CN2_18	9.600	15.121	5.521	MIRAFLORES (85,4%)	SAN DIEGO (12,9%)	VILLA HERMOSA (1,8%)	2,47
Z5_RED_24	1	2.816	2.815	GUAYABAL (98%)	SAN DIEGO (2%)		2,82
Z3_REA_18	16	2.785	2.769	CENTRAL (64,3%)	SAN DIEGO (35,7%)		2,77
Z4_CN2_36	8.522	14.380	5.858	COLOMBIA (18,4%)	BELEN (81,6%)		2,77
Z6_CN2_32	2.753	5.238	2.485	GUAYABAL (100%)			2,49
Z2_RED_42	35	5.628	5.593	HORIZONTES (84,7%)	CENTRAL (9,1%)	CASTILLA (6,2%)	2,55
Z6_CN2_29	11.265	16.208	4.943	BELEN (100%)			2,42
Z2_CN2_65	10.414	16.036	5.622	CASTILLA (48,4%)	ZAMORA (51,6%)		2,27
Z2_REA_44	328	3.103	2.775	CASTILLA (40,8%)	CENTRAL (57%)	HORIZONTES (2,2%)	2,07
Z1_CN2_4	7.692	13.055	5.363	CASTILLA (96,5%)	PIEDRAS BLANCAS (3,5%)		2,19
Z3_C3_12	625	2.750	2.125	SAN DIEGO (80,8%)	VILLA HERMOSA (19,2%)		1,95
Z1_REV_7	9.378	14.068	4.690	CASTILLA (98,3%)	PIEDRAS BLANCAS (1,7%)		1,92
Z6_CN1_8	1.864	5.276	3.412	BELEN (100%)			1,67
Z3_CN2_16	2.110	5.599	3.489	MIRAFLORES (100%)			1,26
Z2_RED_40	4.184	6.177	1.993	CENTRAL (59%)	COLOMBIA (41%)		1,50
Z2_RED_48	6	3.967	3.961	ZAMORA (38,2%)	CASTILLA (61,8%)		1,60
Z2_CN2_47	4.243	8.016	3.773	COLOMBIA (40,4%)	HORIZONTES (59,6%)		1,50
Z6_CN5_22	17.982	20.867	2.885	BELEN (95,3%)	EL RODEO (4,4%)	GUAYABAL (0,3%)	1,45

Código polígono Propuesta Revisión POT	No viviendas real a 2024 (PPS)	No viviendas tope	Crecimiento (viviendas adicionales)	Subestaciones de distribución que alimentan el crecimiento de viviendas adicionales en el polígono ¹			Potencia adicional polígono (MVA) ²
Z6_RED_32	15	1.416	1.401	GUAYABAL (100%)			1,40
Z5_RED_25	77	1.313	1.236	GUAYABAL (92,2%)	SAN DIEGO (7,8%)		1,24
Z4_CN1_25	1.299	3.110	1.811	BELEN (53,7%)	CENTRAL (38,6%)	COLOMBIA (7,7%)	1,23
Z2_CN2_67	2.039	5.284	3.245	CASTILLA (90,3%)	ZAMORA (9,7%)		1,33
Z2_RED_46	80	3.330	3.250	CASTILLA (75,3%)	ZAMORA (24,7%)		1,32
Z1_CN2_7	7.057	10.476	3.419	PIEDRAS BLANCAS (79,6%)	CASTILLA (20,4%)		1,27
Z3_CN2_14	2.793	5.263	2.470	MIRAFLORES (81,9%)	VILLA HERMOSA (18,1%)		0,98
Z2_CN2_58	1.661	4.606	2.945	CASTILLA (100%)			1,21
Z6_CN2_31	5	1.084	1.079	GUAYABAL (100%)			1,08
Z4_CN1_24	1.826	4.662	2.836	COLOMBIA (100%)			1,11
Z1_C3_5	415	1.964	1.549	CENTRAL (43,9%)	PIEDRAS BLANCAS (56,1%)		0,99
Z4_CN5_30	1.136	2.973	1.837	BELEN (93,9%)	CENTRAL (6,1%)		0,96
Z1_REV_6	2.025	4.581	2.556	CASTILLA (97,9%)	PIEDRAS BLANCAS (2,1%)		1,04
Z1_CN2_8	4.578	7.402	2.824	PIEDRAS BLANCAS (98,6%)	VILLA HERMOSA (1,4%)		1,03
Z2_RED_45	-	2.285	2.285	CASTILLA (100%)			0,94
Z1_CN2_1	2.799	5.096	2.297	ZAMORA (100%)			0,91
Z2_CN2_66	4.523	6.752	2.229	ZAMORA (100%)			0,89
Z3_CN5_11	34	845	811	GUAYABAL (100%)			0,81
Z6_CN1_33	1.901	3.583	1.682	BELEN (100%)			0,82
Z2_CN5_62	2.596	4.618	2.022	HORIZONTES (100%)			0,81
Z2_RED_41	281	1.802	1.521	CENTRAL (15,4%)	HORIZONTES (84,6%)		0,75
Z2_CN2_62	1.201	2.944	1.743	CASTILLA (93,7%)	ZAMORA (6,3%)		0,71
Z2_CN2_64	1.575	3.152	1.577	CASTILLA (90%)	ZAMORA (10%)		0,64
Z3_CN2_15	191	870	679	SAN DIEGO (62,1%)	VILLA HERMOSA (37,9%)		0,57
Z2_CN2_61	3.277	4.809	1.532	ZAMORA (7,2%)	CASTILLA (92,8%)		0,63
Z2_CN2_55	14.940	16.434	1.494	CASTILLA (79,8%)	HORIZONTES (20,2%)		0,61

Código polígono Propuesta Revisión POT	No viviendas real a 2024 (PPS)	No viviendas tope	Crecimiento (viviendas adicionales)	Subestaciones de distribución que alimentan el crecimiento de viviendas adicionales en el polígono ¹			Potencia adicional polígono (MVA) ²
Z3_CN4_6	811	1.906	1.095	MIRAFLORES (61,3%)	VILLA HERMOSA (38,7%)		0,48
Z1_REA_8	653	2.164	1.511	PIEDRAS BLANCAS (32%)	CASTILLA (68%)		0,60
Z2_CN2_53	2.819	4.225	1.406	HORIZONTES (100%)			0,56
Z1_CN2_9	1.713	3.325	1.612	PIEDRAS BLANCAS (100%)			0,58
Z2_CN2_63	2.195	3.530	1.335	CASTILLA (95,1%)	ZAMORA (4,9%)		0,55
Z6_D_4	957	1.634	677	EL RODEO (100%)			0,48
Z1_REV_51	1.649	2.913	1.264	CASTILLA (94,5%)	PIEDRAS BLANCAS (5,5%)		0,51
Z6_CN4_10	557	1.518	961	BELEN (100%)			0,47
Z1_REV_5	2.842	4.079	1.237	CASTILLA (49,9%)	PIEDRAS BLANCAS (12,1%)	ZAMORA (38%)	0,49
Z2_CN3_17	12.368	13.519	1.151	HORIZONTES (100%)			0,46
Z1_REV_10	576	1.740	1.164	PIEDRAS BLANCAS (92,7%)	CENTRAL (7,3%)		0,47
Z2_CN2_48	987	1.970	983	CENTRAL (7,8%)	HORIZONTES (92,2%)		0,44
Z6_CN2_34	1.219	2.063	844	BELEN (100%)			0,41
SC_CN3_20	608	1.574	966	COLOMBIA (39,2%)	SAN CRISTOBAL (60,8%)		0,41
Z2_CN5_48	976	1.999	1.023	HORIZONTES (100%)			0,41
Z1_Z3_CN4_3	396	1.360	964	PIEDRAS BLANCAS (71,8%)	VILLA HERMOSA (28,2%)		0,40
Z2_CN2_42	45	1.035	990	COLOMBIA (100%)			0,39
Z5_CN5_13	-	365	365	CENTRAL (18,1%)	GUAYABAL (41%)	SAN DIEGO (40,9%)	0,37
Z2_CN2_56	4.245	5.169	924	CASTILLA (100%)			0,38
Z3_CN5_4	1.232	1.991	759	MIRAFLORES (100%)			0,27
Z2_CN2_57	1.966	2.844	878	CASTILLA (100%)			0,36
Z2_REV_55	969	1.840	871	CASTILLA (83,6%)	ZAMORA (16,4%)		0,36
Z1_REV_3	758	1.587	829	ZAMORA (100%)			0,33
Z3_RED_17	156	829	673	MIRAFLORES (91,9%)	VILLA HERMOSA (8,1%)		0,25
Z2_CN2_77	1.119	1.908	789	CASTILLA (98,9%)	ZAMORA (1,1%)		0,32
Z1_CN4_1	901	1.687	786	CASTILLA (100%)			0,32

Código polígono Propuesta Revisión POT	No viviendas real a 2024 (PPS)	No viviendas tope	Crecimiento (viviendas adicionales)	Subestaciones de distribución que alimentan el crecimiento de viviendas adicionales en el polígono ¹			Potencia adicional polígono (MVA) ²
Z1_REV_2	522	1.207	685	ZAMORA (100%)			0,27
Z2_CN5_47	503	819	316	HORIZONTES (45%)	CENTRAL (55%)		0,23
Z4_CN2_38	2.047	2.634	587	COLOMBIA (100%)			0,23
Z3_C2_9	117	329	212	CENTRAL (100%)			0,21
Z6_CN2_23	504	761	257	EL RODEO (78,1%)	GUAYABAL (21,9%)		0,20
Z1_CN2_6	949	1.464	515	CASTILLA (100%)			0,21
Z2_CN3_36	92	602	510	CASTILLA (66,4%)	PIEDRAS BLANCAS (33,6%)		0,20
Z1_C3_2	168	677	509	PIEDRAS BLANCAS (100%)			0,18
Z2_CN3_47	430	877	447	CASTILLA (69,5%)	ZAMORA (30,5%)		0,18
Z4_CN1_28	798	1.138	340	BELEN (84,1%)	COLOMBIA (15,9%)		0,16
Z4_CN5_42	356	493	137	CENTRAL (100%)			0,14
Z1_REV_4	720	1.085	365	ZAMORA (100%)			0,14
Z4_CN5_39	190	546	356	COLOMBIA (100%)			0,14
Z1_CN2_10	286	560	274	VILLA HERMOSA (62,4%)	PIEDRAS BLANCAS (37,6%)		0,13
Z2_C3_15	225	454	229	HORIZONTES (100%)			0,09
Z1_C3_1	122	354	232	CASTILLA (100%)			0,10
Z1_REV_1	604	771	167	ZAMORA (100%)			0,07
Z3_CN1_30	5.980	6.057	77	MIRAFLORES (9,2%)	VILLA HERMOSA (66,2%)	SAN DIEGO (24,5%)	0,05
Z1_CN3_3	2.304	2.434	130	CASTILLA (100%)			0,05
Z4_CN3_45	871	998	127	COLOMBIA (100%)			0,05
Z4_CN2_41	633	724	91	COLOMBIA (100%)			0,04
Z4_CN5_43	496	529	33	CENTRAL (100%)			0,03
Z1_CN2_3	13.771	13.850	79	CASTILLA (49,2%)	ZAMORA (45,4%)	PIEDRAS BLANCAS (5,4%)	0,03
SC_CN2_70	319	384	65	SAN CRISTOBAL (100%)			0,03
Z2_REV_54	480	-	-	CASTILLA (87,1%)	PIEDRAS BLANCAS (12,9%)		0,00
Z3_CN5_1	1.340	833	-	CENTRAL (100%)			0,00
Z3_CN5_3	785	186	-	SAN DIEGO (100%)			0,00

Código polígono Propuesta Revisión POT	No viviendas real a 2024 (PPS)	No viviendas tope	Crecimiento (viviendas adicionales)	Subestaciones de distribución que alimentan el crecimiento de viviendas adicionales en el polígono ¹			Potencia adicional polígono (MVA) ²
Resto de polígonos	566.087	417.221	56.746				40,00
TOTAL	961.877	1.384.729	630.050				471,49
Notas 1: El porcentaje de potencia adicional que asume cada subestación es un valor aproximado calculado a partir de la longitud de circuitos de distribución en cada polígono 2: Potencia adicional aproximada calculada a partir del consumo de potencia(kVA) por usuario de cada subestación							

De acuerdo con el análisis, en las subestaciones Central, Guayabal y San Diego se concentra aproximadamente el 70% de la demanda de potencia adicional que se espera en el Distrito de Medellín, como se observa en la Figura 6 y Figura 7.

Figura 6. Potencia adicional por polígono y ubicación de subestaciones existentes

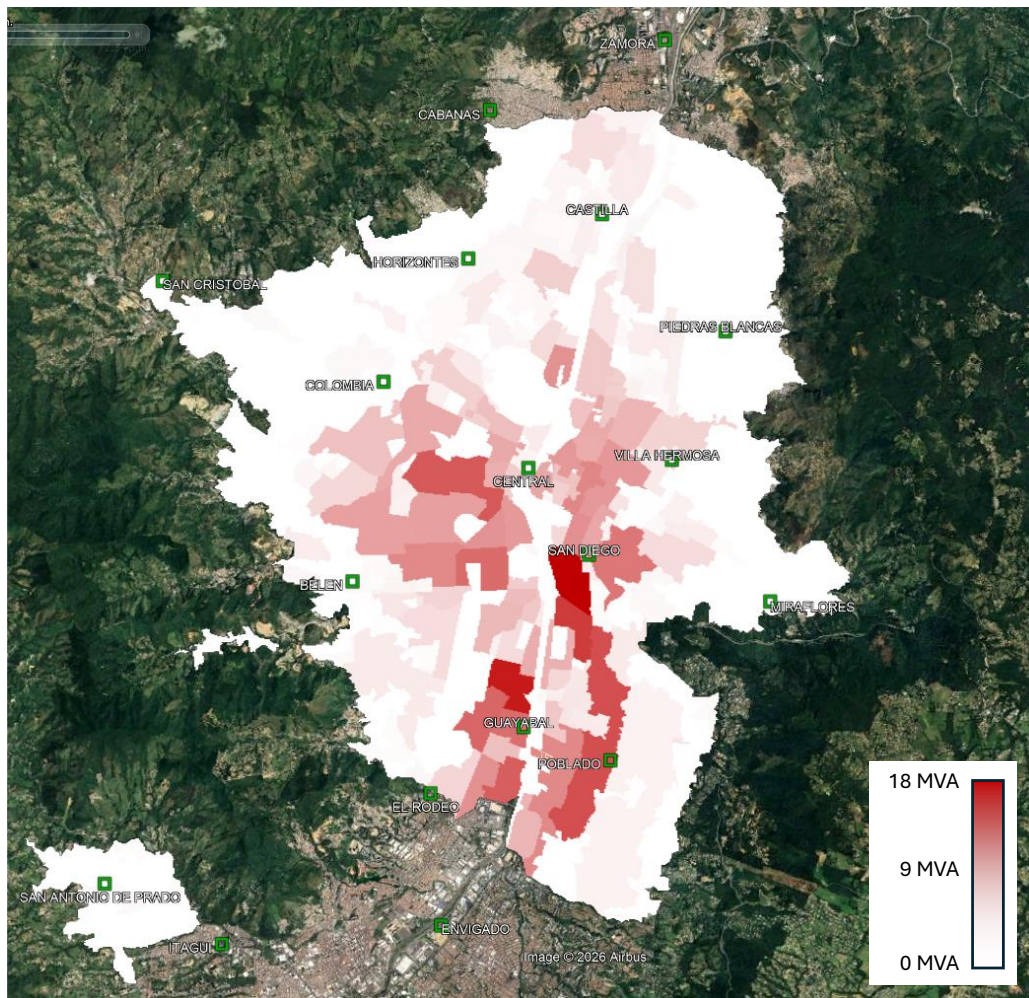
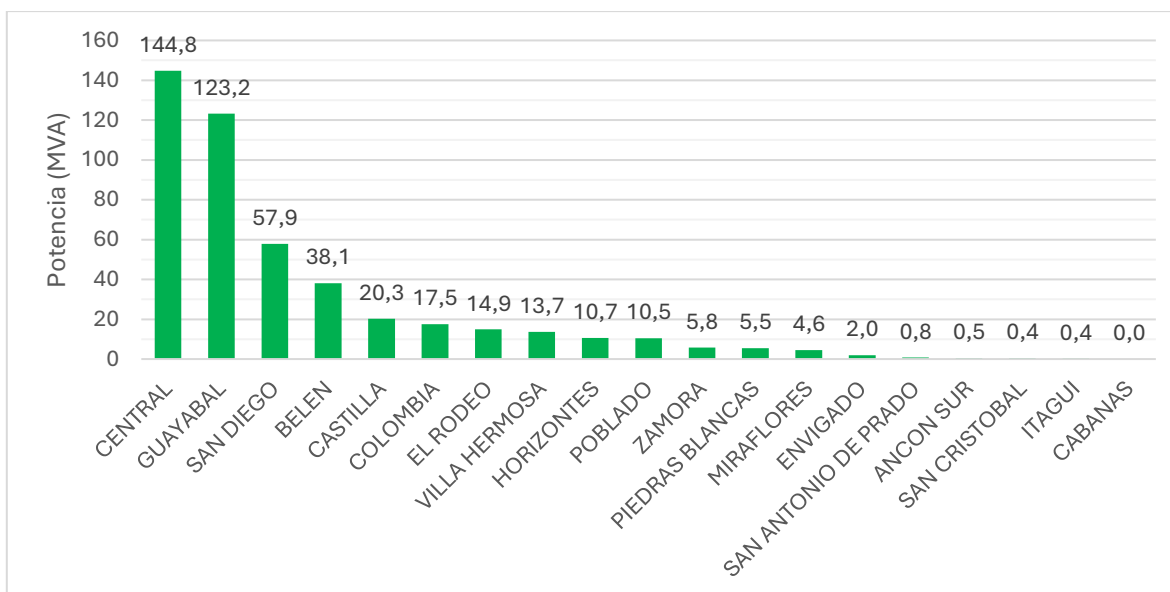


Figura 7. Distribución de la demanda adicional por subestación



En la Tabla 4 se presenta la demanda futura a partir de la demanda actual y adicional para cada subestación. Además, se calcula la cargabilidad considerando la capacidad instalada.

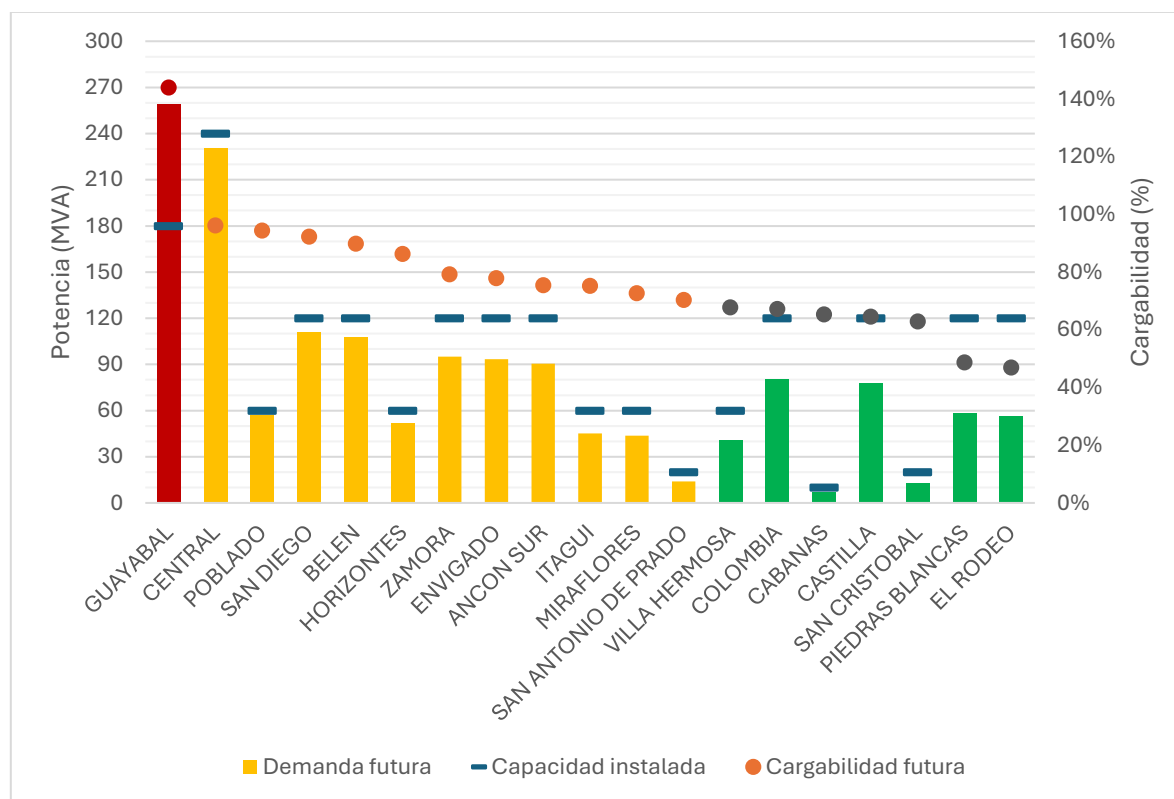
Tabla 4. Condición futura de las subestaciones de distribución que sirven al Distrito

Subestación	Demanda actual (MVA) ¹	Demanda adicional (MVA) ²	Demanda futura (MVA)	Capacidad actual (MVA)	Cargabilidad futura
SAN ANTONIO DE PRADO	13,25	0,82	14,07	20	70,33%
POBLADO	46,12	10,51	56,63	60	94,38%
ITAGÜÍ	44,74	0,37	45,11	60	75,19%
ANCÓN SUR	90,06	0,48	90,54	120	75,45%
ENVIGADO	91,49	1,96	93,45	120	77,87%
GUAYABAL	135,93	123,21	259,14	180	143,97%
MIRAFLORES	39,04	4,56	43,60	60	72,67%
EL RODEO	41,35	14,93	56,28	120	46,90%
BELEN	69,59	38,11	107,70	120	89,75%
SAN DIEGO	52,79	57,86	110,65	120	92,21%
CENTRAL	85,82	144,83	230,65	240	96,10%
VILLA HERMOSA	26,96	13,66	40,62	60	67,70%
COLOMBIA	62,99	17,55	80,54	120	67,12%
PIEDRAS BLANCAS	52,81	5,54	58,35	120	48,62%
CASTILLA	57,06	20,29	77,35	120	64,46%
HORIZONTES	41,11	10,65	51,76	60	86,27%
SAN CRISTOBAL	12,16	0,41	12,57	20	62,86%

Subestación	Demanda actual (MVA) ¹	Demanda adicional (MVA) ²	Demanda futura (MVA)	Capacidad actual (MVA)	Cargabilidad futura
ZAMORA	89,32	5,76	95,08	120	79,23%
CABANAS	6,53	0,00	6,53	10	65,30%
TOTAL	1059,12	471,49	1530,61	1860	
Notas: (1) Demanda actual considerando NT2 y NT3 (2) Demanda considerando las viviendas adicionales de los 403 polígonos					

De acuerdo con los análisis mostrados en la Tabla 4, al considerar el tope de densidades propuesto en la actualización del POT, la subestación Guayabal quedaría sobrecargada, lo cual es técnicamente inviable. Adicionalmente, las subestaciones Central, Poblado, San Diego, Belén, Horizontes, Zamora, Envigado, Ancón Sur, Itagüí, Miraflores y San Antonio de Prado presentan una cargabilidad mayor al 70%, lo que contribuiría al detrimento de la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico de los usuarios, ya que ante la contingencia de uno de los transformadores, no sería posible dar respaldo a todos los usuarios. En la Figura 8 se presenta la condición futura de las subestaciones de distribución que sirven al Distrito de Medellín.

Figura 8. Condición futura de las subestaciones de distribución



Además de revisar la condición de los transformadores de potencia de las subestaciones, se debe validar la cargabilidad de los circuitos de distribución. Los valores encontrados se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Condición futura de los circuitos de NT2 que sirven al Distrito

Subestación	Circuitos de NT2 que sirven al Distrito de Medellín	Circuitos de NT2 con cargabilidad adecuada	Circuitos de NT2 con cargabilidad crítica	Circuitos de NT2 con sobrecarga
SAN ANTONIO DE PRADO	5	5	0	0
POBLADO	12	4	8	0
ITAGÜÍ	3	2	1	0
ANCÓN SUR	0	0	0	0
ENVIGADO	3	1	2	0
GUAYABAL	35	7	18	10
MIRAFLORES	13	11	2	0
EL RODEO	13	11	2	0
BELEN	25	14	9	2
SAN DIEGO	26	16	10	0
CENTRAL	43	17	22	4
VILLA HERMOSA	14	10	4	0
COLOMBIA	18	11	7	0
PIEDRAS BLANCAS	21	21	0	0
CASTILLA	24	18	6	0
HORIZONTES	12	5	7	0
SAN CRISTOBAL	5	5	0	0
ZAMORA	13	12	1	0
CABANAS	2	2	0	0
TOTAL	287	172	99	16

Cuando se consideran los nuevos niveles de densidad propuestos en la actualización del POT, se concluye que algunas zonas de la red eléctrica necesitarán reforzarse si la demanda de energía aumenta como está previsto, incluyendo nuevas subestaciones eléctricas y nuevas redes de distribución que podrían ser canalizadas por el crecimiento urbanístico de la ciudad.

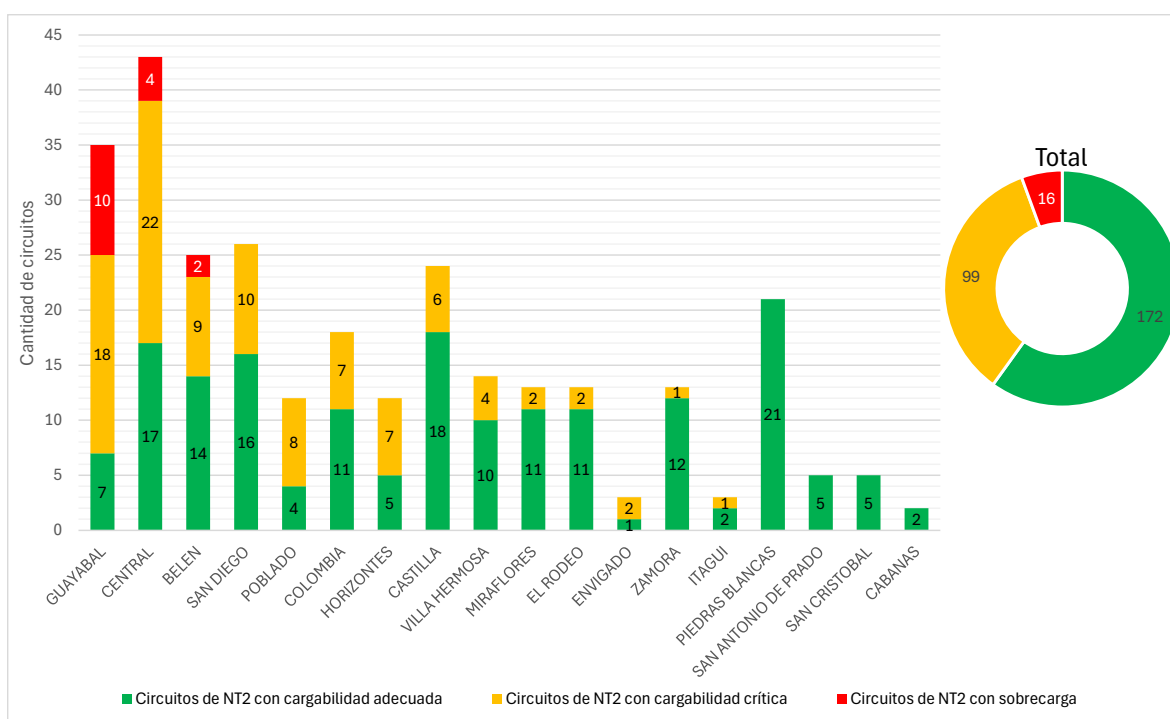
De los 287 circuitos eléctricos que abastecen al Distrito de Medellín (ver Tabla 2), se obtiene lo siguiente:

- El 60% (172 circuitos) presentaría una cargabilidad adecuada. Actualmente, los circuitos en buenas condiciones corresponden a un 89% (256), por lo que habría una reducción del 29%, es decir, habría menor cantidad de circuitos en óptimas condiciones de carga.

- El 34% (99 circuitos) presentaría un nivel de carga crítico, cuando actualmente, solo el 11% (31) de los circuitos presentan cargabilidades cerca del límite. Esto representa un aumento del 23%.
- El 6% (16 circuitos) se sobrecargarían, mientras que actualmente no se tiene ningún circuito en esta condición.

Nuevamente la subestación más afectada corresponde a Guayabal, donde se presentan 10 circuitos con sobrecarga y 18 circuitos con cargabilidad crítica. En segundo lugar, se encuentra la subestación Central que presenta 4 circuitos sobrecargados y 22 con cargabilidad crítica. Finalmente se encuentra la subestación Belén que presenta 2 circuitos sobrecargados y 9 con carga crítica.

Figura 9. Condición futura de los circuitos de nivel de tensión 2



Después de validar el aumento de densidades propuesto en la actualización del POT del Distrito de Medellín con la infraestructura eléctrica actual, se observan limitaciones técnicas en los transformadores de potencia de las subestaciones Guayabal, Central, Poblado, San Diego, Belén, Horizontes, Zamora, Envigado, Ancón Sur, Itagüí, Miraflores y San Antonio de Prado, y en circuitos de distribución de las subestaciones Guayabal, Central, Belén, San Diego, Poblado, Colombia, Horizontes y Castilla. Sin embargo, actualmente EPM tiene dentro de su portafolio de inversión varios proyectos que eliminan estas restricciones en el corto y mediano plazo, como se verá a continuación.

4. PROYECTOS FUTUROS DE AMPLIACIÓN Y EXPANSIÓN

Si bien EPM tiene dentro de su portafolio proyectos de infraestructura de varios tipos, a continuación, se relacionan únicamente los proyectos de ampliación y expansión que permiten aumentar la cobertura y la conexión de nuevos usuarios en el Distrito de Medellín.

4.1. Nueva subestación Industriales 110/44/13.2 kV

Descripción: el proyecto incluye la construcción de una nueva subestación eléctrica que se integrará al sistema de transmisión mediante la apertura de dos líneas de 110 kV. Desde esta subestación se derivarán redes de distribución a 13,2 kV, las cuales permitirán atender la demanda eléctrica de las zonas aledañas y fortalecer la confiabilidad del servicio en el sector.

La subestación eléctrica proyectada operará en tres niveles de tensión: 110 kV, 44 kV y 13,2 kV, y estará ubicada en el barrio Colombia. Utilizará tecnología encapsulada, lo que significa que sus equipos estarán integrados en módulos compactos, permitiendo ocupar un área reducida sin afectar su capacidad operativa. Es importante resaltar que la viabilidad otorgada para la implantación de esta nueva subestación, en un área cada vez más densamente poblada y con escasa disponibilidad de lotes, fue posible gracias a la articulación efectiva con el respectivo plan parcial, lo que permitió armonizar las necesidades de expansión de la infraestructura eléctrica con los instrumentos de gestión, reparto de cargas y beneficios del suelo. Esta coordinación interinstitucional facilitó la incorporación de la subestación como dotación esencial dentro del esquema urbanístico, garantizando tanto la prestación eficiente del servicio como la coherencia con el modelo de ocupación del territorio. Esta práctica de articulación entre la planificación del sistema eléctrico y los instrumentos de ordenamiento debe seguir capitalizándose y replicándose en otros sectores del territorio, especialmente en áreas con alta presión urbanística, para anticipar requerimientos de infraestructura y asegurar un desarrollo urbano sostenible y técnicamente soportado.

Esta infraestructura tendrá una capacidad inicial para atender una demanda de 45 MVA, con posibilidad de ampliación hasta aproximadamente 85 MVA a medida que crezcan los requerimientos de la zona.

Dado que se localizará en un entorno residencial, el diseño arquitectónico buscará armonizar con el paisaje urbano. Para ello, el edificio de control contará con elementos verdes y acabados que se integran visualmente al entorno.

Además, la subestación incorporará características sostenibles: se instalarán paneles solares para aprovechar energía renovable y se implementará un sistema de recolección de aguas lluvias, destinado a suplir los consumos internos de la instalación.

Adicionalmente, la subestación se conectará al sistema de transmisión de 110 kV a través de las líneas existentes en la zona y distribuirá energía para uso residencial mediante redes de 13,2 kV. Para realizar ambas conexiones, tanto las de transmisión como las de

distribución, será necesario construir canalizaciones subterráneas que permitan el ingreso de las líneas y redes a la subestación.

Con esta nueva subestación se fortalece el sistema para brindar mejor servicio a los clientes actuales y permitir la conexión de futuros en el área de influencia de las subestaciones Central, San Diego, Guayabal y Envigado.

Estado: Ejecución

Fecha de puesta en operación: diciembre 2026

4.2. Ampliación la subestación El Rodeo 110/44/13.2 kV

Descripción: este proyecto contempló la ampliación de la capacidad de la subestación Rodeo para atender una demanda de hasta 85 MVA aproximadamente; la construcción de una nueva línea de 1.9 km canalizada, diseñada para interceptar una de las líneas de 110 kV existentes en la zona y redes de distribución a 13,2 kV, que permitirán atender la demanda eléctrica de las zonas aledañas y fortalecer la confiabilidad del servicio en el sector.

La ampliación de la subestación y la nueva interconexión a nivel de 110 kV se pusieron en operación en 2023. Actualmente, continúan en construcción las obras relacionadas con las redes de distribución de 13,2 kV.

Con la ampliación de la subestación y las nuevas redes de distribución, se fortalece el sistema para brindar mejor servicio a los clientes actuales y permitir la conexión de futuros en el área de influencia de las subestaciones Belén, Guayabal, Poblado y Envigado.

Estado: Operación / Construcción

Fecha de puesta en operación: 2023/2026

4.3. Nueva salida de circuito subestación San Cristóbal 44/13.2 kV

Descripción: en la subestación San Cristóbal, se conectará un nuevo circuito que se configurará a partir de la reorganización de los circuitos existentes. Este nuevo circuito ayudará a distribuir mejor la carga eléctrica entre las diferentes zonas que atiende la subestación.

La implementación de este circuito, junto con otros ajustes que se harán en las redes cercanas, mejorará la operación del sistema y aumentará su confiabilidad. Debido a estas modificaciones, se evitarán interrupciones programadas que hoy se requieren cuando falla el transformador o la línea principal que alimenta la subestación, lo que beneficiará directamente la continuidad del servicio.

Estado: Ejecución

Fecha de puesta en operación: primer semestre 2026

4.4. Ampliaciones de las subestaciones Poblado, Cabañas e Itagüí

Descripción: las subestaciones Poblado, Itagüí y Cabañas serán intervenidas con el propósito de incrementar la demanda que puede ser atendida desde cada una de ellas. Actualmente, estas instalaciones operan con un sólo transformador, lo que limita su capacidad a 45 MVA en El Poblado e Itagüí, y a 7 MVA en Cabañas.

Con las ampliaciones previstas, cada subestación contará con mayor capacidad, pasando a 85 MVA en El Poblado e Itagüí y a 45 MVA en Cabañas. Esta expansión permitirá responder de manera más eficiente al crecimiento de la demanda eléctrica en sus áreas de influencia.

La intervención se complementará con la construcción de redes de distribución a 13,2 kV, orientadas a facilitar la atención de las zonas aledañas y a fortalecer la confiabilidad y continuidad del servicio en el sector.

Con la ampliación de la subestación y las nuevas redes de distribución, se fortalece el sistema para brindar mejor servicio a los clientes actuales y permitir la conexión de futuros en parte del área de influencia de las subestaciones San Diego, Guayabal, Poblado, Envigado, Itagüí, Castilla y Zamora.

Estado: Identificación

Fecha de puesta en operación: 2030

4.5. Nueva subestación Ayurá 110/44/13.2 kV

Descripción: el proyecto incluye la construcción de una nueva subestación eléctrica que se integrará al sistema de transmisión mediante la apertura de una línea de 110 kV. Desde esta subestación se derivarán redes de distribución a 13,2 kV, las cuales permitirán atender la demanda eléctrica de las zonas aledañas y fortalecer la confiabilidad del servicio en el sector.

La subestación eléctrica proyectada operará en tres niveles de tensión: 110 kV, 44 kV y 13,2 kV, y se proyecta ubicarla en el área comprendida entre la Loma del Chocho y la Loma del Esmeraldal, lo más cercana posible a la planta de potabilización La Ayurá de EPM.

Utilizará tecnología encapsulada, lo que significa que sus equipos estarán integrados en módulos compactos, permitiendo ocupar un área reducida sin afectar su capacidad operativa.

Esta infraestructura tendrá una capacidad inicial para atender una demanda de 45 MVA, con posibilidad de ampliación hasta aproximadamente 85 MVA a medida que crezcan los requerimientos de la zona.

La conexión en 110 kV requerirá la construcción de una línea aérea de aproximadamente 11 km, lo que implica la creación de un nuevo corredor de línea con su correspondiente servidumbre. Dadas las condiciones del territorio, posiblemente se requiera que los circuitos sean canalizados a la salida de la subestación.

Con la ampliación de la subestación y las nuevas redes de distribución, se fortalece el sistema para brindar mejor servicio a los clientes actuales y permitir la conexión de futuros en parte del área de influencia de las subestaciones Poblado, Envigado y Miraflores.

Estado: Formulación

Fecha de puesta en operación: 2031

4.6. Modernización de las subestaciones San Diego, Poblado y Villa Hermosa

Descripción: se realizará la modernización de los equipos actuales de las subestaciones San Diego, Poblado y Villa Hermosa, dado que han alcanzado el final de su vida útil técnica. Estas subestaciones cuentan con tecnología encapsulada, y la reposición se efectuará conservando este mismo tipo de tecnología.

La modernización de los equipos permitirá mejorar la confiabilidad y la eficiencia operativa del sistema, aportando a la consolidación de los servicios públicos domiciliarios y optimizando la calidad en la prestación del servicio.

Estado: Formulación

Fecha de puesta en operación: 2029-2031

4.7. Nuevas subestaciones San Antonio de Prado 110/44/13.2 kV y San Cristóbal 110/44/13.2 kV

Descripción: los corregimientos de San Antonio de Prado y San Cristóbal están experimentando un crecimiento urbanístico significativo. Este desarrollo se monitorea de manera permanente, ya que el aumento en la demanda de energía podría justificar, en el futuro, un cambio en el nivel de tensión de las subestaciones que actualmente los abastecen.

Aunque el seguimiento continúa, los análisis preliminares indican que este ajuste sería un proyecto a largo plazo, pero con una alta probabilidad de desarrollarse si las tendencias de crecimiento se mantienen.

Estado: Iniciativa

Fecha de puesta en operación: 2034

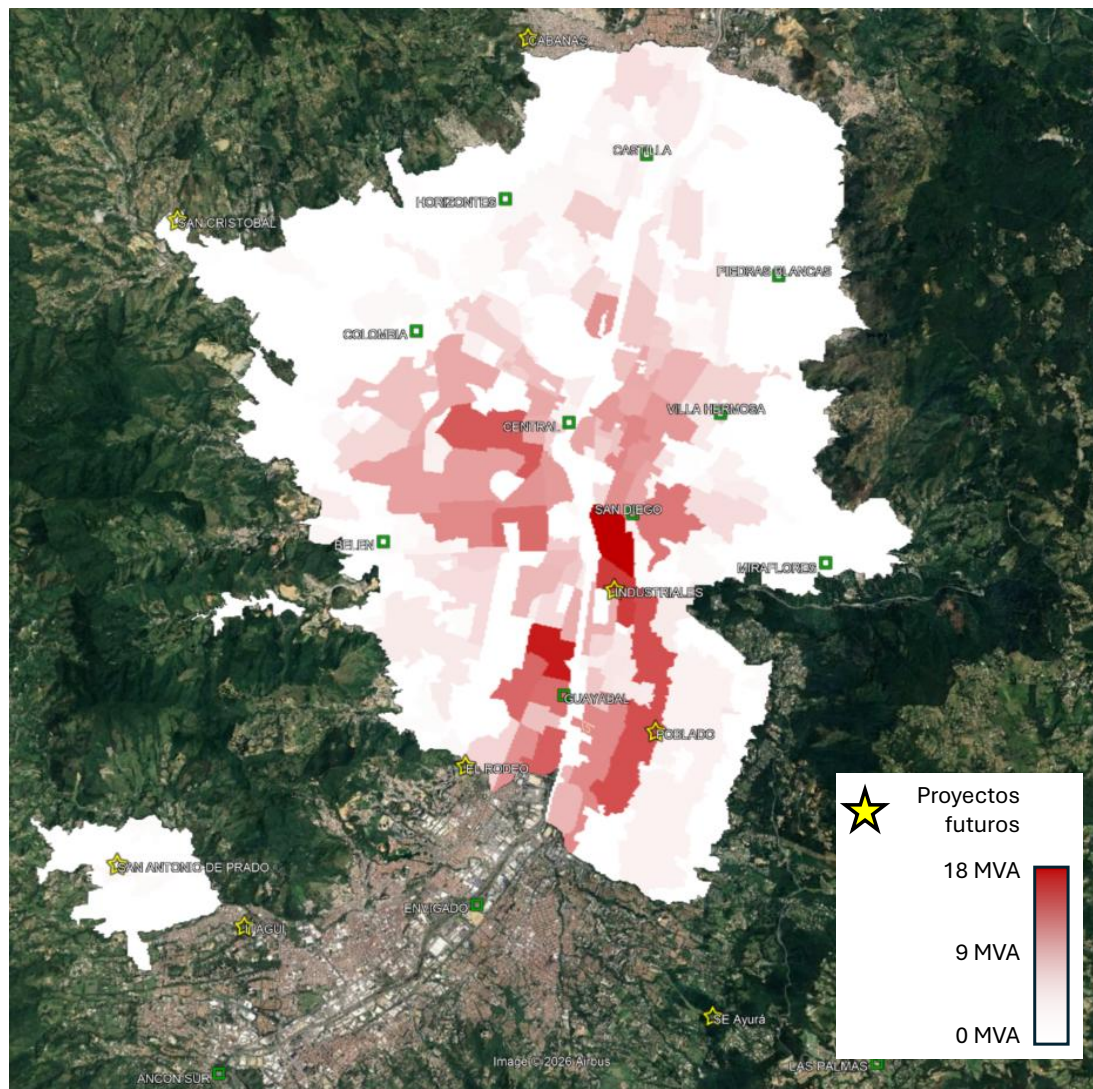
4.8. Nuevas subestaciones

Si bien los proyectos de expansión actualmente definidos por EPM permiten atender el crecimiento de la demanda previsto en el corto y mediano plazo, desde una perspectiva de planeación eléctrica de largo plazo debe considerarse que, conforme se consolide el desarrollo urbano y aumenten los niveles de carga en los circuitos asociados, podría llegar a requerirse la incorporación de nuevas subestaciones de distribución, especialmente en los sectores denominados Z3 o Z6, que aún no están contempladas en la planeación de EPM. Esta eventual necesidad dependerá de la evolución real de la demanda, los perfiles de consumo, los factores de simultaneidad y los márgenes de confiabilidad exigidos por la

regulación vigente, por lo que resulta técnicamente prudente preservar en dichos sectores las condiciones territoriales que permitan, de ser necesario, la futura localización e implementación de esta infraestructura estratégica.

Adicionalmente, es fundamental que la ubicación de nueva infraestructura no quede condicionada por categorías de uso del suelo ni por normas urbanísticas que la excluyan de áreas identificadas como espacio público o suelo urbanizable de cualquier uso. Habilitar su localización en cualquier categoría o tipo de uso del suelo permitirá garantizar que, en el largo plazo, EPM pueda construir la infraestructura requerida para atender la totalidad de las densidades habitacionales proyectadas, así como innovar e implementar nuevos modelos de infraestructura eléctrica y optimizar el aprovechamiento del suelo. Por último, es relevante que los planes parciales contemplen zonas para el emplazamiento de infraestructura de servicios públicos en aras de ayudar a viabilizar y desarrollar los diferentes territorios.

Figura 10. Proyectos futuros de ampliación y expansión



5. CONCLUSIONES

- Actualmente EPM cuenta con 19 subestaciones y 287 circuitos de 13.200 V que sirven a los usuarios del Distrito de Medellín. De estas subestaciones, 13 presentan una cargabilidad menor al 70%, lo que les permite operar dentro de un rango adecuado para atender su propia demanda y cubrir la demanda de las subestaciones aledañas cuando se presenta una contingencia, manteniendo adecuados niveles de confiabilidad y calidad del servicio; mientras que las subestaciones Poblado, Envigado, Guayabal, Ancón Sur, Itagüí y Zamora presentan cargabilidades entre el 70% y el 80%. EPM viene desarrollando varios proyectos de infraestructura que permitan disminuir la cargabilidad de estas subestaciones por debajo del 70%.
- De acuerdo con el aumento de densidades y el margen de crecimiento en cada uno de los polígonos propuestos en la actualización del POT del Distrito de Medellín, se observa un potencial de 630.050 nuevas viviendas que representan una demanda eléctrica de 471,5 MW. Esto equivale a un aumento del 48% de la demanda de potencia del Distrito de Medellín.
- Aproximadamente el 70% de la demanda de potencia adicional que se espera en el Distrito de Medellín se concentra en polígonos que hoy son atendidos desde las subestaciones Central, Guayabal y San Diego.
- Después de validar el aumento de densidades propuesto en la actualización del POT del Distrito de Medellín con la infraestructura eléctrica actual, se observan limitaciones técnicas en los transformadores de potencia de las subestaciones Guayabal, Central, Poblado, San Diego, Belén, Horizontes, Zamora, Envigado, Ancón Sur, Itagüí, Miraflores y San Antonio de Prado, y en circuitos de distribución de las subestaciones Guayabal, Central, Belén, San Diego, Poblado, Colombia, Horizontes y Castilla.
- Actualmente EPM tiene dentro de su portafolio de inversión varios proyectos en el Distrito de Medellín que permiten la atención de la demanda en el corto y mediano plazo. Sin embargo, el sistema se debe fortalecer para atender la demanda del largo plazo considerando la infraestructura actual, los proyectos planeados y el seguimiento al crecimiento de demanda que realiza EPM anualmente basado en la información de incremento de densidades de la actualización en curso del POT.

6. SEÑALES ADICIONALES

Es importante mencionar que el cálculo de potencia adicional considerado en los análisis corresponde a una estimación basada en el consumo actual de una vivienda. Sin embargo, estos valores pueden variar en función de cambios en el comportamiento de la demanda, asociados especialmente a la masificación de tecnologías que modifican considerablemente el consumo de energía eléctrica, como la movilidad eléctrica individual o la instalación de paneles solares en edificaciones residenciales.

Para la infraestructura de energía eléctrica (líneas de transmisión o distribución y subestaciones) se debe cumplir con los anchos de servidumbre y las distancias de

seguridad establecidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico. Se debe indicar en el POT que los proyectos del Sistema de Transmisión Regional – STR y el Sistema de Distribución Local – SDL, deben cumplir con las especificaciones técnicas y de seguridad definidas en el RETIE.

Es importante mencionar que se considera técnicamente inconveniente que en la actualización del Plan de Ordenamiento Territorial se establezca un retiro obligatorio de 100 metros entre subestaciones de distribución y zonas de vivienda, ya que esta medida no se encuentra alineada con la normativa técnica vigente ni con los estándares nacionales e internacionales de diseño y operación segura de subestaciones, los cuales garantizan que estas instalaciones cumplen límites estrictos de seguridad eléctrica, niveles de ruido y campos electromagnéticos dentro de rangos permitidos para zonas urbanas. Imponer un retiro de tal magnitud en un entorno urbano consolidado reduciría de manera significativa la disponibilidad de predios técnicamente viables, incrementaría los costos de expansión del sistema y dificultaría la construcción de nuevas subestaciones estratégicamente ubicadas cerca de los centros de carga, lo cual es fundamental para garantizar la calidad, continuidad y confiabilidad del servicio, minimizar pérdidas técnicas y atender el crecimiento de la demanda. En consecuencia, una restricción generalizada de 100 metros podría comprometer la planeación eficiente de la infraestructura eléctrica y, paradójicamente, afectar la adecuada prestación del servicio público domiciliario en el largo plazo.

En general, desde la perspectiva de la prestación de los servicios públicos domiciliarios, no es conveniente que los Planes de Ordenamiento Territorial (POT) establezcan restricciones técnicas adicionales o diferentes a las ya definidas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), dado que este constituye el marco normativo nacional unificado en materia de seguridad eléctrica, calidad, confiabilidad y compatibilidad con la infraestructura energética. El RETIE ha sido estructurado con base en criterios técnicos, estudios de riesgo, estándares internacionales y principios de seguridad pública, por lo que introducir exigencias divergentes a nivel distrital puede generar inseguridad jurídica, sobre costos en los proyectos, retrasos en la expansión de redes y barreras para la electrificación eficiente del territorio. Además, la coexistencia de normas locales frente a un reglamento técnico de carácter nacional puede afectar la interoperabilidad de los sistemas eléctricos, dificultar la labor de los operadores de red y comprometer la adecuada prestación del servicio público de energía, cuya regulación debe mantenerse bajo principios de uniformidad técnica y jerarquía normativa.

En ese sentido, si el POT considera pertinente hacer referencia al RETIE, se recomienda que dicha incorporación se realice de manera textual y expresa, mediante remisión directa a su contenido vigente, evitando reinterpretaciones, resúmenes o adaptaciones que puedan desnaturalizar su alcance técnico. La transcripción fiel o la referencia explícita a su versión actual garantiza coherencia normativa, reduce riesgos de ambigüedad en la aplicación y previene conflictos entre autoridades locales, operadores de red y desarrolladores de

proyectos, asegurando que el marco técnico aplicable sea claro, uniforme y alineado con la regulación nacional.

Adicionalmente, se propone que la localización y diseño de subestaciones de distribución eléctrica se puedan integrar estratégicamente con equipamientos públicos colectivos compatibles, tales como bibliotecas, centros administrativos, parques urbanos, espacios de deporte y recreación y en general espacio público, bajo estrictos criterios de seguridad, accesibilidad y armonización paisajística. Esta integración contempla soluciones arquitectónicas que mitigan impactos visuales y acústicos, así como esquemas de servidumbre y franjas de aislamiento normativo que garantizan la protección de la comunidad. Todo lo anterior debe desarrollarse en estricto cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), asegurando que las distancias de seguridad, niveles de aislamiento, sistemas de puesta a tierra y demás requisitos técnicos y constructivos se ajusten a la normativa vigente. De esta manera, la infraestructura de prestación de servicios públicos deja de concebirse como un elemento aislado y se articula funcionalmente al tejido urbano, optimizando el uso del suelo, reduciendo conflictos por localización y fortaleciendo la eficiencia del sistema eléctrico dentro de un modelo de ciudad compacta y sostenible.

Es importante que se establezca con claridad que, cuando se presenten intervenciones de modernización, repotenciación o ampliación de subestaciones existentes por el incremento de demanda por el aumento de densidades propuestas, estas deben ser priorizadas dentro de la planificación territorial, aun cuando puedan generar incrementos puntuales en los niveles de ruido. En estos casos, debe reconocerse que se trata de infraestructuras estratégicas que cuentan con uso del suelo previamente definido y consolidado, y cuya función es esencial para la continuidad y calidad del servicio público domiciliario de energía.

Asimismo, el POT debería precisar que, en situaciones donde desarrollos de vivienda hayan sido construidos con posterioridad a la implantación de la subestación, el análisis de conflicto debe considerar el principio de preexistencia de la infraestructura eléctrica. Esto permitiría dar mayor seguridad jurídica y técnica a las intervenciones necesarias para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico, evitando que procesos de expansión urbana posteriores limiten la operación de equipamientos estratégicos.

Por último, se recomienda explorar la posibilidad de incorporar los corredores de servicios públicos en la actualización del POT, dado que constituyen una herramienta estratégica para garantizar la continuidad, expansión y modernización de redes de energía, acueducto, alcantarillado, telecomunicaciones y gas. La delimitación anticipada de estos corredores permite optimizar la localización de infraestructuras lineales, reducir conflictos por uso del suelo, minimizar costos asociados a servidumbres y reubicaciones futuras, y mejorar la confiabilidad y calidad del servicio para la comunidad. Además, facilitan la coordinación interinstitucional, promueven un desarrollo urbano más ordenado y sostenible, y fortalecen la resiliencia del territorio frente a procesos de crecimiento demográfico y cambio climático, asegurando que la infraestructura esencial acompañe de manera eficiente la dinámica de expansión urbana

7. DISPONIBILIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA

Se confirma la disponibilidad del servicio público de energía para atender el aumento de densidades habitacionales propuesto en la actualización del POT en todos los polígonos. No obstante, dicha disponibilidad está condicionada al cumplimiento de dos aspectos normativos fundamentales:

- **Eliminación de la propuesta de la actual revisión de incluir un retiro obligatorio de 100 metros entre subestaciones de distribución y sectores residenciales:** Esta exigencia resulta inviable en el contexto del suelo urbano de Medellín, dado que su patrón de desarrollo consolidado y su mezcla de usos impiden disponer de suelo libre a esa distancia en las áreas donde se proyecta el mayor incremento de demanda del servicio. **Mantener esta restricción comprometería la capacidad de EPM para identificar y gestionar predios potenciales para la disposición de subestaciones. Solicitamos que la normativa que se expida y que sea aplicable se rija estrictamente con la aplicación del RETIE (Resolución 40117 de 2024) o aquellas que la complementen o sustituyan.**
- **Localización flexible de subestaciones de energía:** La ubicación de esta infraestructura no debe quedar condicionada por categorías de uso del suelo ni por normas urbanísticas que la excluyan de áreas identificadas como espacio público o suelo urbanizable de cualquier uso. Habilitar su localización en cualquier categoría o tipo de uso del suelo permitirá garantizar que, en el largo plazo, EPM pueda construir la infraestructura requerida para atender la totalidad de las densidades habitacionales proyectadas, así como innovar e implementar nuevos modelos de infraestructura eléctrica y optimizar el aprovechamiento del suelo.