



asociación iberoamericana de entidades
reguladoras de la energía

associação iberoamericana de entidades
reguladoras da energia



Planificación integrada de la electrificación por extensión de redes, microrredes y sistemas aislados

Bloque 3, Panel IV. Planificación energética y electrificación de zonas rurales aisladas

UNIVERSAL ENERGY ACCESS LAB MIT&IIT-COMILLAS



IIT
INSTITUTO DE
INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICA



**Massachusetts
Institute of
Technology**

Andrés González García

Affiliate Researcher
correo-e: andresgg@mit.edu

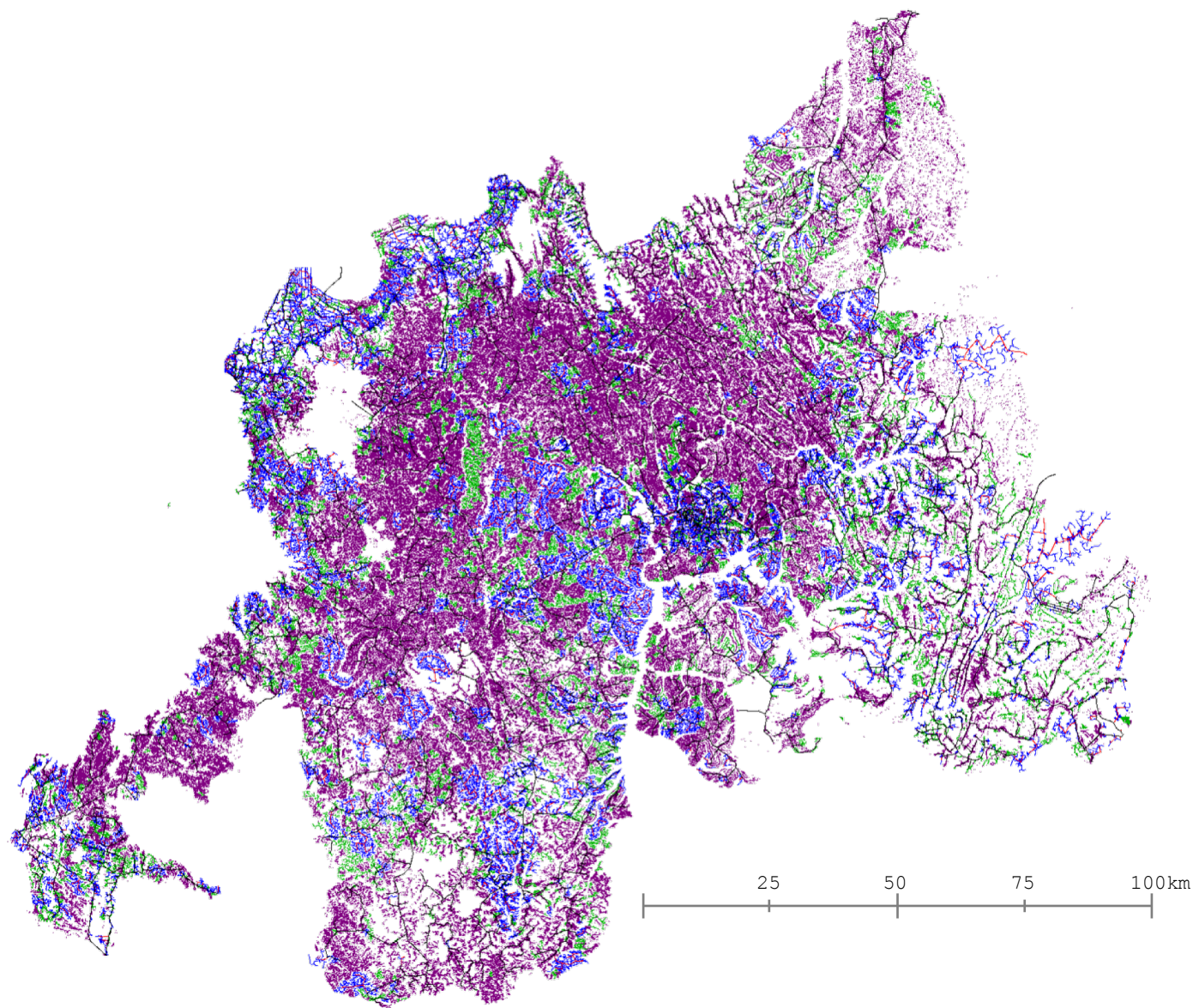
Fecha 18 de junio de 2019

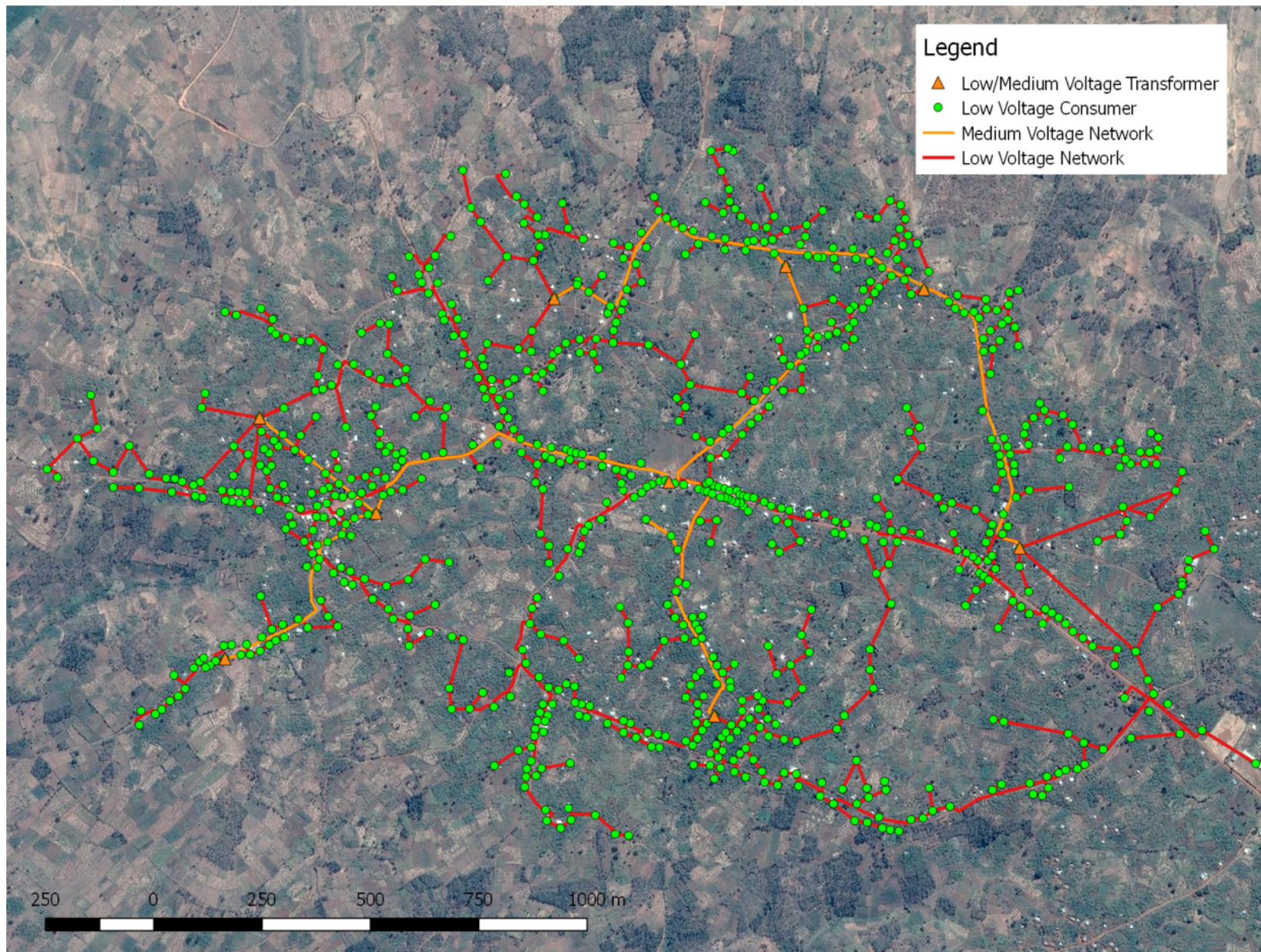
Universal Energy Access Lab

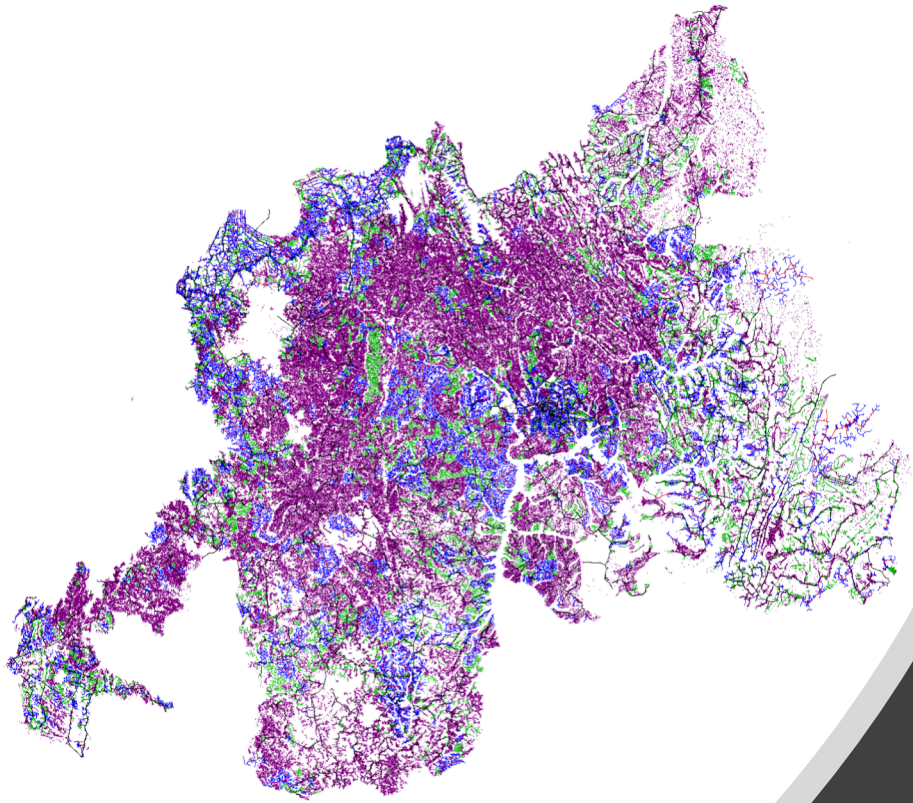
Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative MIT & Universidad Pontificia Comillas.
Instituto de Investigación Tecnológica IIT-Comillas



- Extensión 33kV
- Extensión 400V
- Microgrid 33kV
- Microgrid 400V
- Sistemas Aislados (kits)







Planificación integrada
de la electrificación de
mínimo coste

Modos y diseño de
sistemas eléctricos
grid & off-grid

El punto de partida es el estado actual de electrificación y la demanda

- Casas, edificios comerciales, comunitarios y productivos, y otras cargas ya electrificadas
 - Localización, modo de electrificación (conectados a la red, microrredes o sistemas aislados en CC o CA), calidad y costo del servicio, demanda actual y a futuro
- Casas, edificios y otras cargas no electrificados
 - Localización, demanda presente y estimada en el futuro (restricciones de asequibilidad, calidad de servicio, coste de energía no suministrada y de tecnologías de electrificación)

...& las condiciones presentes de suministro

- Diseño y características técnico-económicas de la red de distribución existente
 - Diseño de la red por niveles de tensión, precio de la energía de red, calidad de servicio
 - Código y catálogo de los componentes de la red (características eléctricas, capacidad máxima), costes (inversión, operación y mantenimiento) y pérdidas técnicas
- Información sobre el sistema eléctrico aguas arriba (esto depende en gran medida del estado de electrificación del país)
 - Capacidad de generación necesaria para conectar nueva demanda a la red
 - Refuerzos en transporte que puedan ser necesarios

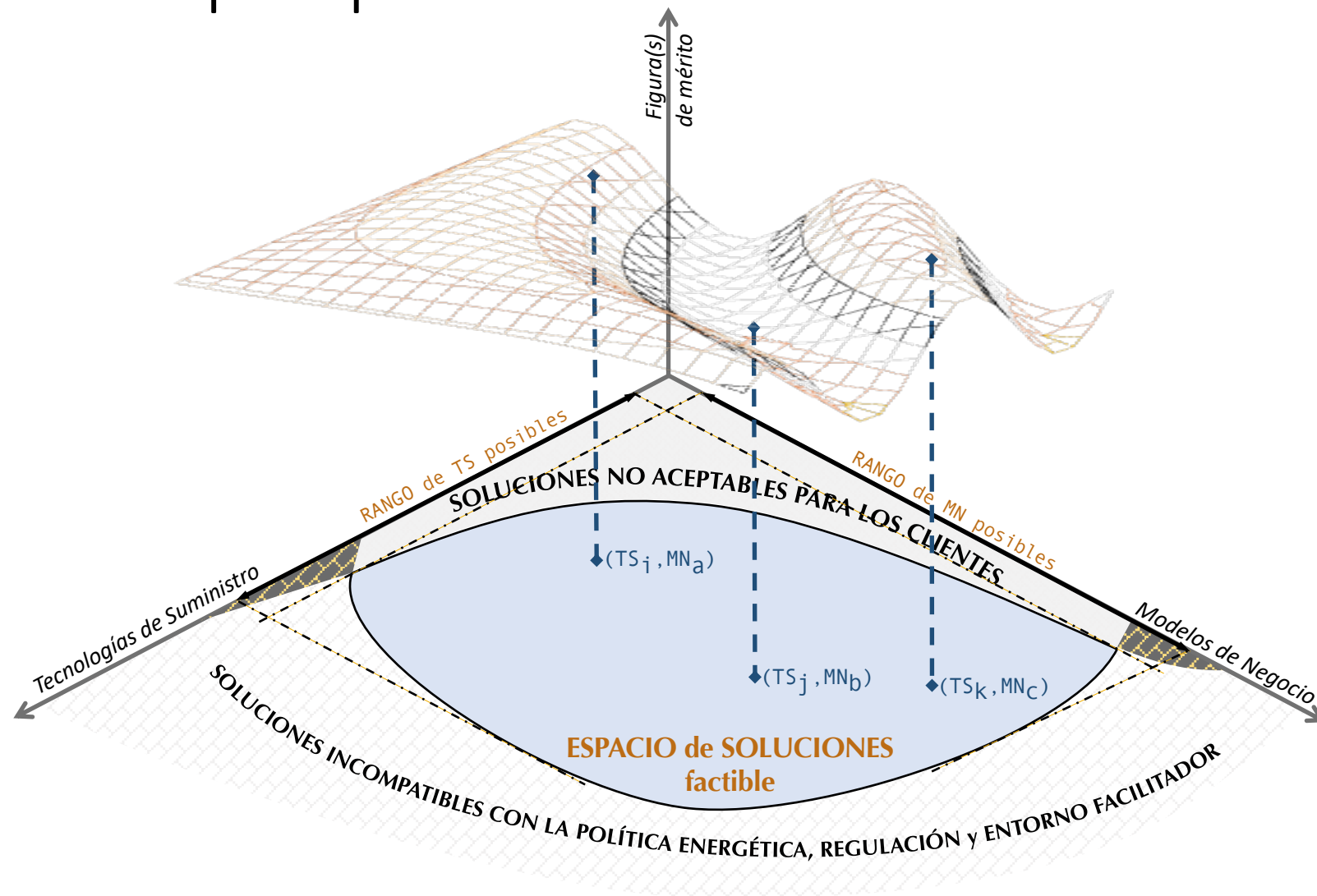
El Objetivo del Plan

- Desde una perspectiva técnico-económica, el objetivo es proveer de servicio eléctrico tanto a los consumidores electrificados y no electrificados, al mínimo coste y con un nivel de calidad de servicio adecuado.
- El plan debe especificar la hoja de ruta para la transición del estado actual (no deseable) al sistema eléctrico futuro (con las características deseadas)

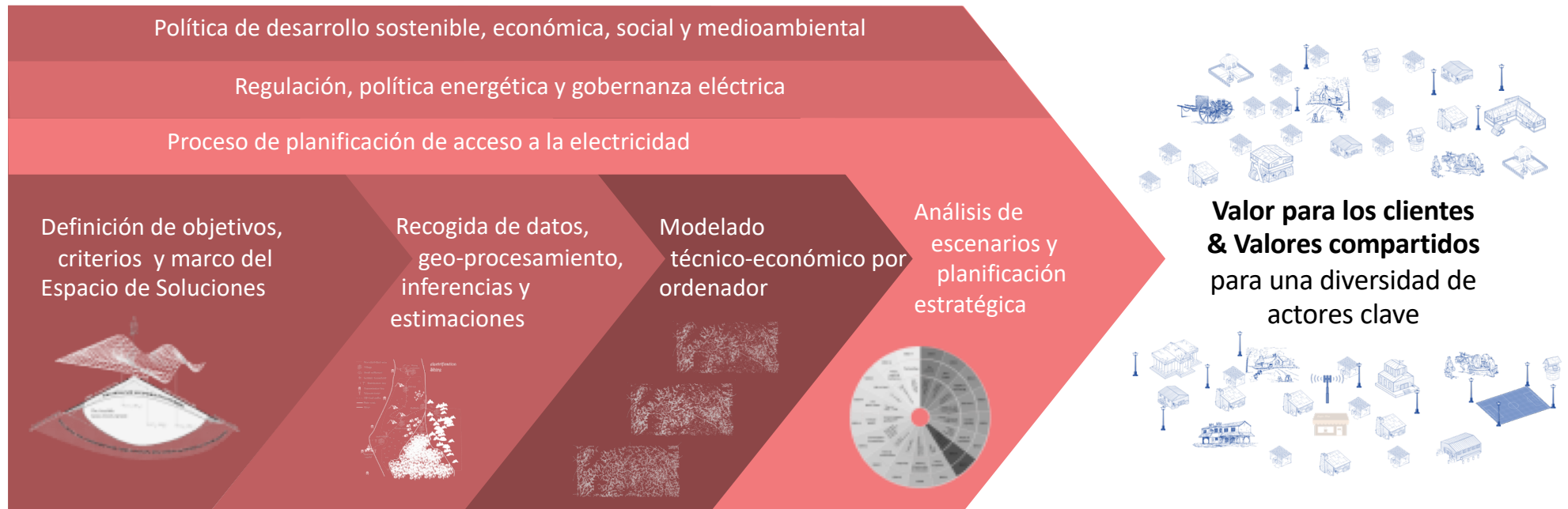
¿Cómo saber si un plan es mejor que otro?

- Una o múltiples figuras de mérito (multicriterio) recogen las preferencias por una solución u otra
 - El coste de suministro es el criterio más común (frecuentemente la única) pero debe incorporar al menos la calidad de servicio, y atender a consideraciones sociales y medioambientales
 - debemos utilizar algún método de búsqueda de entre los planes posibles (el “espacio de soluciones”) para determinar el plan de electrificación de mínimo coste
- El plan debe determinar el coste de servicio (eficiente) rigurosamente. Por esto es adecuado el uso de modelos a gran escala de ordenador para el apoyo a la toma de decisiones
- Los planes deben ser estables, para permitir la realización de inversiones, pero también flexibles y ampliables en respuesta a entornos dinámicos en desarrollo

La perspectiva técnico-económica



El proceso de planificación

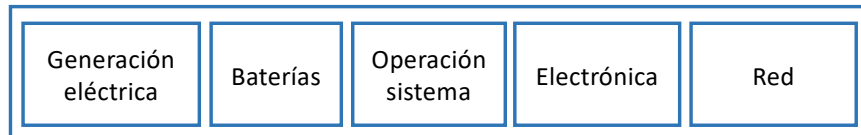


Recopilación, inferencia y georreferenciación de datos de entrada

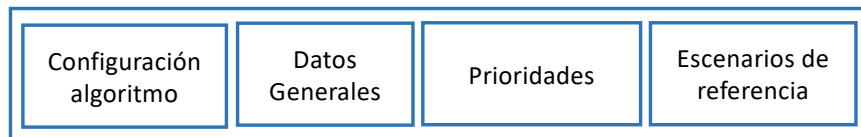
Datos Locales



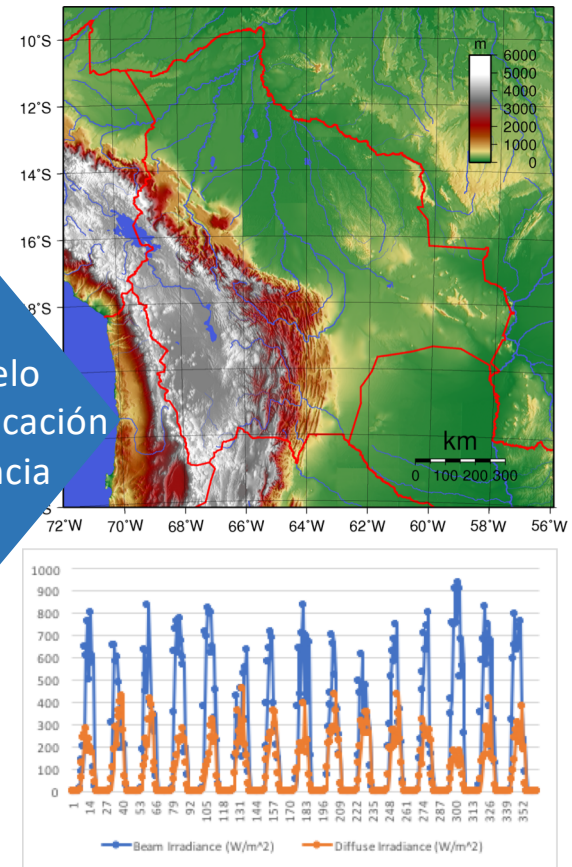
Equipo

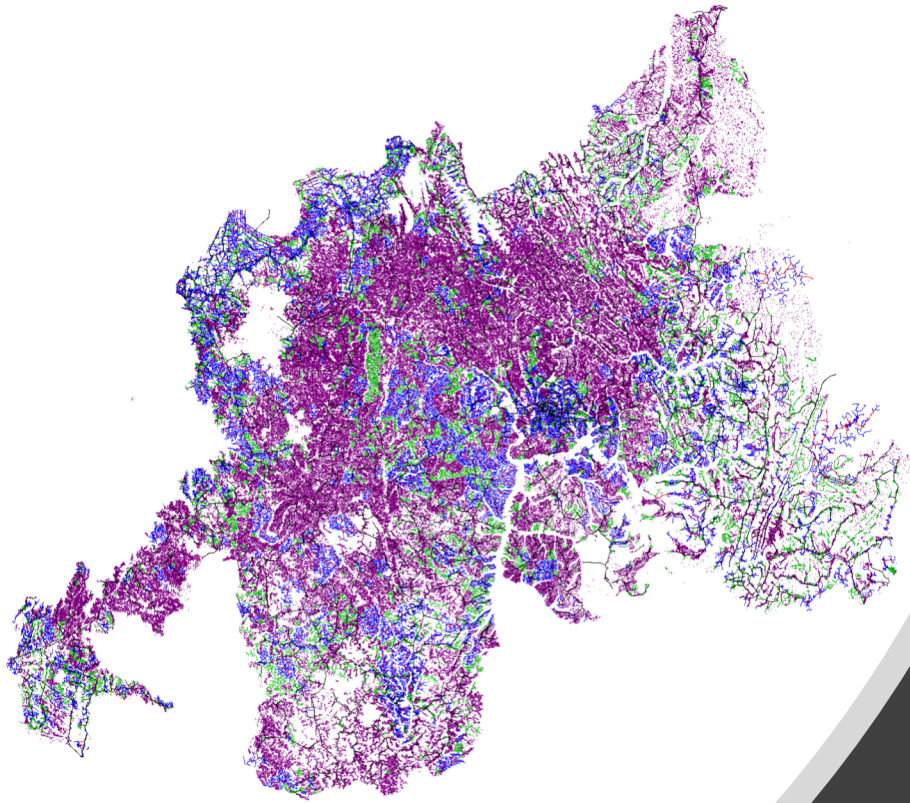


Preferencias usuario



REM Modelo de Electrificación de Referencia



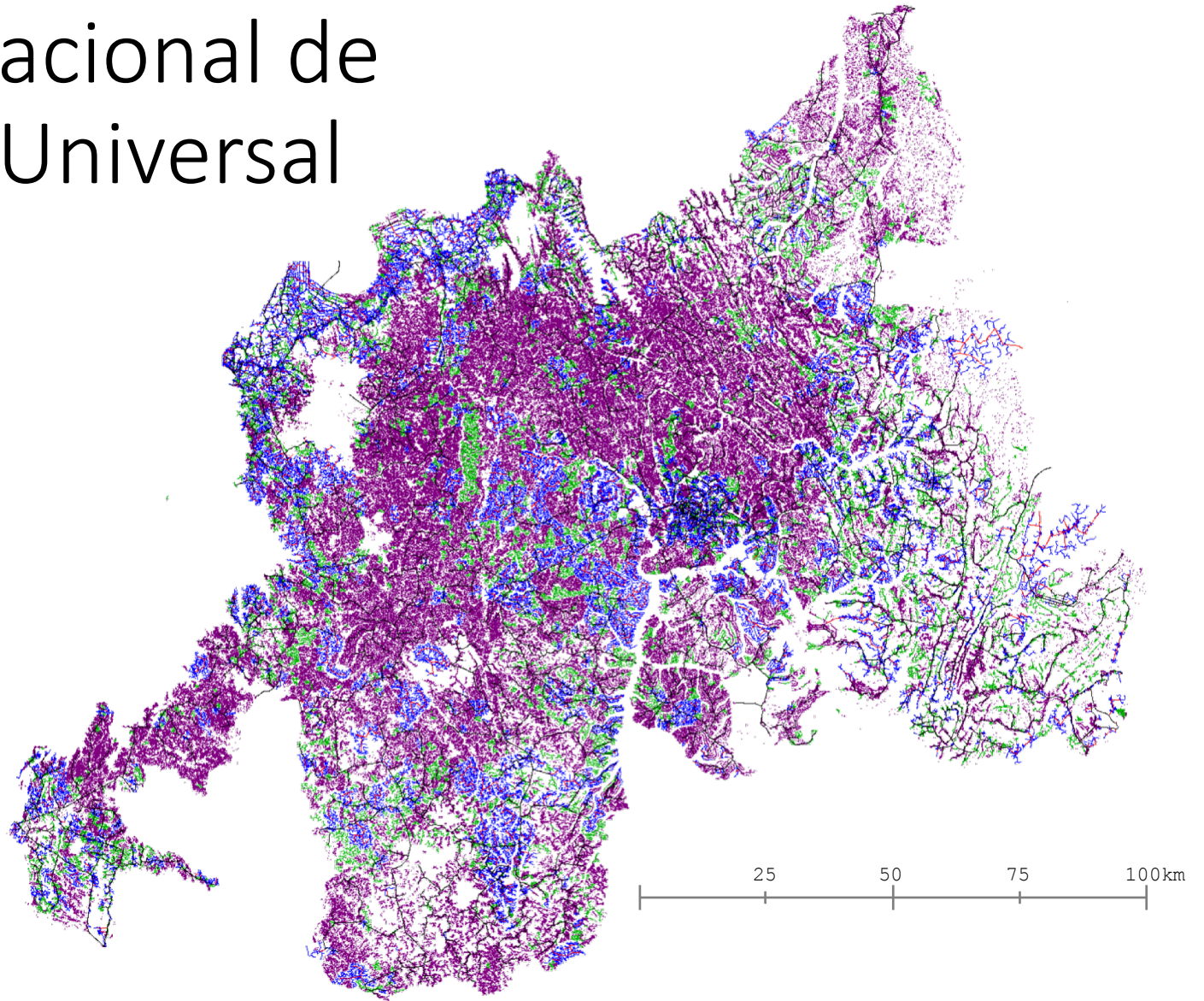


Planificación integrada de
la electrificación de
mínimo coste

Uso de modelos a gran
escala por ordenador
para la ayuda a la
decisión

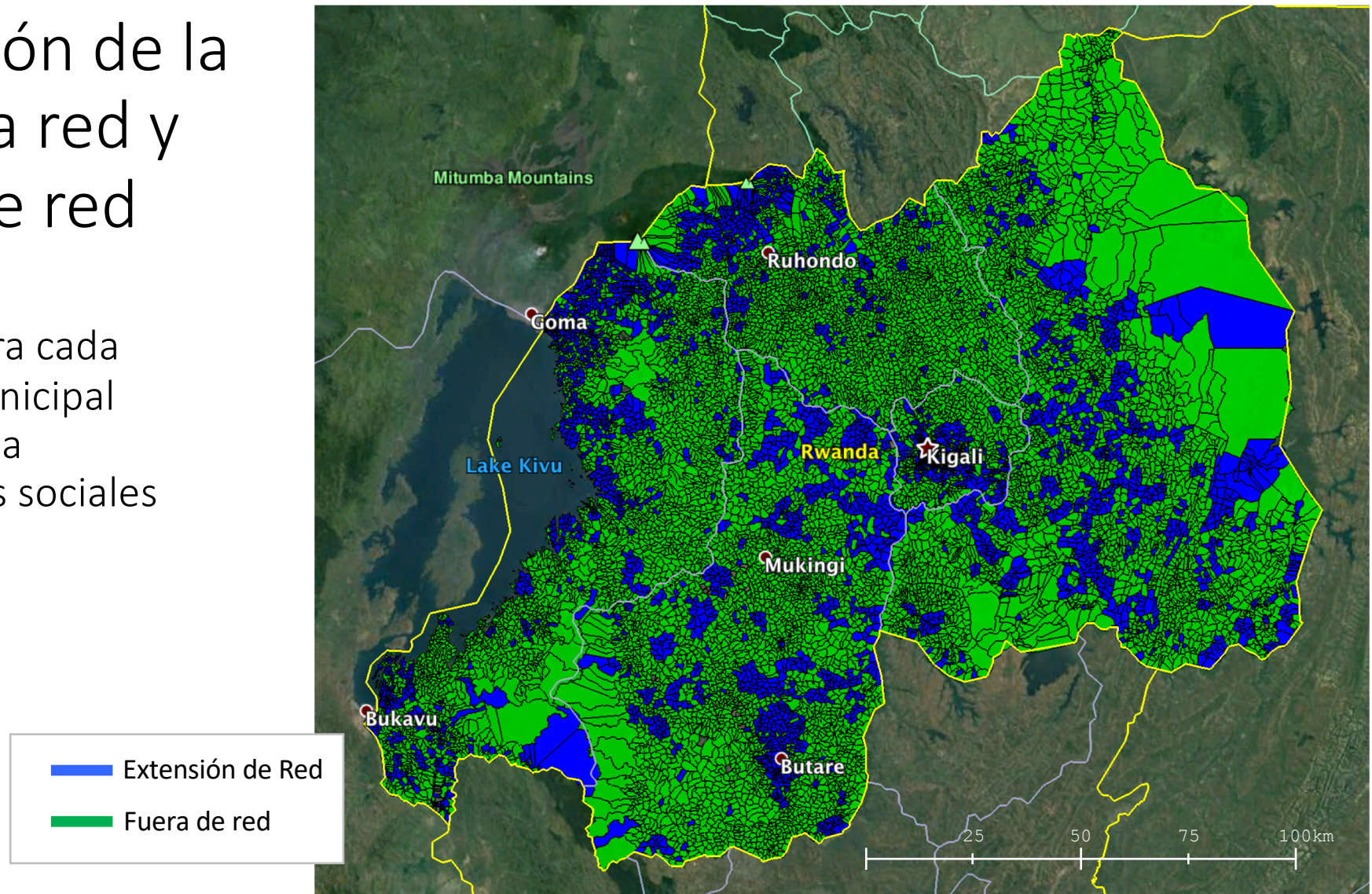
Ruanda Plan Nacional de Electrificación Universal 2024

- Extensión 33kV
- Extensión 400V
- Microgrid 33kV
- Microgrid 400V
- Sistemas Aislados (CA y CC)



Definición de la frontera red y fuera de red

Definida para cada término municipal atendiendo a preferencias sociales



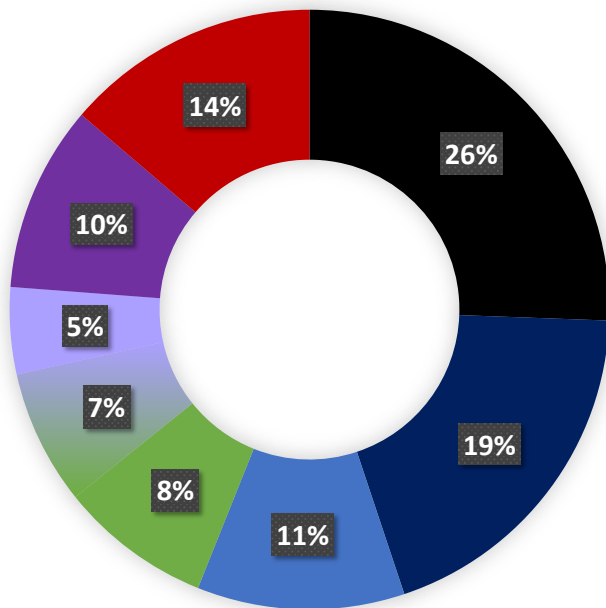
Suministro eléctrico a medida
para una diversidad de
consumidores
Coste de conexión por cliente (medio)

REM type	Customer type	Power (kWp) year 7	GE Investment cost per customer	GE Investment cost per kWp (year 7)
Customer_type1	Airport	10,552.52	25,847,150	2449.38
Customer_type2	Cell office	3.52	8,616	2449.38
Customer_type3	Coffee washing station	2.64	6,462	2449.38
Customer_type4	Health center	3.17	7,754	2449.38
Customer_type5	Health post	1.76	4,308	2449.38
Customer_type6	IDP Model Village (avg.)	22.86	56,002	2449.38
Customer_type7	Irrigation pumping	5,276.26	12,923,575	2449.38
Customer_type8	Markets	14.07	34,463	2449.38
Customer_type9	Milk collection center	2.46	6,031	2449.38
Customer_type10	Mining	43.97	107,696	2449.38
Customer_type11	Preprimary school	0.70	1,723	2449.38
Customer_type12	Primary school	0.70	1,723	2449.38
Customer_type13	Secondary school	2.29	5,600	2449.38
Customer_type14	Sector Office	2.46	6,031	2449.38
Customer_type15	Tea Factory	6,683.26	16,369,862	2449.38
Customer_type16	Technical Schools	45.73	112,004	2449.38
Customer_type17	Telecom Tower	492.45	1,206,200	2449.38
Customer_type18	Universities and Institutes	228.64	560,022	2449.38
Customer_type19	VTC	492.45	1,206,200	2449.38
Customer_type20	Water pumping stations	70.35	172,314	2449.38
Customer_type21	Residential 10W	0.018	43.08	2449.38
Customer_type22	Residential 50W	0.088	215.39	2449.38

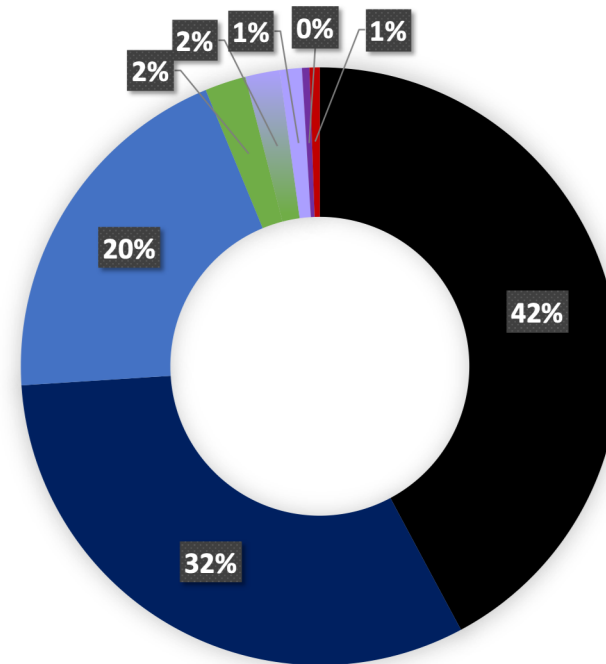
Mix de modos de electrificación y suministro de energía

Proporción de clientes y de consumo energético

Proporción de clientes
por modo de electrificación



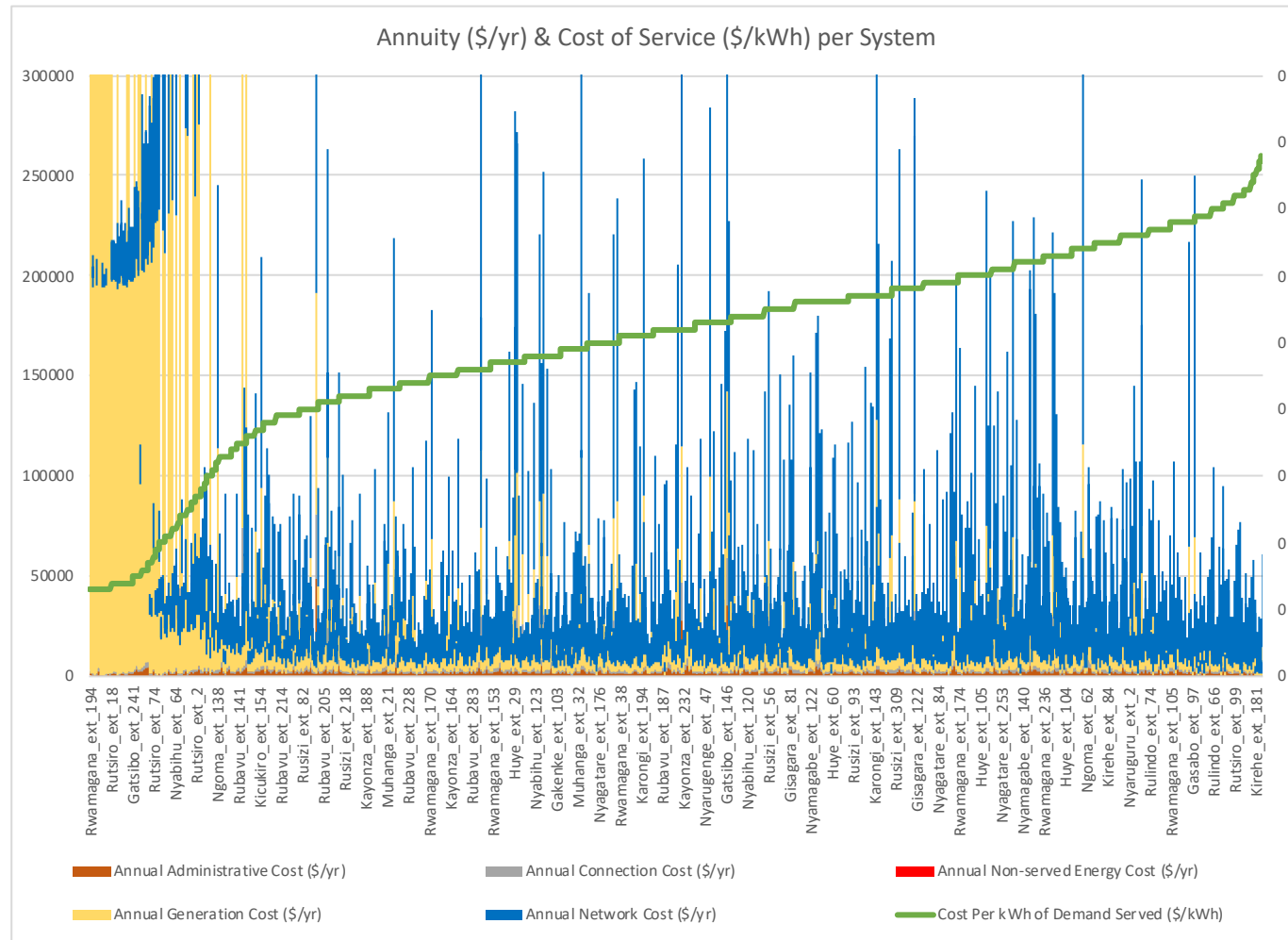
Demanda de energía
por modo de electrificación



- Grid-Standard Electrified 2019
- Grid-Standard Fill-in 2024
- Grid-Standard Extension RCS
- Grid-Standard Microgrids RCS
- Off-Grid (SAS or MG) RCS
- Off-Grid (only SAS) RCS
- Off-Grid (Existing 2019)
- Off-Grid (HRZ)

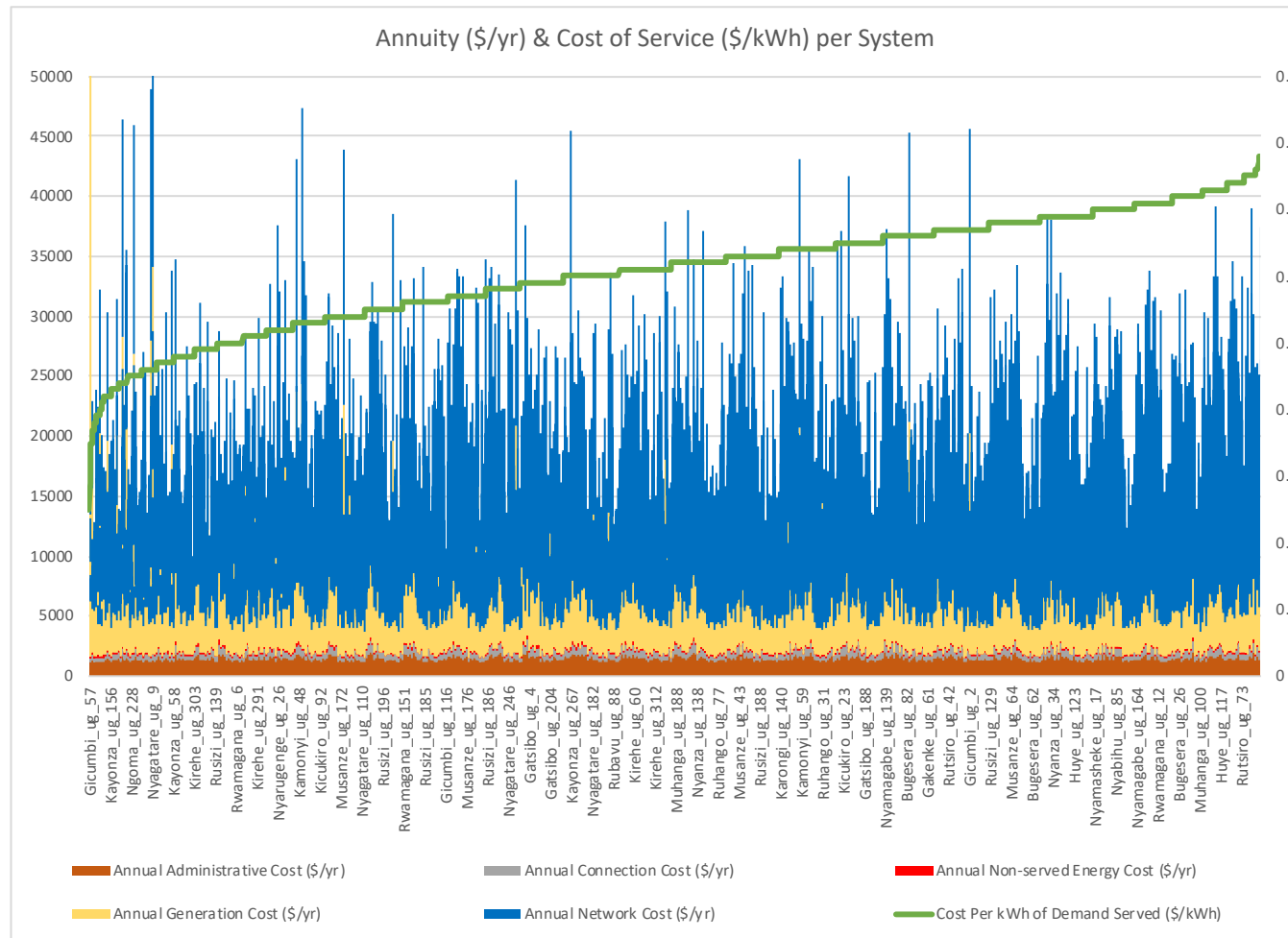
Planificación e implementación (1/2)

Portfolio de proyectos de extensión de red y costs unitarios

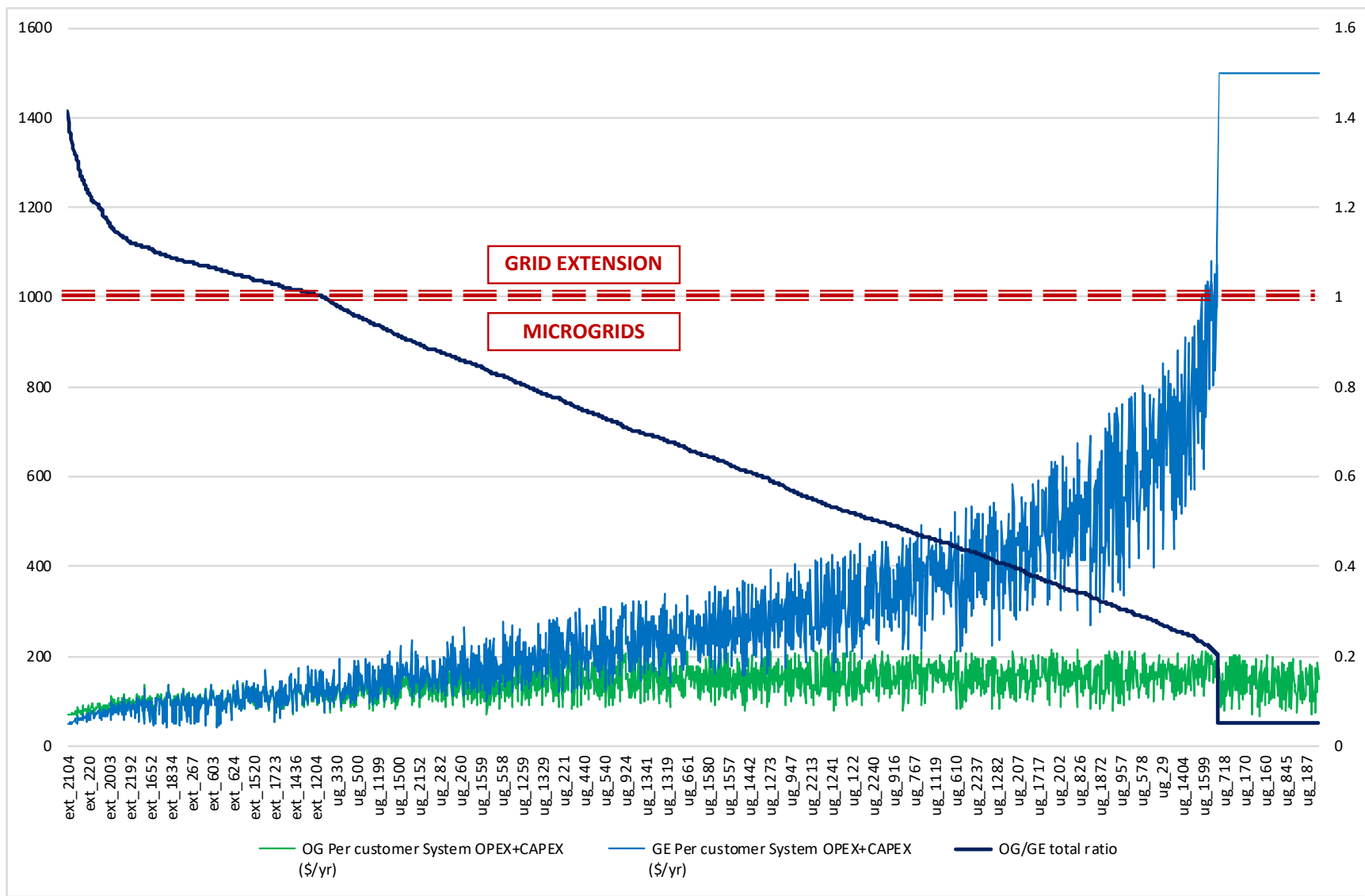


Planificación e implementación (2/2)

Porfolio de proyectos de microrredes y costes unitarios

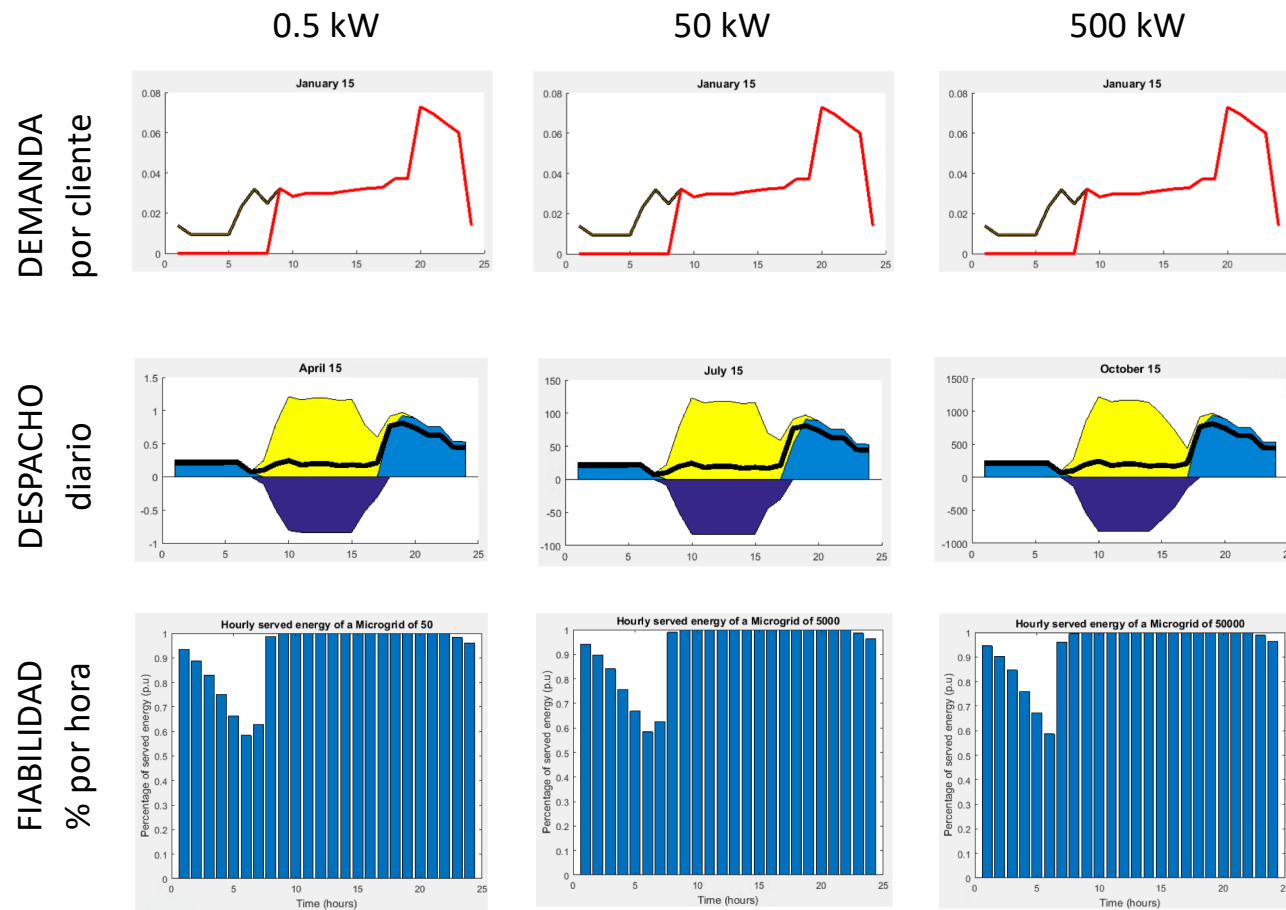


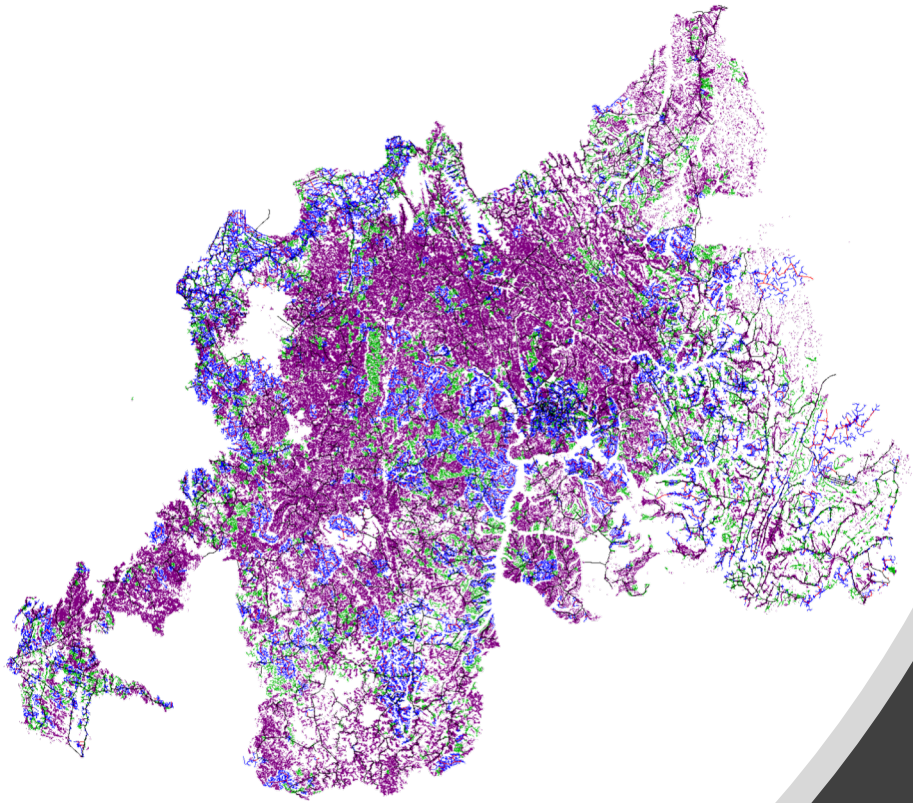
Detalle de costes extensión de red vs. microrredes



Fiabilidad de suministro y servicios críticos

Muestras de generación de microrredes y despachos horarios



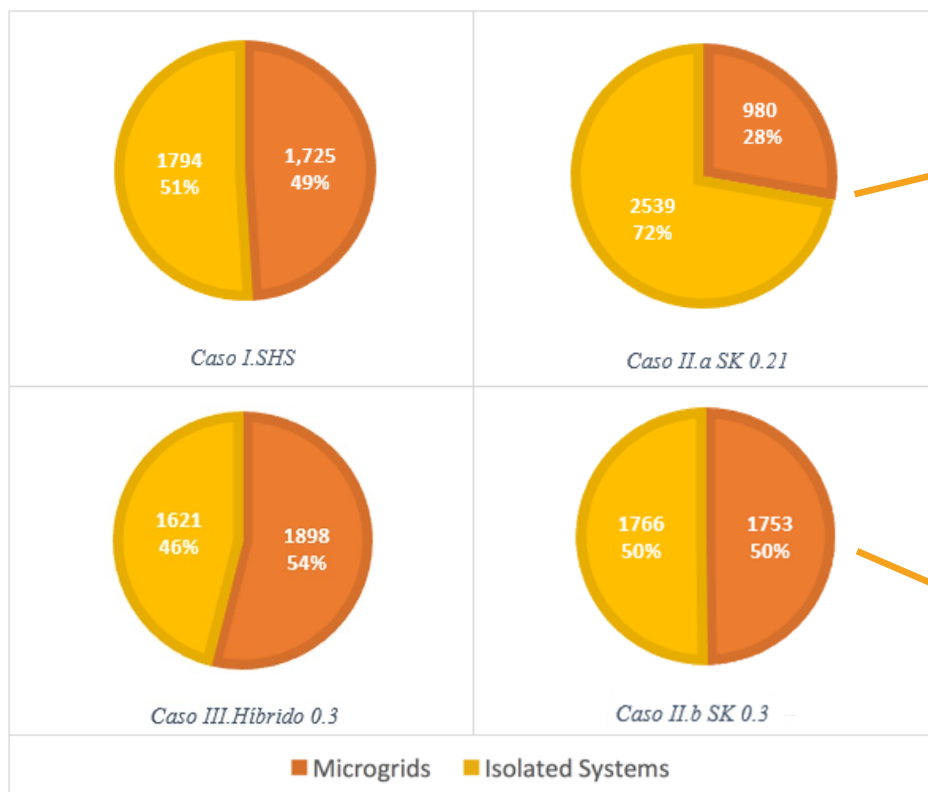


Planificación integrada
de la electrificación de
mínimo coste

Diseño detallado y
opciones de
implementación

Localización de microrredes para hibridación (diésel-solar) en la cuenca del río Napo (Loreto, Perú)

MIX DE MODOS DE ELECTRIFICACIÓN



DETALLE DE LAS MICRORREDES DE LA CUENCA



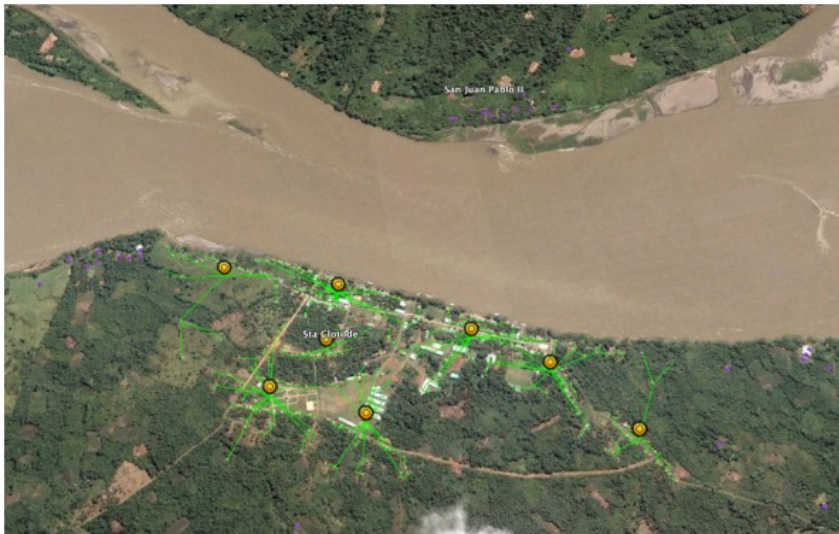
DETALLE: Mix de microrred(es) y kits
solares en Santa Clotilde, Perú, para
Diversos Escenarios



Caso I. SHS: detalle electrificación Santa Clotilde



Caso II.a SK 0.21: detalle electrificación Santa Clotilde

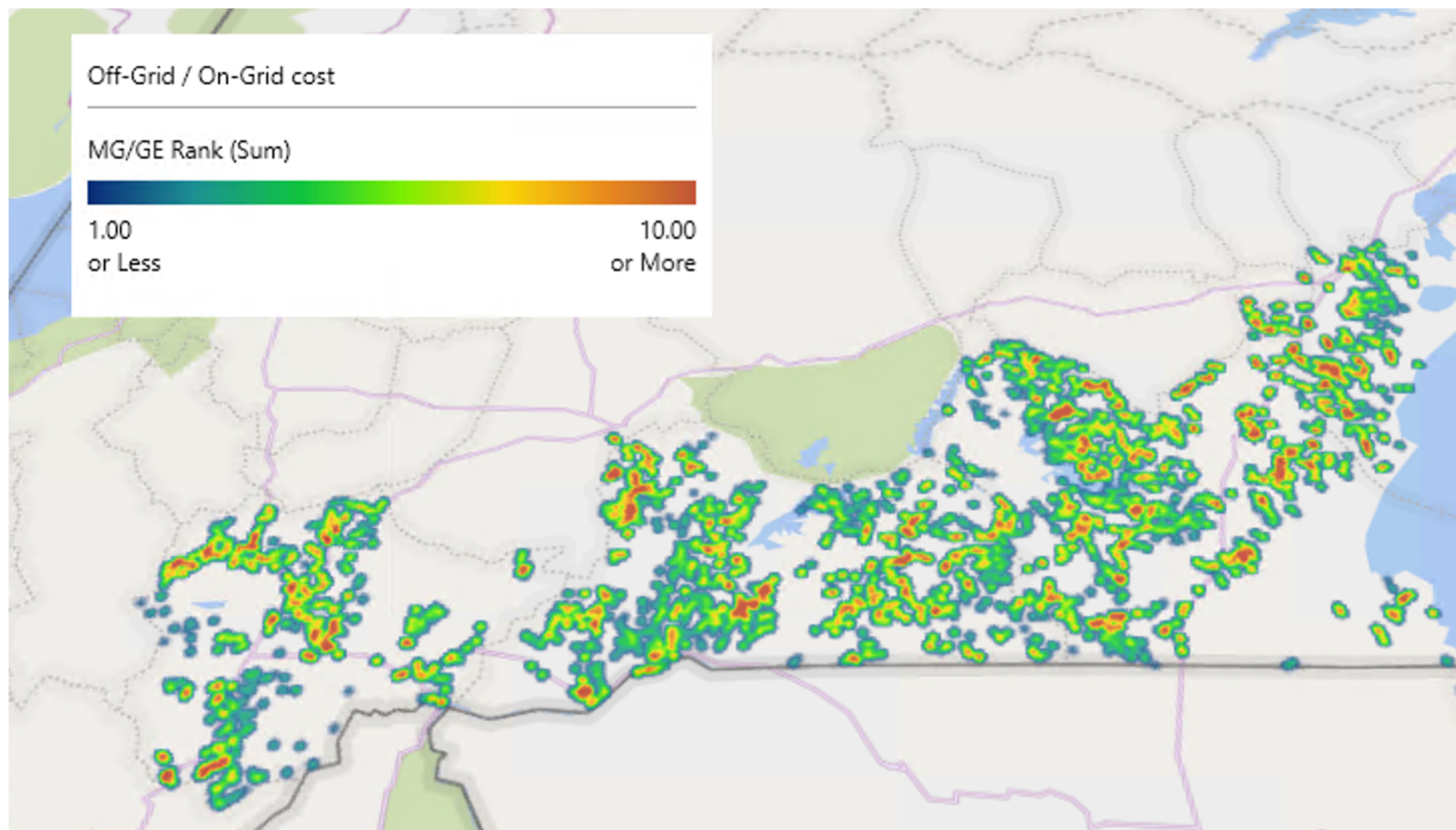


Caso II.b SK 0.3: detalle electrificación Santa Clotilde

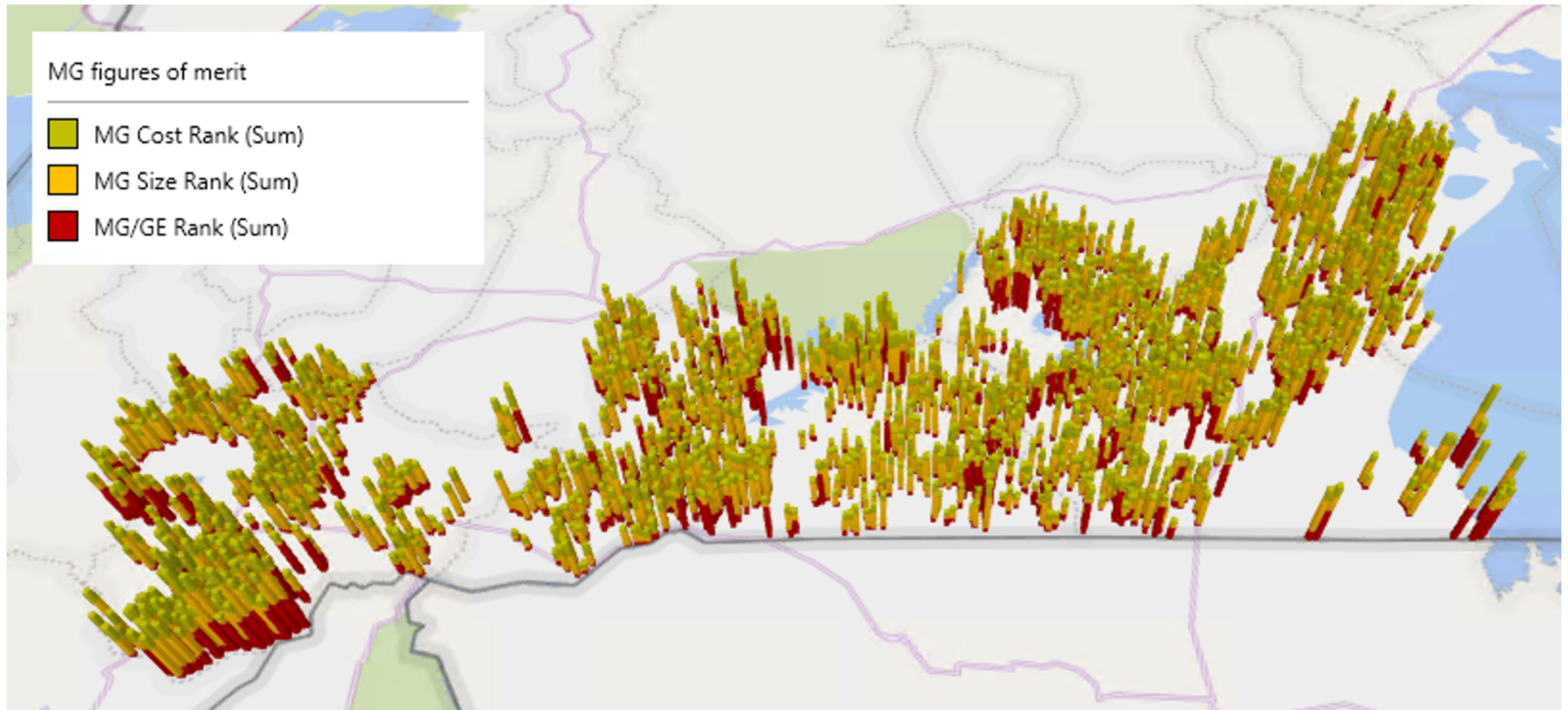


Caso III. Híbrido: detalle electrificación Santa Clotilde

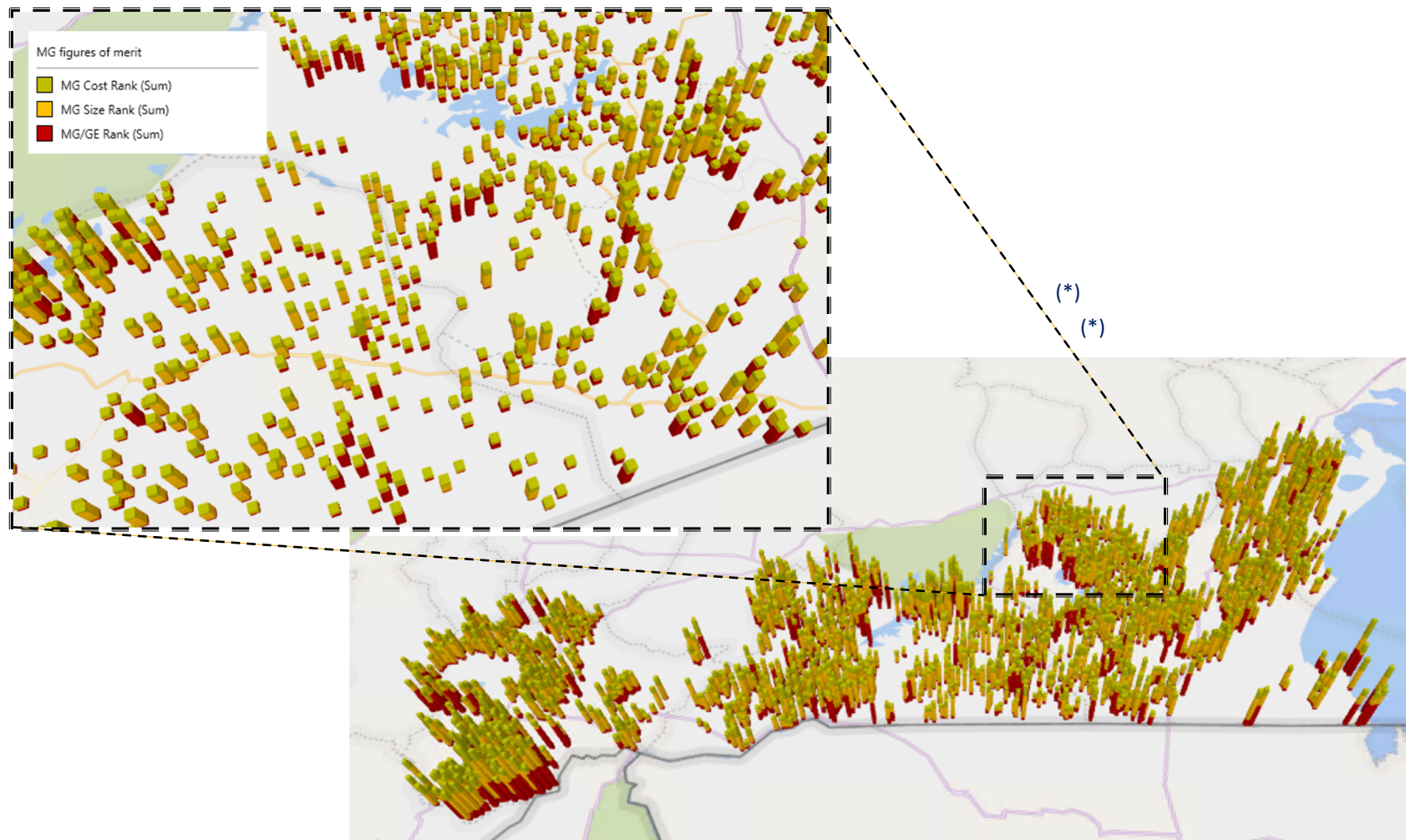
Mapa de microrredes por ratio de coste red/microrred



Mapa de microrredes multicriterio

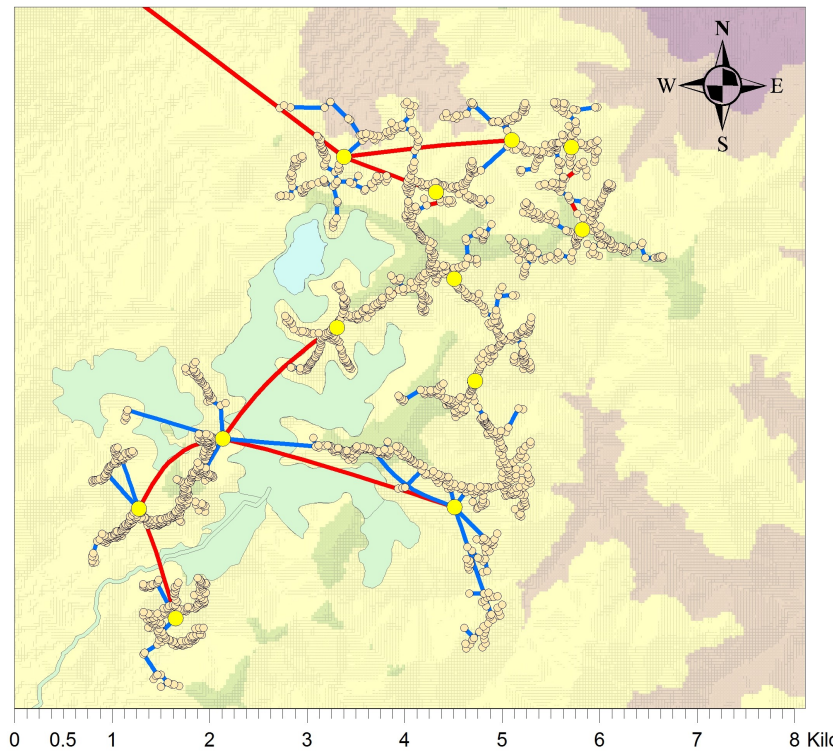


Mapa de microrredes multicriterio

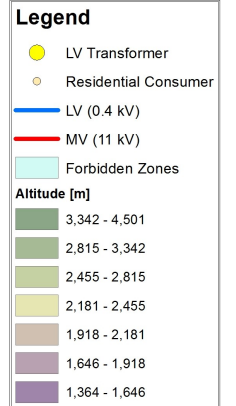
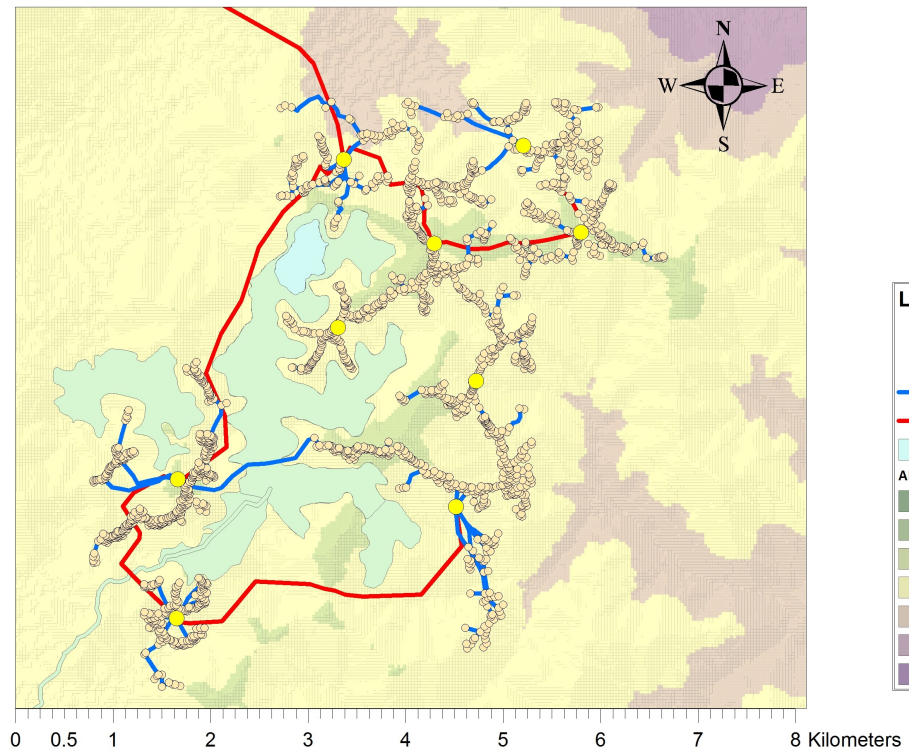


Consideraciones topográficas

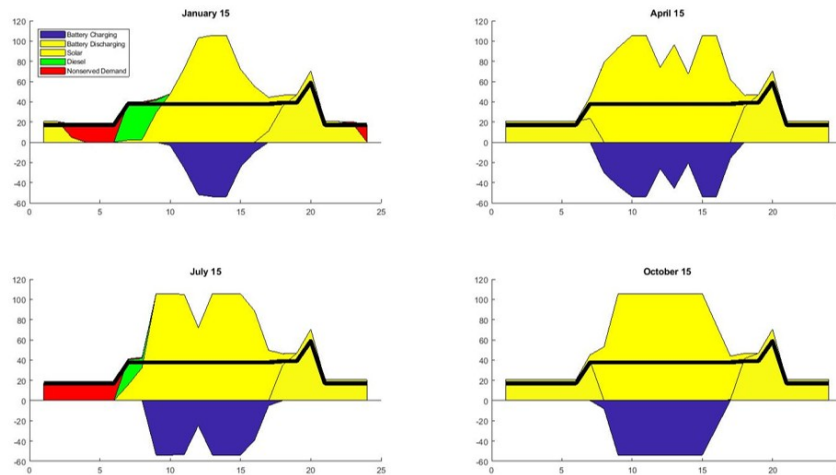
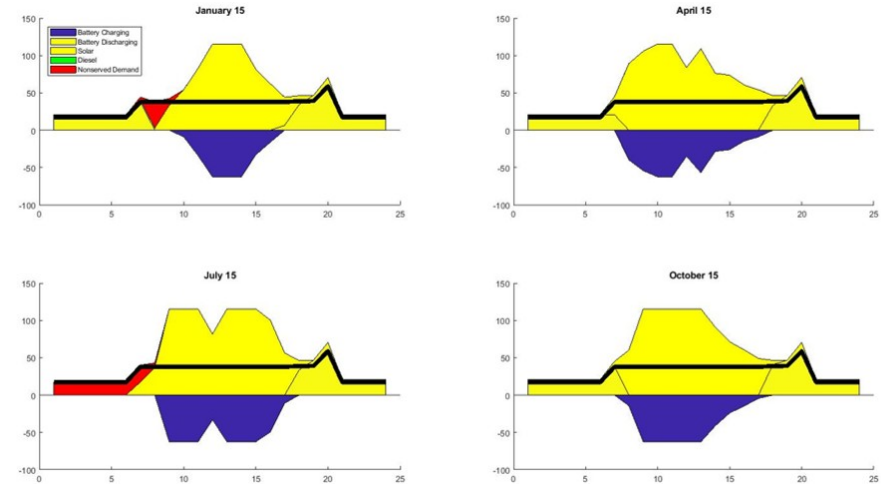
Topography: NO
Forbidden Zones: NO
Forbidden Zone Cost Multipliers: N/A



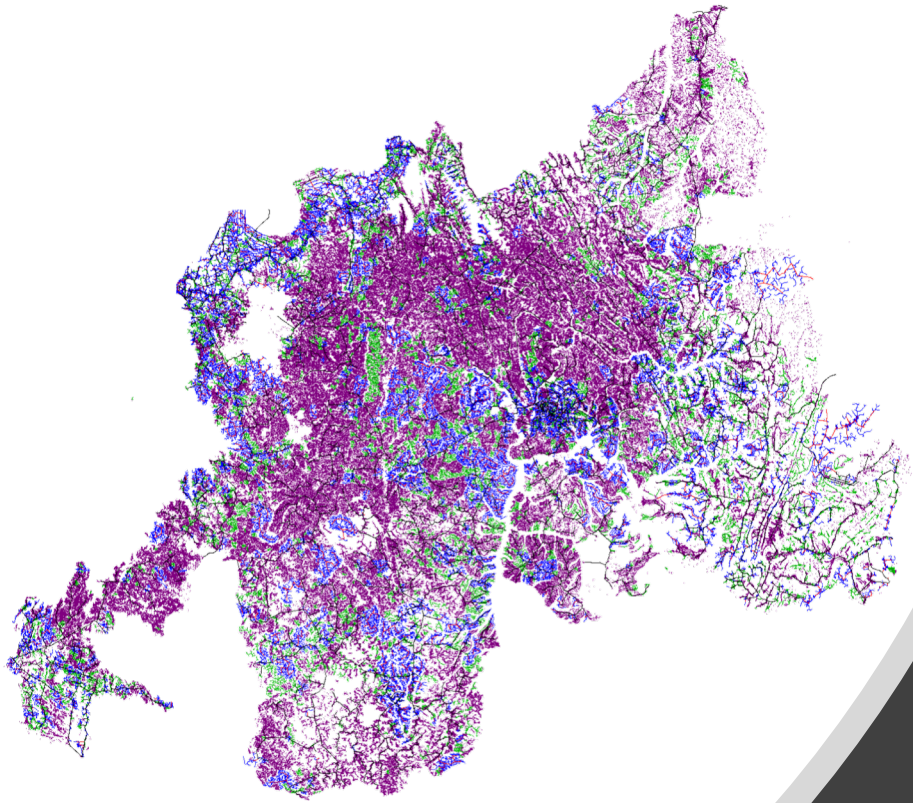
Topography: YES
Forbidden Zones: YES
Forbidden Zone Cost Multipliers: 100



Casos I y II.b:
hay una microrred que utiliza un 1%
de diésel siendo el resto alimentado
con solar mientras que en el
Caso II.a:
Las microrredes son alimentadas
con 100% de energía solar.



Caso III. Híbrido:
El máximo porcentaje de diésel que se
llega a usar es de 3% en las microrredes
más grandes (de 62 hasta 136 usuarios).
Su función es cubrir la demanda de
primera hora de la mañana cuando las
baterías están descargadas.



Modelos de Apoyo a la
decisión. Análisis de
Sensibilidad

El diablo está en los
detalles

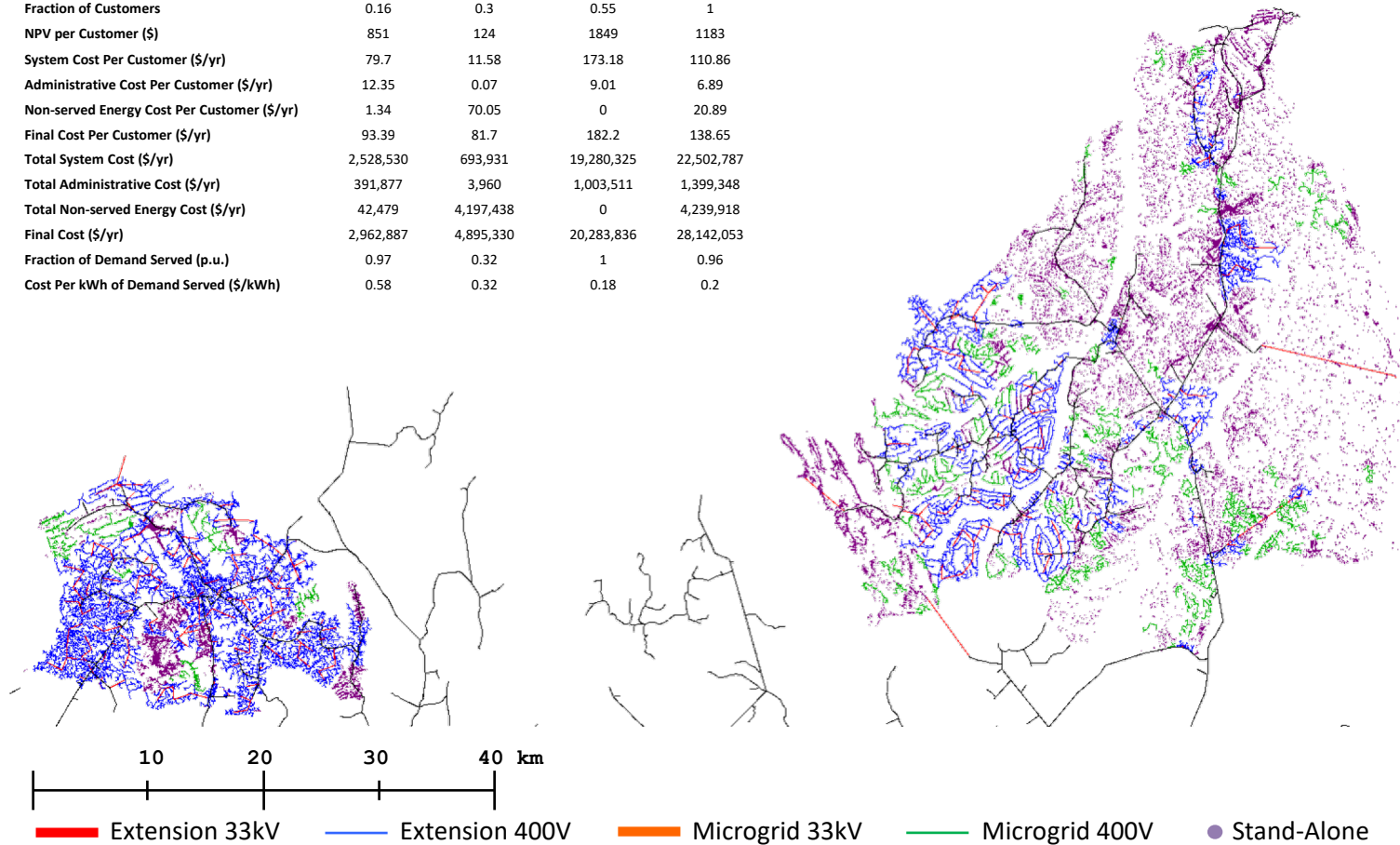
¿Qué pasa si... ? Análisis de sensibilidad

- Crecimiento de la demanda
- Coste de la energía en la red
- Objetivos de fiabilidad y calidad de suministro
- Presupuesto disponible
- Asequibilidad, estructura tarifaria y de subsidios
- Costes y tecnologías disruptivas de generación y distribución
- Inversiones río arriba en la red vs. enfoques descentralizados
- Fases de implementación
- ...

Forecasted energy costs (1/3)

Grid supply cost 0.110 \$/kWh Reliability 100%

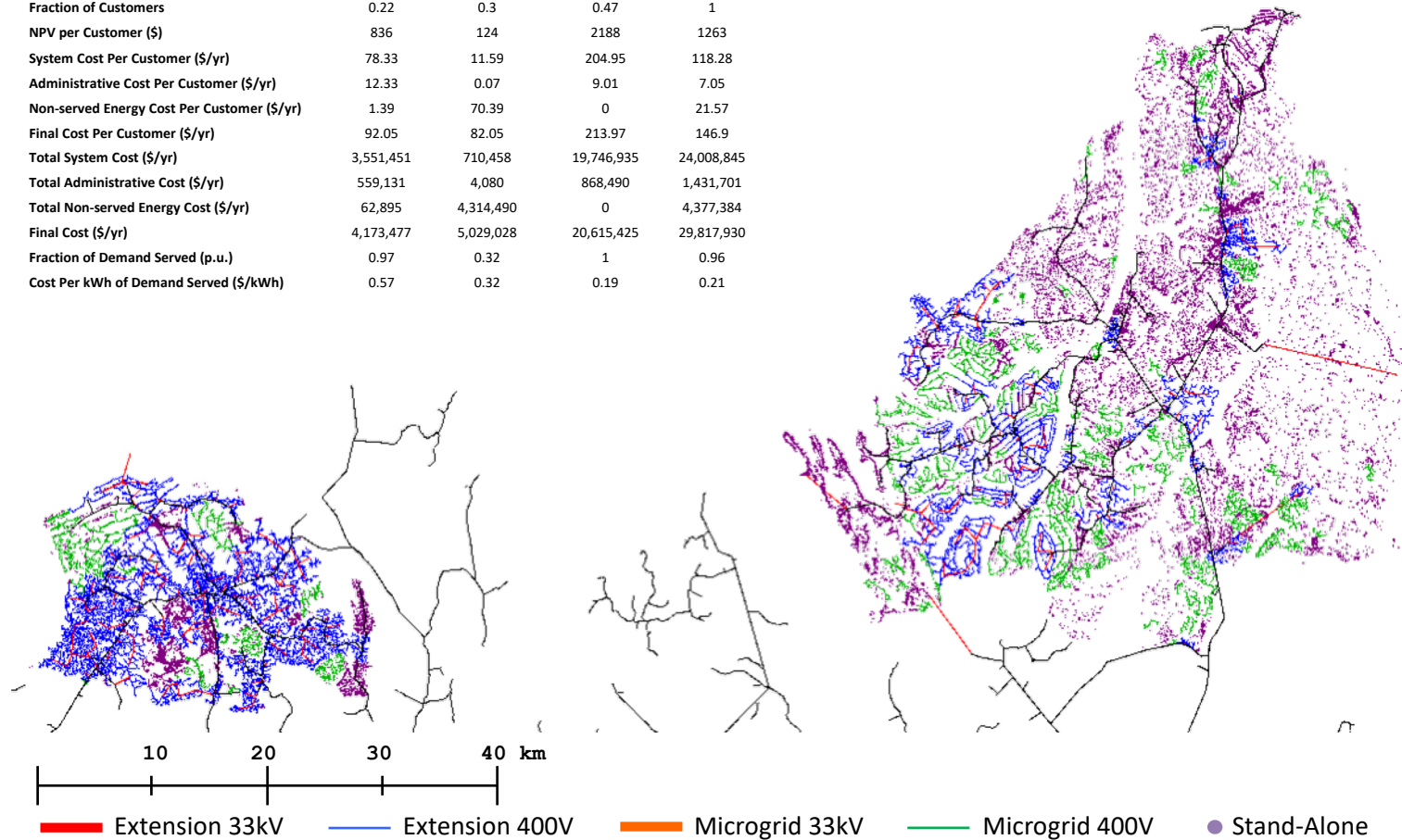
	Microgrids	Isolated Systems	Grid Extensions	All
Number of Customers	31727	59922	111328	202977
Fraction of Customers	0.16	0.3	0.55	1
NPV per Customer (\$)	851	124	1849	1183
System Cost Per Customer (\$/yr)	79.7	11.58	173.18	110.86
Administrative Cost Per Customer (\$/yr)	12.35	0.07	9.01	6.89
Non-served Energy Cost Per Customer (\$/yr)	1.34	70.05	0	20.89
Final Cost Per Customer (\$/yr)	93.39	81.7	182.2	138.65
Total System Cost (\$/yr)	2,528,530	693,931	19,280,325	22,502,787
Total Administrative Cost (\$/yr)	391,877	3,960	1,003,511	1,399,348
Total Non-served Energy Cost (\$/yr)	42,479	4,197,438	0	4,239,918
Final Cost (\$/yr)	2,962,887	4,895,330	20,283,836	28,142,053
Fraction of Demand Served (p.u.)	0.97	0.32	1	0.96
Cost Per kWh of Demand Served (\$/kWh)	0.58	0.32	0.18	0.2



Forecasted energy costs (2/3)

Grid supply cost 0.125 \$/kWh Reliability 100%

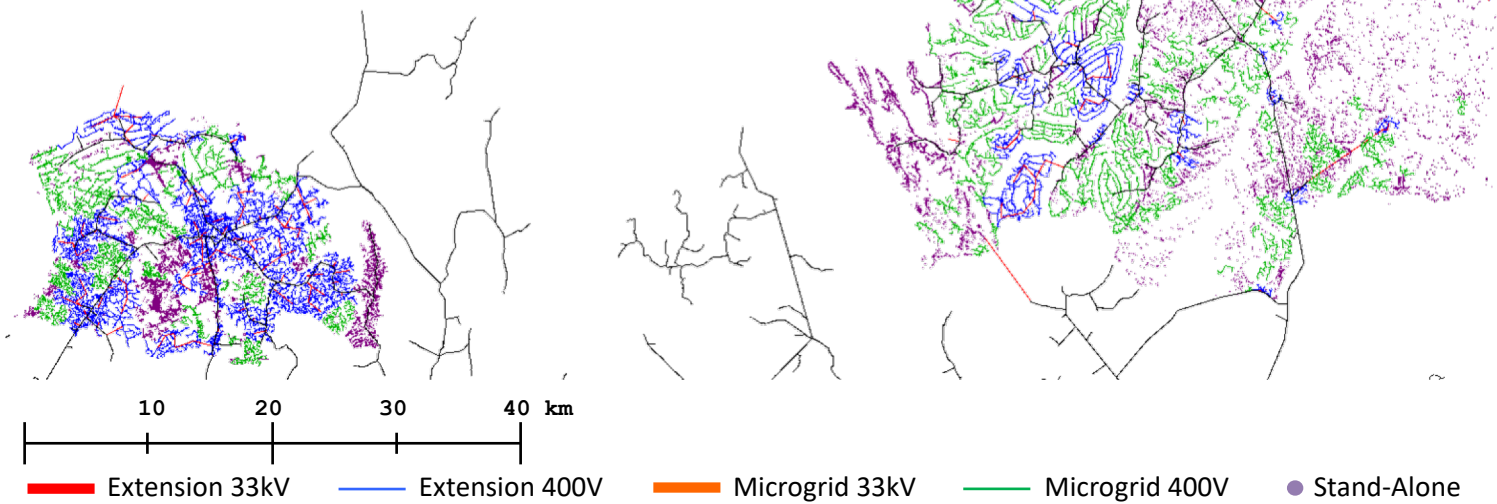
	Microgrids	Isolated Systems	Grid Extensions	All
Number of Customers	45338	61290	96349	202977
Fraction of Customers	0.22	0.3	0.47	1
NPV per Customer (\$)	836	124	2188	1263
System Cost Per Customer (\$/yr)	78.33	11.59	204.95	118.28
Administrative Cost Per Customer (\$/yr)	12.33	0.07	9.01	7.05
Non-served Energy Cost Per Customer (\$/yr)	1.39	70.39	0	21.57
Final Cost Per Customer (\$/yr)	92.05	82.05	213.97	146.9
Total System Cost (\$/yr)	3,551,451	710,458	19,746,935	24,008,845
Total Administrative Cost (\$/yr)	559,131	4,080	868,490	1,431,701
Total Non-served Energy Cost (\$/yr)	62,895	4,314,490	0	4,377,384
Final Cost (\$/yr)	4,173,477	5,029,028	20,615,425	29,817,930
Fraction of Demand Served (p.u.)	0.97	0.32	1	0.96
Cost Per kWh of Demand Served (\$/kWh)	0.57	0.32	0.19	0.21



Forecasted energy costs (3/3)

Grid supply cost 0.147 \$/kWh Reliability 100%

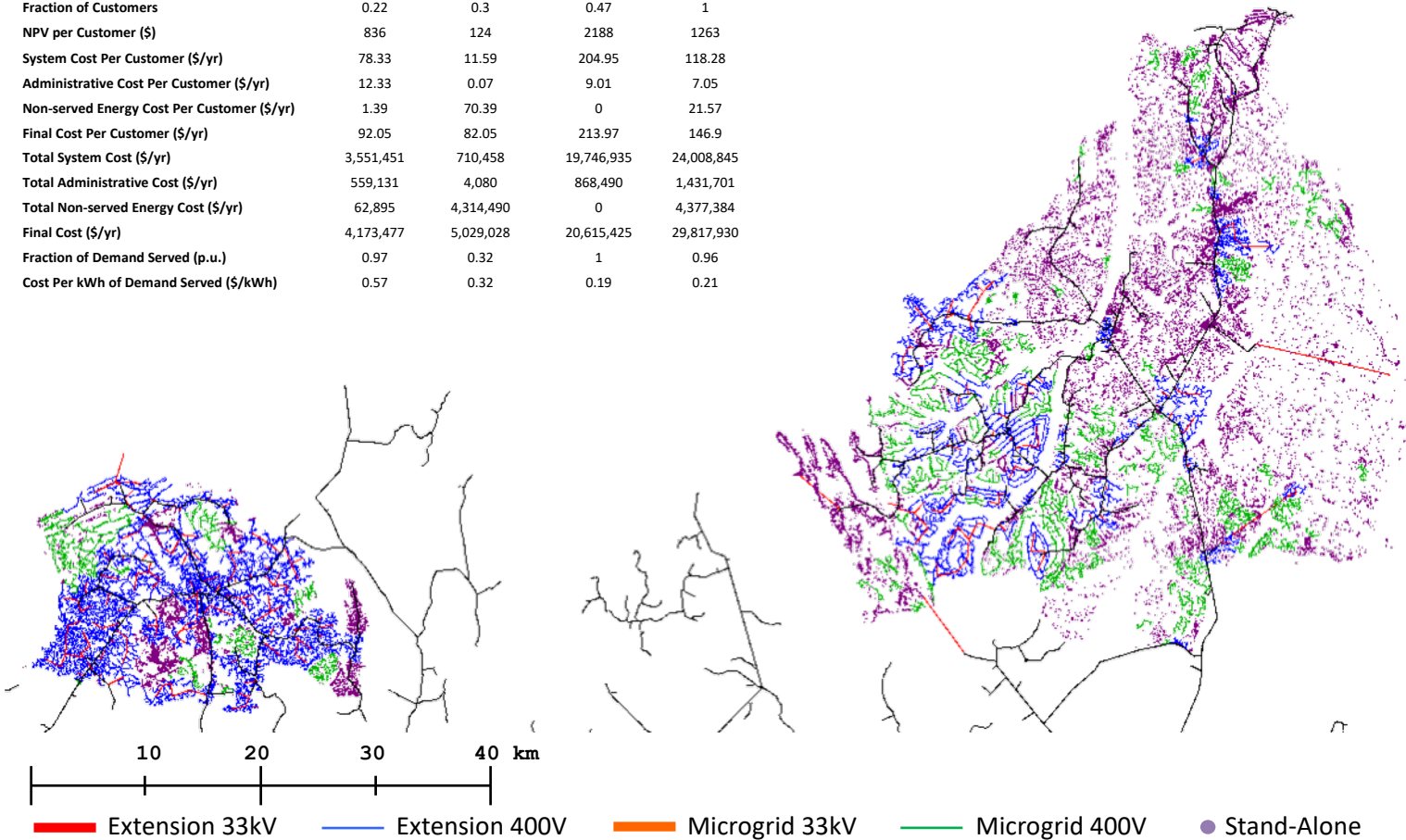
	Microgrids	Isolated Systems	Grid Extensions	All
Number of Customers	68420	64559	69998	202977
Fraction of Customers	0.34	0.32	0.34	1
NPV per Customer (\$)	838	131	3026	1368
System Cost Per Customer (\$/yr)	78.54	12.3	283.44	128.13
Administrative Cost Per Customer (\$/yr)	12.15	0.07	9.01	7.23
Non-served Energy Cost Per Customer (\$/yr)	1.49	71.35	0	23.19
Final Cost Per Customer (\$/yr)	92.18	83.72	292.45	158.55
Total System Cost (\$/yr)	5,373,826	794,166	19,840,007	26,007,998
Total Administrative Cost (\$/yr)	831,301	4,320	630,962	1,466,583
Total Non-served Energy Cost (\$/yr)	101,893	4,606,132	0	4,708,025
Final Cost (\$/yr)	6,307,020	5,404,618	20,470,969	32,182,606
Fraction of Demand Served (p.u.)	0.97	0.33	1	0.95
Cost Per kWh of Demand Served (\$/kWh)	0.57	0.31	0.2	0.23



Socio-political perception/costs of solar kits (1/4)

Low preference for solar kits

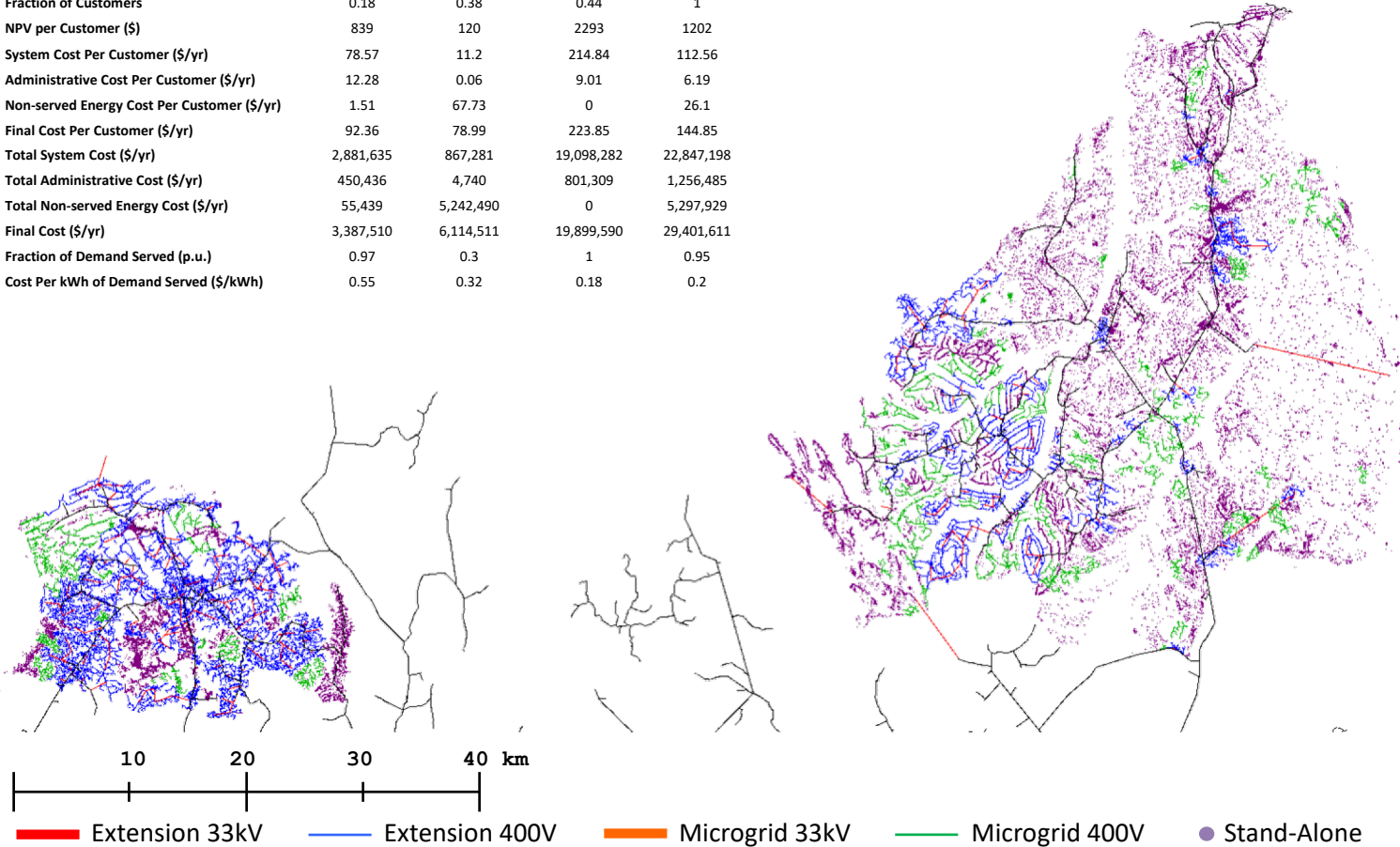
	Microgrids	Isolated Systems	Grid Extensions	All
Number of Customers	45338	61290	96349	202977
Fraction of Customers	0.22	0.3	0.47	1
NPV per Customer (\$)	836	124	2188	1263
System Cost Per Customer (\$/yr)	78.33	11.59	204.95	118.28
Administrative Cost Per Customer (\$/yr)	12.33	0.07	9.01	7.05
Non-served Energy Cost Per Customer (\$/yr)	1.39	70.39	0	21.57
Final Cost Per Customer (\$/yr)	92.05	82.05	213.97	146.9
Total System Cost (\$/yr)	3,551,451	710,458	19,746,935	24,008,845
Total Administrative Cost (\$/yr)	559,131	4,080	868,490	1,431,701
Total Non-served Energy Cost (\$/yr)	62,895	4,314,490	0	4,377,384
Final Cost (\$/yr)	4,173,477	5,029,028	20,615,425	29,817,930
Fraction of Demand Served (p.u.)	0.97	0.32	1	0.96
Cost per kWh of Demand Served (\$/kWh)	0.57	0.32	0.19	0.21



Socio-political perception/costs of solar kits (2/4)

Medium preference for solar kits

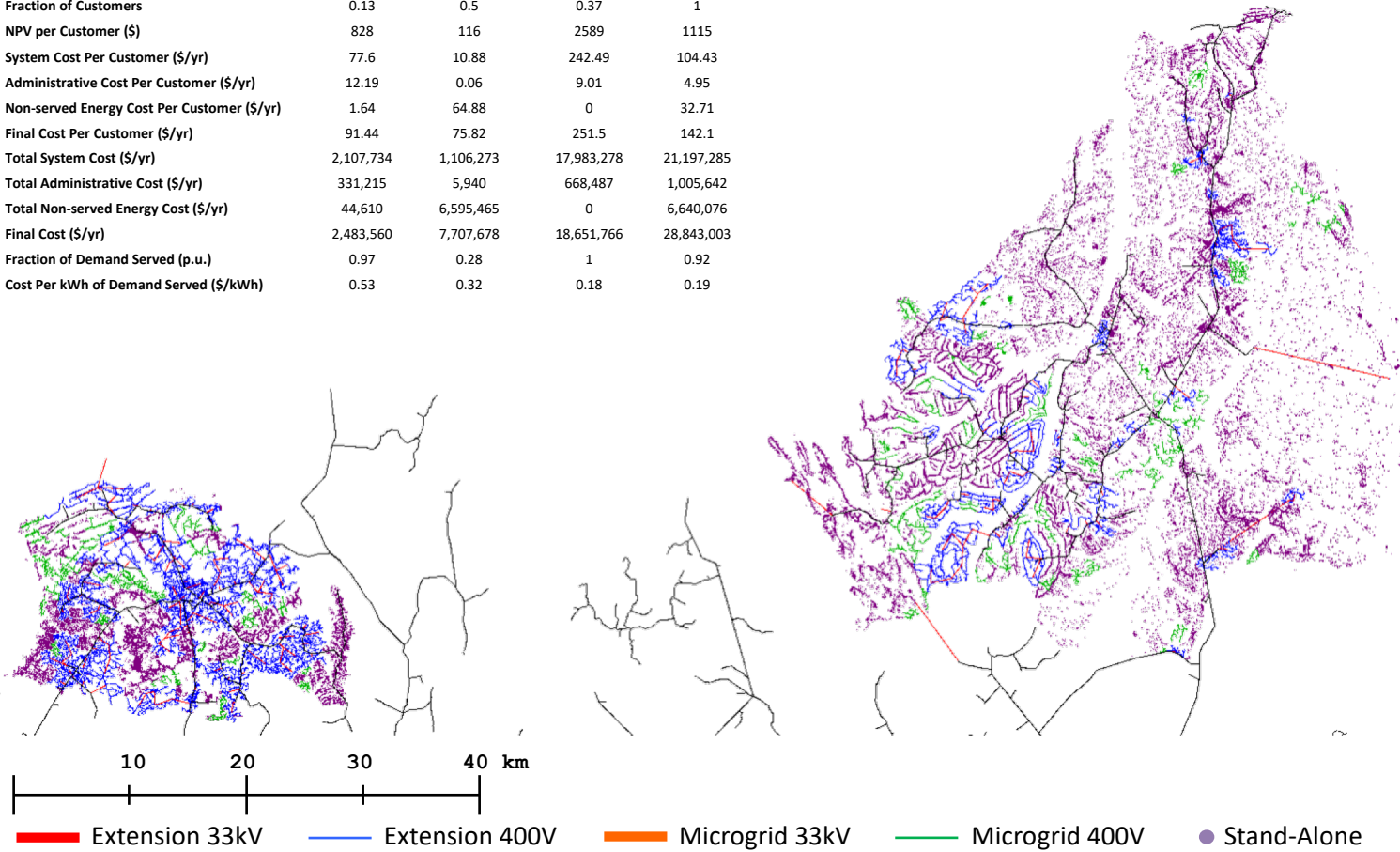
	Microgrids	Isolated Systems	Grid Extensions	All
Number of Customers	36676	77405	88896	202977
Fraction of Customers	0.18	0.38	0.44	1
NPV per Customer (\$)	839	120	2293	1202
System Cost Per Customer (\$/yr)	78.57	11.2	214.84	112.56
Administrative Cost Per Customer (\$/yr)	12.28	0.06	9.01	6.19
Non-served Energy Cost Per Customer (\$/yr)	1.51	67.73	0	26.1
Final Cost Per Customer (\$/yr)	92.36	78.99	223.85	144.85
Total System Cost (\$/yr)	2,881,635	867,281	19,098,282	22,847,198
Total Administrative Cost (\$/yr)	450,436	4,740	801,309	1,256,485
Total Non-served Energy Cost (\$/yr)	55,439	5,242,490	0	5,297,929
Final Cost (\$/yr)	3,387,510	6,114,511	19,899,590	29,401,611
Fraction of Demand Served (p.u.)	0.97	0.3	1	0.95
Cost Per kWh of Demand Served (\$/kWh)	0.55	0.32	0.18	0.2



Socio-political perception/costs of solar kits (3/4)

High preference for solar kits

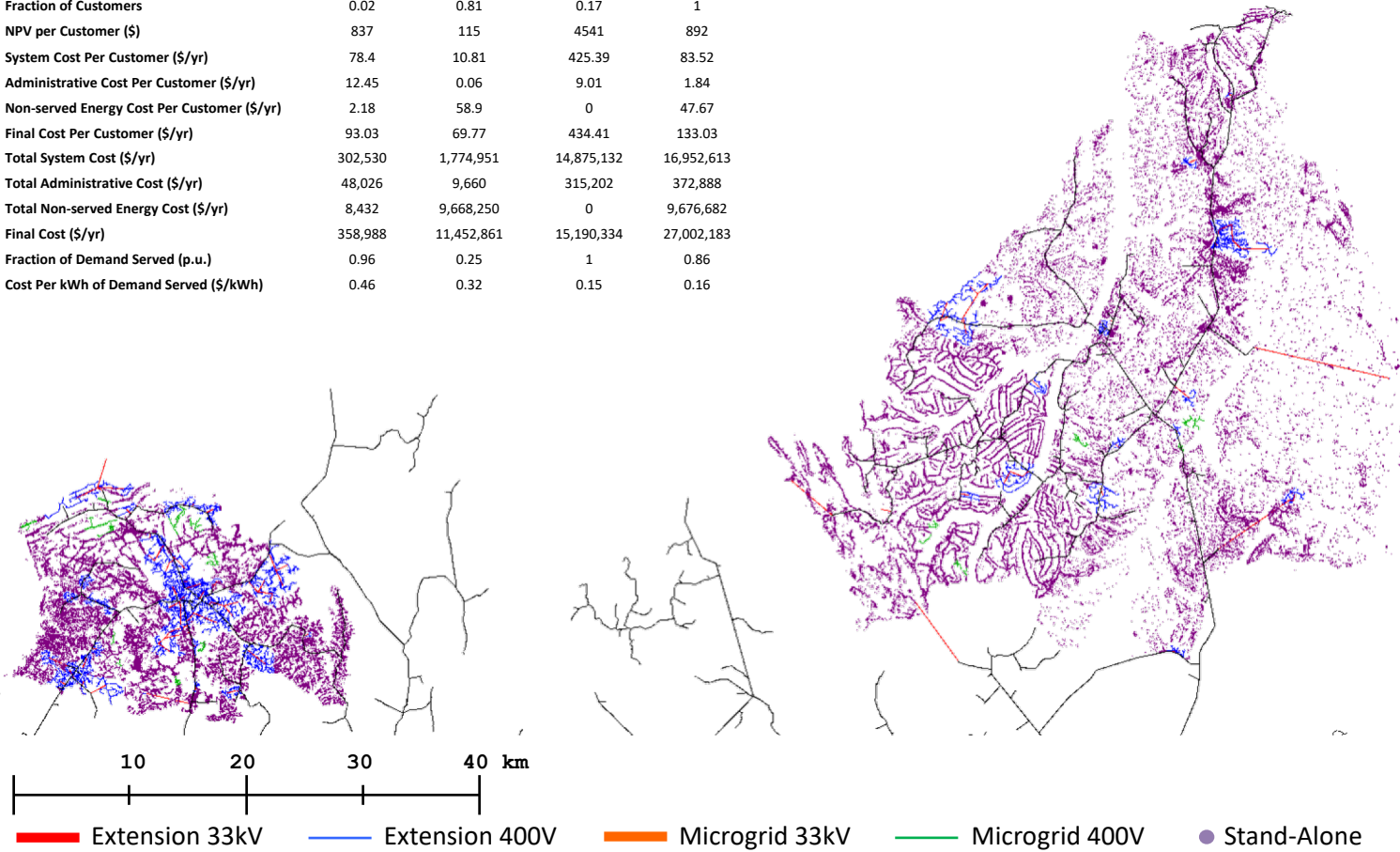
	Microgrids	Isolated Systems	Grid Extensions	All
Number of Customers	27162	101654	74161	202977
Fraction of Customers	0.13	0.5	0.37	1
NPV per Customer (\$)	828	116	2589	1115
System Cost Per Customer (\$/yr)	77.6	10.88	242.49	104.43
Administrative Cost Per Customer (\$/yr)	12.19	0.06	9.01	4.95
Non-served Energy Cost Per Customer (\$/yr)	1.64	64.88	0	32.71
Final Cost Per Customer (\$/yr)	91.44	75.82	251.5	142.1
Total System Cost (\$/yr)	2,107,734	1,106,273	17,983,278	21,197,285
Total Administrative Cost (\$/yr)	331,215	5,940	668,487	1,005,642
Total Non-served Energy Cost (\$/yr)	44,610	6,595,465	0	6,640,076
Final Cost (\$/yr)	2,483,560	7,707,678	18,651,766	28,843,003
Fraction of Demand Served (p.u.)	0.97	0.28	1	0.92
Cost Per kWh of Demand Served (\$/kWh)	0.53	0.32	0.18	0.19



Socio-political perception/costs of solar kits (4/4)

Very high preference for solar kits

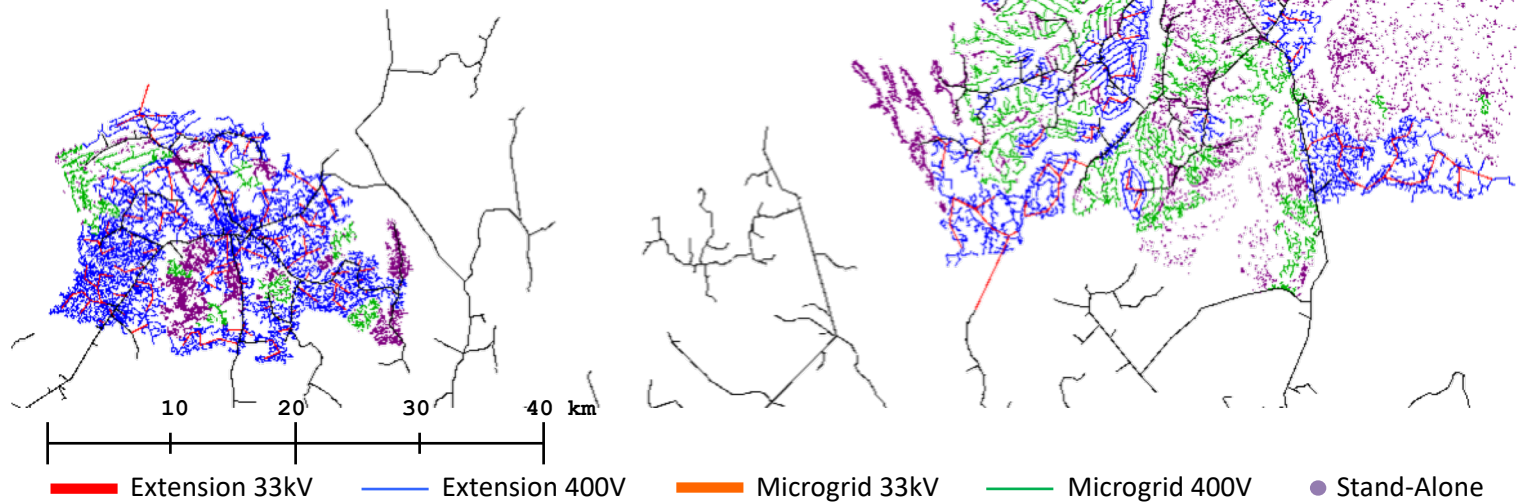
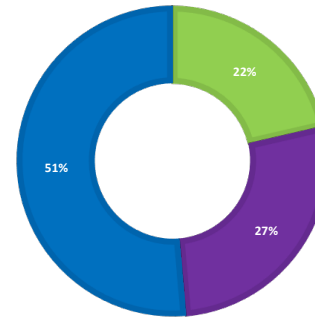
	Microgrids	Isolated Systems	Grid Extensions	All
Number of Customers	3859	164150	34968	202977
Fraction of Customers	0.02	0.81	0.17	1
NPV per Customer (\$)	837	115	4541	892
System Cost Per Customer (\$/yr)	78.4	10.81	425.39	83.52
Administrative Cost Per Customer (\$/yr)	12.45	0.06	9.01	1.84
Non-served Energy Cost Per Customer (\$/yr)	2.18	58.9	0	47.67
Final Cost Per Customer (\$/yr)	93.03	69.77	434.41	133.03
Total System Cost (\$/yr)	302,530	1,774,951	14,875,132	16,952,613
Total Administrative Cost (\$/yr)	48,026	9,660	315,202	372,888
Total Non-served Energy Cost (\$/yr)	8,432	9,668,250	0	9,676,682
Final Cost (\$/yr)	358,988	11,452,861	15,190,334	27,002,183
Fraction of Demand Served (p.u.)	0.96	0.25	1	0.86
Cost Per kWh of Demand Served (\$/kWh)	0.46	0.32	0.15	0.16



Location of anchor loads & granularity (1/2)

Village level decision making

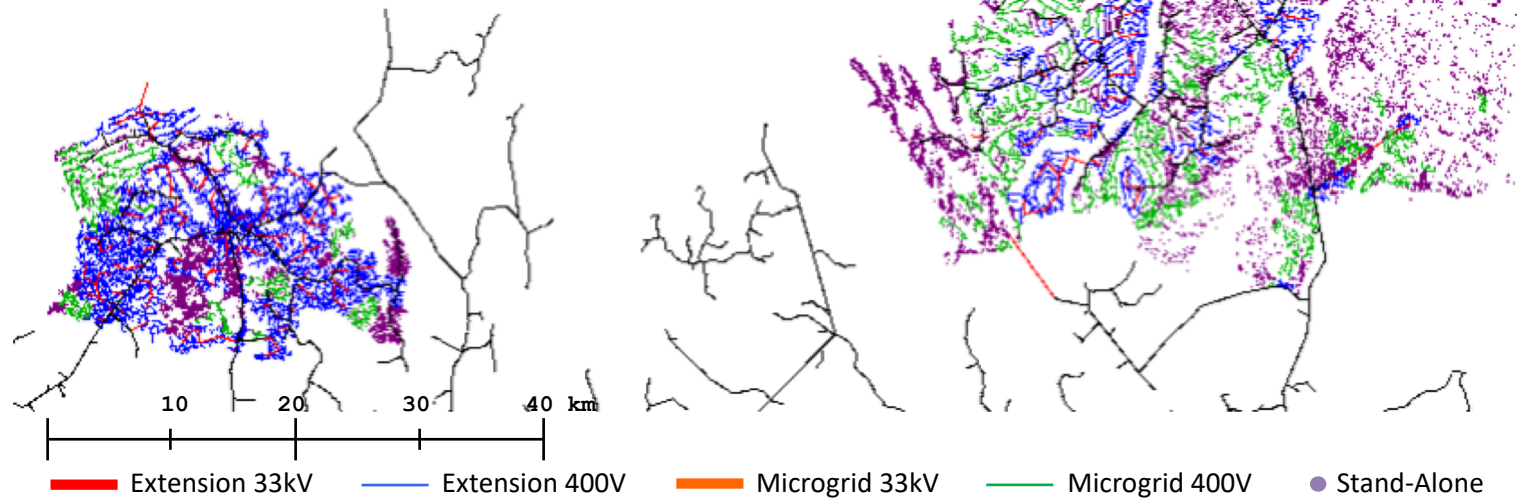
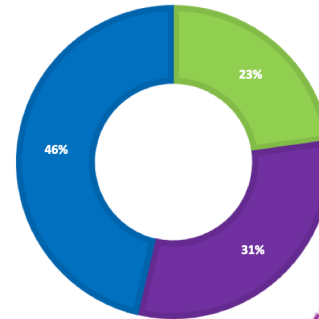
	Microgrids	Isolated Systems	Grid Extensions	All
Number of Customers	43343	55202	104097	202642
Fraction of Customers	0.21	0.27	0.51	1
NPV per Customer (\$)	848	191	2073	1298
System Cost Per Customer (\$/yr)	79.42	17.85	194.22	121.62
Administrative Cost Per Customer (\$/yr)	12.21	0.07	9.01	7.26
Non-served Energy Cost Per Customer (\$/yr)	1.37	70.17	0	19.41
Final Cost Per Customer (\$/yr)	93.01	88.09	203.23	148.29
Total System Cost (\$/yr)	3,442,387	985,370	20,217,300	24,645,057
Total Administrative Cost (\$/yr)	529,331	3,780	938,330	1,471,442
Total Non-served Energy Cost (\$/yr)	59,484	3,873,602	0	3,933,086
Final Cost (\$/yr)	4,031,202	4,862,752	21,155,630	30,049,585
Fraction of Demand Served (p.u.)	0.97	0.45	1	0.96
Cost Per kWh of Demand Served (\$/kWh)	0.57	0.28	0.19	0.22
Cost Per kWh of Total Demand (\$/kWh)	0.56	0.12	0.19	0.21

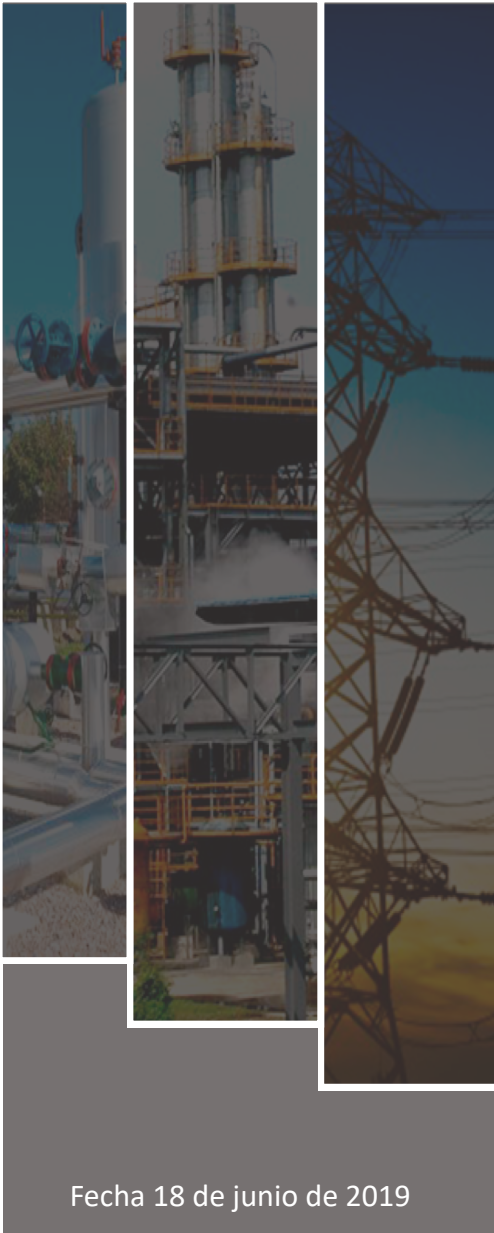


Location of anchor loads & granularity (2/2)

System level decision making

	Microgrids	Isolated Systems	Grid Extensions	All
Number of Customers	46153	62594	93895	202642
Fraction of Customers	0.23	0.31	0.46	1
NPV per Customer (\$)	842	123	2215	1256
System Cost Per Customer (\$/yr)	78.85	11.53	207.53	117.68
Administrative Cost Per Customer (\$/yr)	12.23	0.06	9.01	6.98
Non-served Energy Cost Per Customer (\$/yr)	1.39	70.53	0	22.1
Final Cost Per Customer (\$/yr)	92.47	82.12	216.54	146.76
Total System Cost (\$/yr)	3,639,180	721,477	19,485,733	23,846,390
Total Administrative Cost (\$/yr)	564,420	4,020	846,370	1,414,809
Total Non-served Energy Cost (\$/yr)	64,221	4,414,730	0	4,478,951
Final Cost (\$/yr)	4,267,821	5,140,227	20,332,103	29,740,151
Fraction of Demand Served (p.u.)	0.97	0.32	1	0.96
Cost Per kWh of Demand Served (\$/kWh)	0.58	0.32	0.19	0.21
Cost Per kWh of Total Demand (\$/kWh)	0.56	0.1	0.19	0.2





asociación iberoamericana de entidades
reguladoras de la energía

associação iberoamericana de entidades
reguladoras da energia



Muchas gracias por su atención

UNIVERSAL ENERGY ACCESS LAB MIT&IIT-COMILLAS



IIT
INSTITUTO DE
INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICA



**Massachusetts
Institute of
Technology**

Andrés González García

Affiliate Researcher
correo-e: andresgg@mit.edu

Fecha 18 de junio de 2019

¿Qué es REM?

- El Modelo de Electrificación de Referencia (REM en inglés) genera diseños óptimos para el **planeamiento** de la **electrificación a gran escala** y los **proyectos de electrificación local**
 - Determina el **mejor** (a mínimo coste) **modo de electrificación para cada consumidor individual** (extensión de red, micro-red o solar kit)
 - Selecciona las tecnologías y dimensiona los componentes para la **generación eléctrica** y la **red de distribución**
 - Genera **diseños detallados** para la generación y la red
 - Estima los **costes**, el **rendimiento** y la **fiabilidad** del sistema
 - Permite realizar múltiples **análisis de sensibilidad**

Recopilación, inferencia y georreferenciación de datos de entrada

Datos Locales

Edificios	Red existente / planificada	Demanda	Energía primaria	Topografía
-----------	-----------------------------	---------	------------------	------------

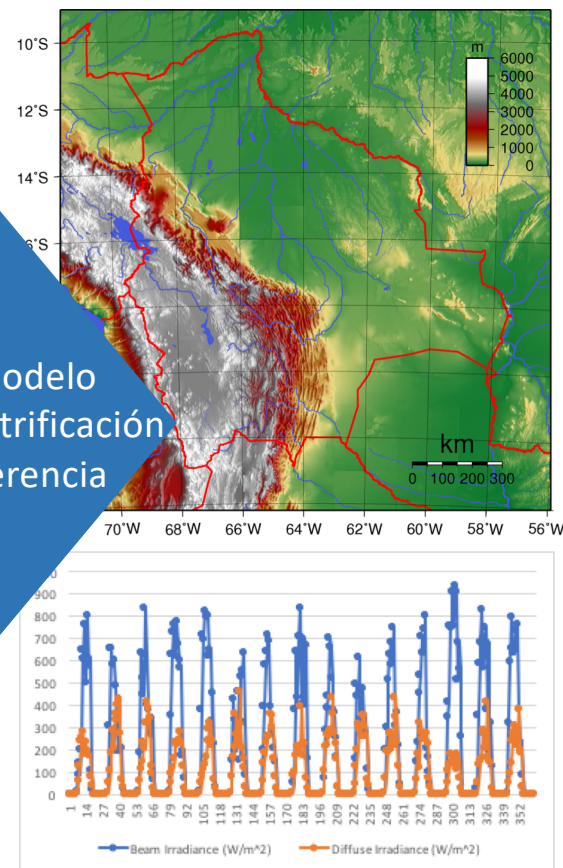
Equipo

Generación eléctrica	Baterías	Operación sistema	Electrónica	Red
----------------------	----------	-------------------	-------------	-----

Preferencias usuario

Configuración algoritmo	Datos Generales	Prioridades	Escenarios de referencia
-------------------------	-----------------	-------------	--------------------------

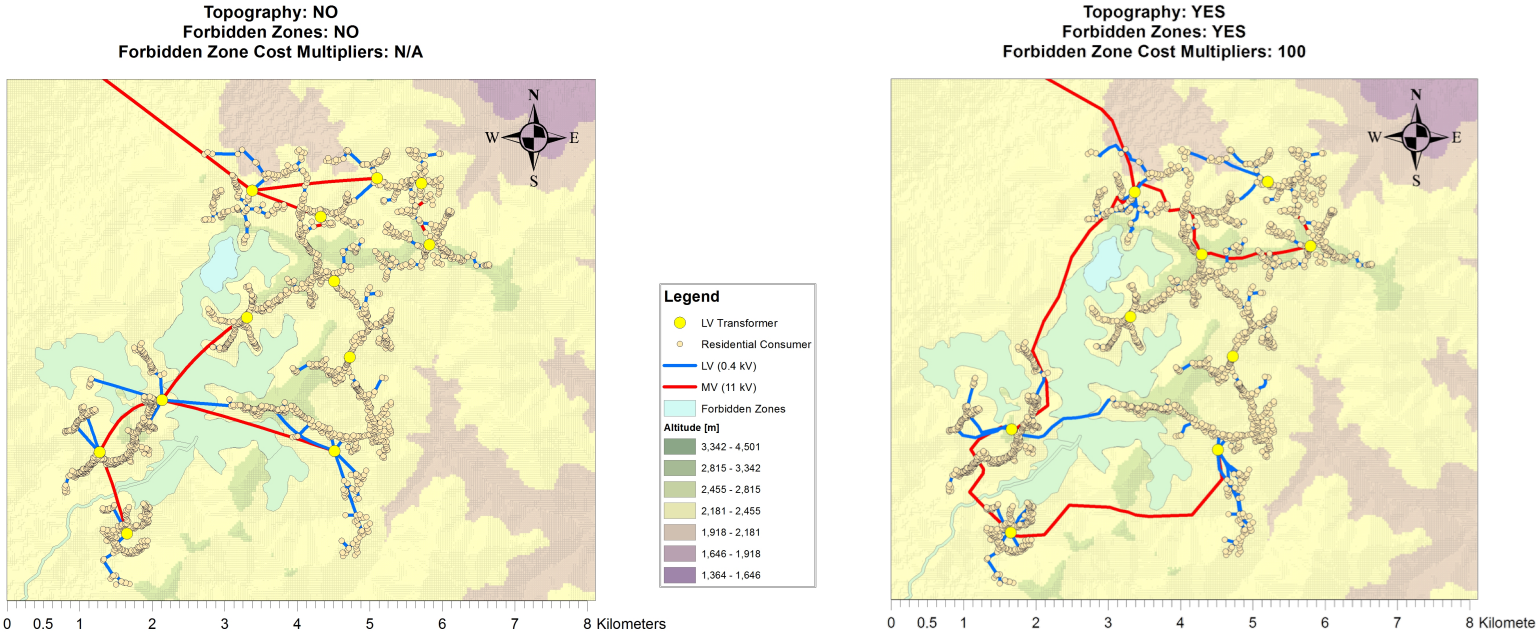
REM Modelo de Electrificación de Referencia



Entradas

Demanda	Generación	Información regional	Parámetros financieros	Componentes de red
<ul style="list-style-type: none"> • Perfil horario esperado por tipo de consumidor <ul style="list-style-type: none"> – Residencial, comunitario, productivo... • Localización GPS de los consumidores <ul style="list-style-type: none"> – Tipo de consumidor – Estado de electrificación • Costes sociales por cortes de suministro según tipo de consumidor • Crecimiento de la demanda 	<ul style="list-style-type: none"> • Generadores diésel • Paneles fotovoltaicos • Baterías • Componentes de electrónica de potencia <ul style="list-style-type: none"> – Cargadores, inversores, controladores, etc. • Parámetros técnicos y de costes de operación y mantenimiento, combustible y fiabilidad • Lógica de despacho 	<ul style="list-style-type: none"> • Mapas de altitud • Zonas prohibidas: lagos, ríos, embalses, parques nacionales, etc. • Clima y radiación solar • Divisiones administrativas • Red existente de media tensión y transformadores de media a baja tensión • Fiabilidad de la red existente • Precio de la electricidad en red 	<ul style="list-style-type: none"> • Tasas de descuento <ul style="list-style-type: none"> – Red, micro-red • Funciones de economías de escala <ul style="list-style-type: none"> – Operación y mantenimiento – Gestión – Instalación • Coste de la inversión • Vida útil 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta, media y baja tensión • Tipos de cables y líneas • Transformadores • Postes y otros elementos constructivos • Protecciones, reguladores de tensión, capacitores, etc.

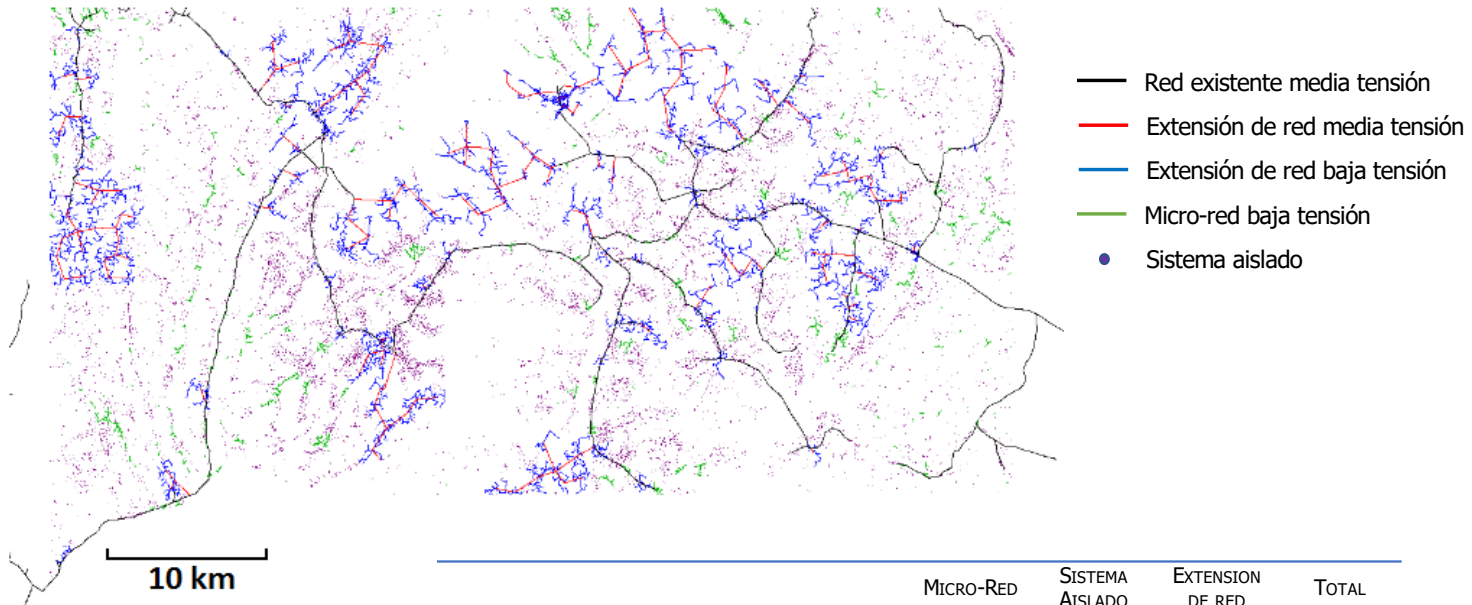
Topografía



Proceso

1. Localización de edificios
 - Determinación de estado electrificado
2. Asignación de perfiles de demanda
 - Basado en consumos diferenciados
 - Basado en perfiles base
3. Calculo de coste de generación
4. Agrupación de consumidores en clústeres
5. Clasificación en modo de electrificación
6. Diseño del sistema
 - Extensión de red
 - Micro-red con generación

Salidas



	MICRO-RED	SISTEMA AISLADO	EXTENSION DE RED	TOTAL
Número de consumidores	8,903	17,148	26,658	52,709
Porcentaje de consumidores	0.17	0.33	0.51	1.00
CAPEX por consumidor (\$/año)	191.69	173.38	94.23	136.44
OPEX por consumidor (\$/año)	49.83	49.50	141.73	96.20
Coste energía no servida por consumidor (\$/año)	5.28	53.99	66.90	52.29
Coste total por consumidor (\$/año)	246.80	276.87	302.87	284.94
Total CAPEX (M\$/año)	1.706	2.973	2.512	7.192
Total OPEX (M\$/año)	0.444	0.849	3.778	5.071
Coste total energía no servida (M\$/año)	0.047	0.926	1.784	2.756
Coste total (M\$/año)	2.197	4.748	8.074	15.019
Fracción demanda servida (p.u.)	0.986	0.903	0.900	0.911
Coste de energía suministrada (\$/kWh)	0.312	0.313	0.206	0.245

What is RNM?

- Tool to create **large-scale** synthetic distribution network models, with millions of customers.
- The tool plans the network installations required (with their technical parameters) and their cost.
 - Design of secondaries, medium voltage and sub-transmission networks.
 - Design urban and rural areas.
- The **objective** of the tool is to find the most cost efficient solution that is able to supply the demand and connect the distributed generation.
- Constraints include: **technical constraints** (current and voltage limits), **geographical constraints** and **reliability targets**.

INPUTS

- **Demand** and **GPS location** of every consumer and distributed generators.
- **Catalogue of equipment** and parameters.

RNM-US

Least cost solution subject to technical geographical and reliability constraints

OUTPUTS

- **Topology** and equipment of the output **network**
- **Cost incurred** to build a network.

Customers and street map



- ▲ Transport substations
- ▲ HV/MV substations
- Distribution transformers

- ◆ Voltage regulators
- Capacitor

- Sub-transport network
- MV Network 3 phase
- MV Network 1 phase (A/B/C)
- LV Network 3 phase
- LV Network 1 phase (A/B/C)

Distribution transformers



- ▲ Transport substations
- ▲ HV/MV substations
- Distribution transformers

- ◆ Voltage regulators
- Capacitor

- Sub-transport network
- MV Network 3 phase
- MV Network 1 phase (A/B/C)
- LV Network 3 phase
- LV Network 1 phase (A/B/C)

LV network

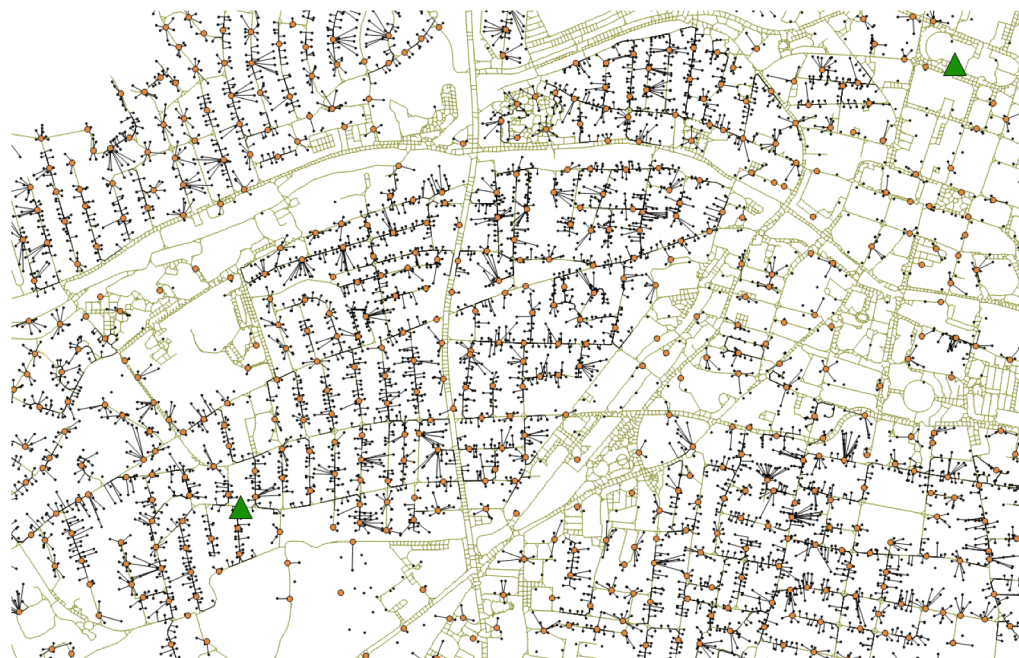


- ▲ Transport substations
- ▲ HV/MV substations
- Distribution transformers

- ◆ Voltage regulators
- Capacitor

- Sub-transport network
- MV Network 3 phase
- MV Network 1 phase (A/B/C)
- LV Network 3 phase
- LV Network 1 phase (A/B/C)

HV/MV substations

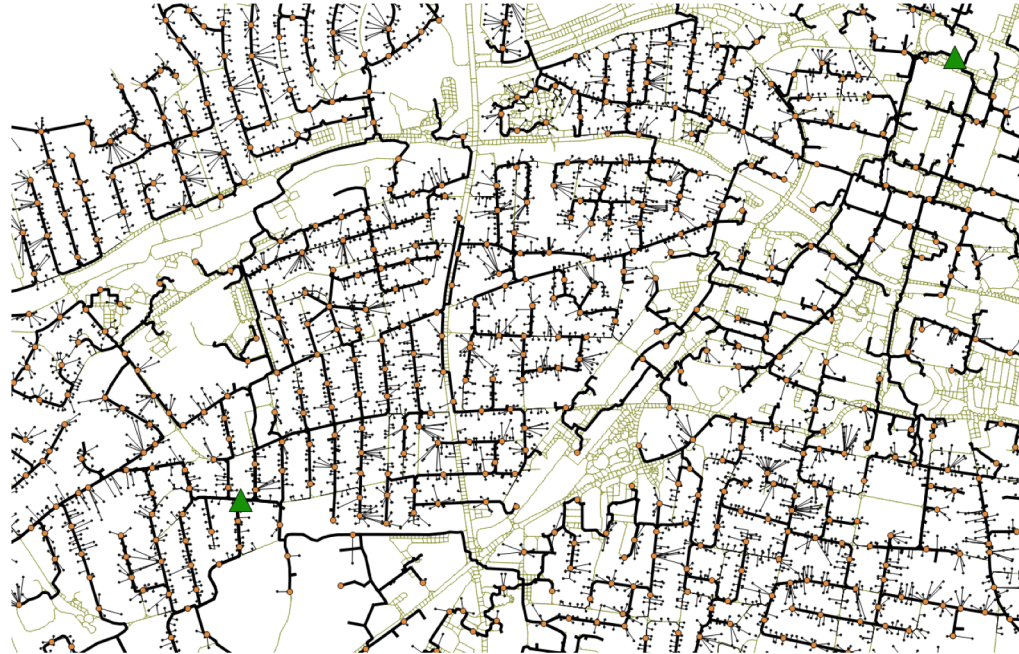


- ▲ Transport substations
- ▲ HV/MV substations
- Distribution transformers

- ◆ Voltage regulators
- Capacitor

- Sub-transport network
- MV Network 3 phase
- MV Network 1 phase (A/B/C)
- LV Network 3 phase
- LV Network 1 phase (A/B/C)

MV Network

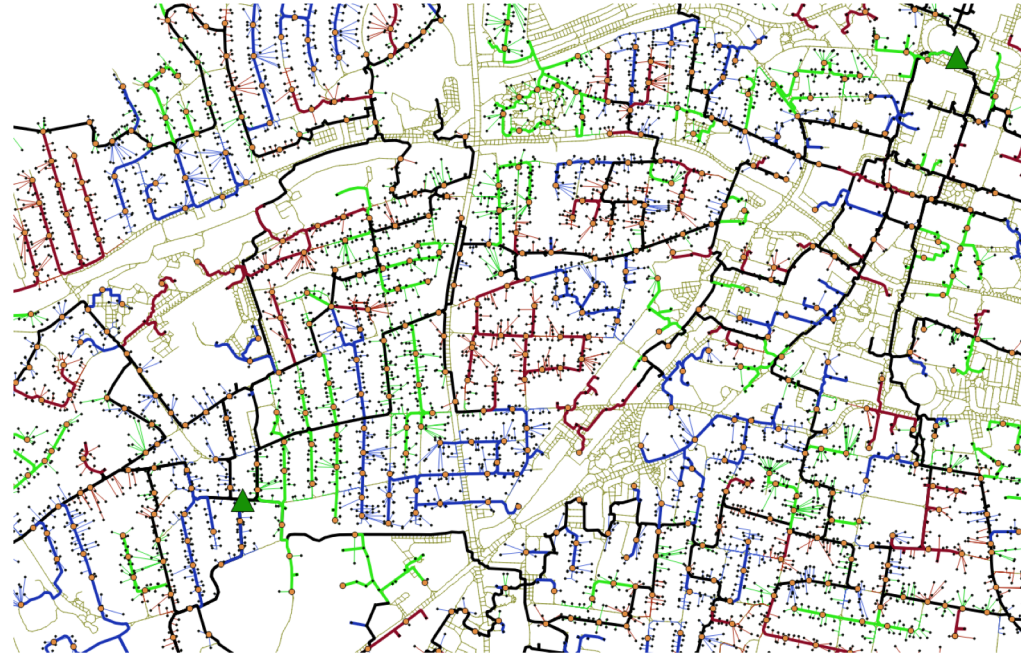


- ▲ Transport substations
- ▲ HV/MV substations
- Distribution transformers

- ◆ Voltage regulators
- Capacitor

- Sub-transport network
- MV Network 3 phase
- MV Network 1 phase (A/B/C)
- LV Network 3 phase
- LV Network 1 phase (A/B/C)

Phases

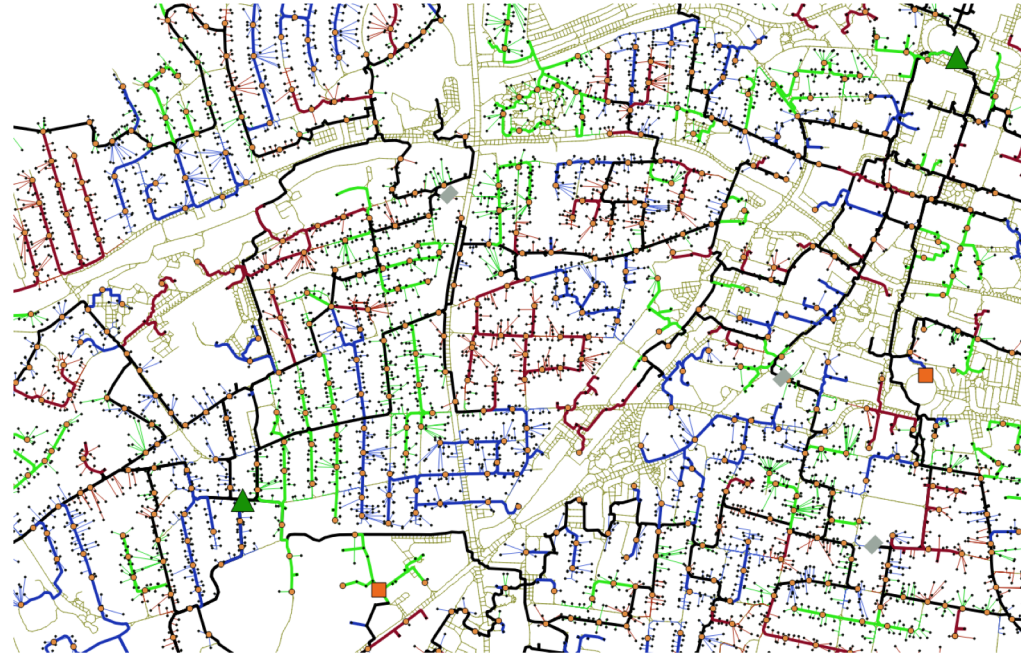


- ▲ Transport substations
- ▲ HV/MV substations
- Distribution transformers

- ◆ Voltage regulators
- Capacitor

- Sub-transport network
- MV Network 3 phase
- MV Network 1 phase (A/B/C)
- LV Network 3 phase
- LV Network 1 phase (A/B/C)

Voltage regulation and capacitors

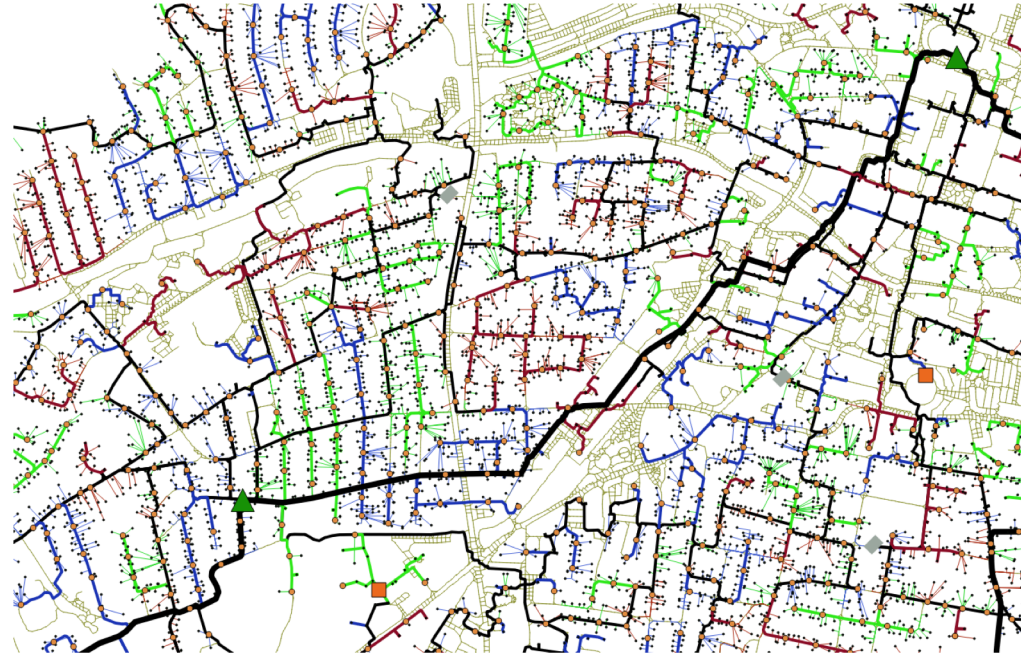


- ▲ Transport substations
- ▲ HV/MV substations
- Distribution transformers

- ◆ Voltage regulators
- Capacitor

- Sub-transport network
- MV Network 3 phase
- MV Network 1 phase (A/B/C)
- LV Network 3 phase
- LV Network 1 phase (A/B/C)

HV Network

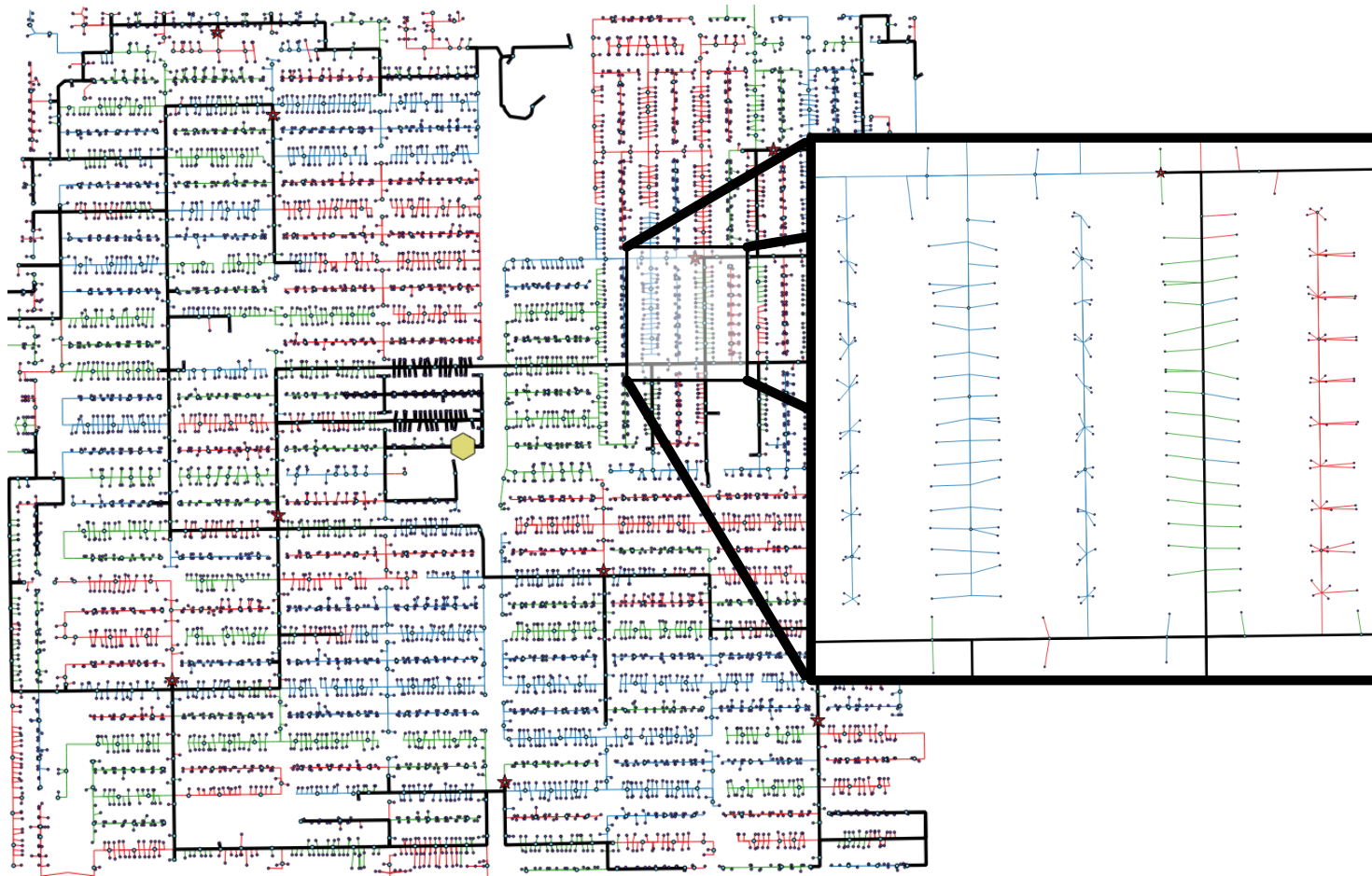


- ▲ Transport substations
- ▲ HV/MV substations
- Distribution transformers

- ◆ Voltage regulators
- Capacitor

- Sub-transport network
- MV Network 3 phase
- MV Network 1 phase (A/B/C)
- LV Network 3 phase
- LV Network 1 phase (A/B/C)

Urban Area in Chicago



Resilient Microgrids in Puerto Rico

