

Beneficios de la generación distribuida para las Empresas Distribuidoras Eléctricas en la República Dominicana.

1. Aspectos conceptuales:

La generación distribuida consiste en producir la energía cerca del punto en que se consume, o en el mismo punto. Esto antes presentaba ciertas dificultades por el tipo de generador disponible y el costo de producción elevado, por economía de escala, que hacían más factibles los grandes generadores y el contar con una red de distribución para llevar la energía desde los mismos a los consumidores ubicados por toda una zona.

Hoy en día existen tecnologías que permiten generar en el mismo punto del consumo, o cercano a este, a costos competitivos y hasta menores al de las grandes generadoras tradicionales que usan combustibles fósiles. Entre estas tecnologías están la generación eólica y la generación fotovoltaica, pero específicamente esta última es la que más ha reducido el costo de producción hasta el punto de ser hoy la de menos costo, cerca de 0.045 US\$/kWh contra los 0.06 a 0.08 US\$/kWh de las grandes generadoras convencionales, que usan combustibles fósiles.

Ahora existe la posibilidad de poder generar cerca, o donde se produce el consumo, a precios competitivos y esto abre muchas oportunidades, inexistentes hace 15 años. Dentro de estas oportunidades tenemos el evitar pérdidas en el transporte de energía y el suplirla en el extremo de la red, en aquellas zonas carenciadas donde existen mayores pérdidas al no poder cobrar la energía. Al poder suministrar la energía en sitio con la energía fotovoltaica de menor costo y evitar las pérdidas por transporte, trae en consecuencia que las pérdidas de energía sean también de menor costo.

Para ayudar a visualizar lo que acabamos de comentar veamos el diagrama unifilar que se muestra en la figura 1.

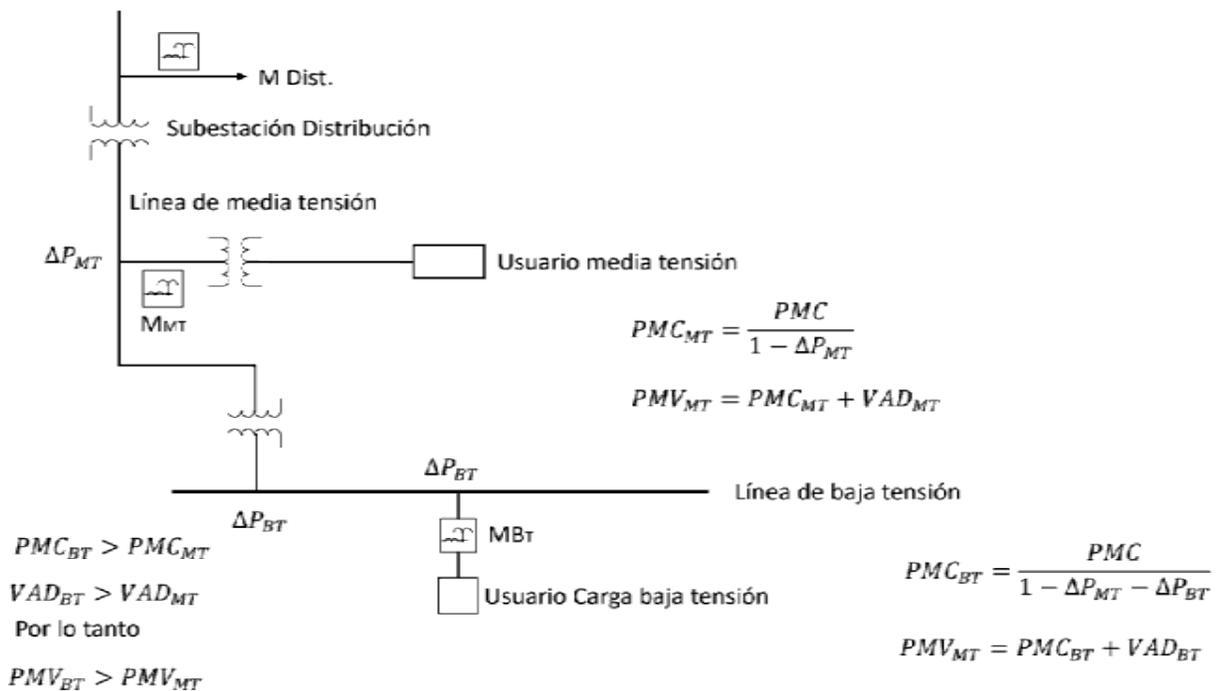
En el esquema tradicional de comercialización de la energía las Empresas Distribuidoras Eléctricas compran la energía en el mercado mayoristas a las Empresas de Generadoras. Esa energía se entrega en la subestación de la empresa distribuidora y en la figura 1 se muestra ese punto de retiro y medición como **M Dist.** La energía no se consume ahí; debe ser transportada hasta el punto de consumo, que estará marcado como **MMT** o en el punto **MBT**. Mientras más lejos esté el punto de retiro del punto **M Dist.**, mayores serán las pérdidas por el transporte, tal y como se presentan en la figura 1, siendo estas **PMT** y **PBT**, en esos puntos de retiro y medición.

En el punto de retiro y medición **MMT** solo tendríamos la pérdida P_{MT} , pero en el punto de retiro **MBT** se tendrían sumadas las pérdidas P_{MT} y P_{BT} . El punto de medición **MBT** representa el punto de retiro de energía en el extremo de la red.

Luego, si en vez de retirar la energía que se debe entregar en **MBT** en el punto **M Dist.**, lo hiciésemos en el punto **MBT** nos ahorraríamos las pérdidas P_{MT} y P_{BT} que agregan un costo a la distribución por encima del **PMC** (Precio Medio de Compra) de las empresas distribuidoras, representado en el diagrama de la figura 1 como PMV_{BT} , y que se puede evitar si la energía se inyecta en el punto **MBT** en lugar de hacerlo en **M Dist.**.

La diferencia entre el **PMC** y el PMV_{BT} representa el costo evitado al sistema de distribución en el transporte de energía cuando se pasa del esquema tradicional de comprar la EDE al por mayor en el **SENI** retirando la energía en el punto **M Dist.**, a un esquema de generación distribuida retirando la energía en los n puntos **MBT** que pueden existir en el sistema al implementar el concepto de la generación distribuida.

Figura 1. Diagrama unifilar sistema de transporte de energía en una empresa distribuidora



Fuente: IEUASD

Otro aspecto a evaluar es el PMC que obtiene la empresa distribuidora con el esquema tradicional y el que se consigue bajo el esquema comercial establecido para el programa de medición neta y que rige las transacciones económicas contractuales de dicho programa.

El contrato para el programa de medición neta establece que la energía inyectada por los Sistemas Fotovoltaicos, que se acogen a dicho programa, se pagará al precio que establezca la tarifa que le corresponda como usuario al propietario del Sistema Fotovoltaico que inyecta energía. En aquellos usuarios que le correspondan tarifas con pago de demanda o potencia se les seguirá cobrando la potencia con el mismo criterio establecido en esas tarifas y se les pagará la energía inyectada al valor que le corresponda en las mismas.

En el caso de la tarifa de Baja Tensión Simple (BTS) es obvio, que como su nombre lo indica, no se cobra potencia y la energía se pagará al valor de la energía en el subbloque de consumo de 0 a 200 kWh mes, y se facturará la energía retirada de la red a ese mismo valor. En todos los casos se descontará el 25% a la energía inyectada a la red por los sistemas de generación distribuida acogidos a este programa, cuando las inyecciones excedan los retiros, bajo el alegato que esos fondos se usarán para garantizar, en parte, el sostenimiento del programa bonoluz. Esto se puede interpretar como una disminución en el precio de compra de esa energía inyectada por la vía de los hechos. Dicho en otras palabras, el precio de compra en ese caso es un 75% de la tarifa correspondiente cuando las inyecciones exceden los retiros de la red.

Partiendo de lo establecido en el programa de medición neta se puede determinar sin ninguna dificultad que el precio de compra de la energía de las Edes a los generadores distribuidos es menor al precio al que las Edes compran la energía a los generadores tradicionales en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

El precio correspondiente a la energía de la generación distribuida de los usuarios que caen bajo la Tarifa de Baja Tensión Simple (BTS) es el precio de tarifa para el subbloque de 0-200 kWh mes de la BTS, y este fue de 0.1043 US\$/kWh durante todo el año 2023, mientras que el Precio Medio de Compra (PMC) de las EDES promedió 0.1604 US\$/kWh en el año 2023. Luego resulta evidente que las Edes ganan comprando a los generadores distribuidos, en lugar de comprar energía a los generadores tradicionales del SENI. En adición a esto vimos que existe un costo evitado por la práctica eliminación de las pérdidas técnicas en el transporte.

En el caso de los usuarios con tarifas con demanda como las BTD, MTD1 y MTD2 en lo relativo a demanda estarían pagando lo establecido en la tarifa correspondiente, pudiendo solo disminuir

la demanda máxima si administran bien el uso de la misma con la introducción de la generación fotovoltaica y otras propias, teniendo solo los beneficios de la energía dejada de consumir de la red pública y de la inyectada a dicha red. En este caso las Edes también se benefician, pero en términos relativos menos, que con la de BTS, pues estarían comprando la energía inyectada a precios entre 0.1519 a 0.1584 US\$/kWh, contra la energía comprada a las generadoras tradicionales del SENI a precio de 0.1604 US\$/kWh.

Evaluaremos en el próximo punto el monto de las ganancias que obtuvieron las Edes por ambos conceptos durante el año 2023.

Tabla 1 Tarifas eléctricas vigentes en la República Dominicana desde junio 2022 a la fecha:



Superintendencia de Electricidad



TARIFA	CONCEPTO	UNIDAD	TARIFAS DE REFERENCIA ABRIL-JUNIO 2022			TARIFAS DE TRANSICIÓN A APLICAR ABRIL-JUNIO 2022		
			EDESUR	EDENORTE	EDEESTE	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
BTS-1	Cargo Fijo por Rangos de Consumo:							
	(i) Consumo mensual de 0 hasta 100 kWh	RDS	53.56	42.96	48.96	42.10	40.33	41.34
	(ii) Consumo mensual de 101 kWh en adelante	RDS	53.56	42.96	48.96	128.59	126.81	127.83
	Cargos por Energía:							
	(i) Los primeros kWh entre 0 y 200	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	6.05	5.97	6.17
	(ii) Los siguientes kWh entre 201 y 300	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	8.59	8.51	8.71
(iii) Los siguientes kWh entre 301 y 700	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	12.89	13.83	13.04	
(iv) Consumo de 701 kWh o mayor, todos los kWh a	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	13.09	14.04	13.26	
BTS-2	Cargo Fijo	RDS	53.56	42.96	48.96	128.96	127.18	128.20
	Cargos por Energía:							
	(i) Los primeros kWh entre 0 y 200	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	8.62	9.57	8.79
	(ii) Los siguientes kWh entre 201 y 300	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	10.93	11.88	11.10
	(iii) Los siguientes kWh entre 301 y 700	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	13.26	14.22	13.43
	(iv) Consumo de 701 kWh o mayor, todos los kWh a	RDS/kWh	13.83	15.45	13.96	13.43	14.38	13.59
BTD	Cargo Fijo	RDS	85.91	68.20	77.81	210.15	207.14	208.78
	Cargo por Energía	RDS/kWh	9.17	9.96	8.92	9.02	9.83	9.07
	Cargo por Demanda Máxima Potencia	RDS/kW	1.847.94	2.470.60	2.207.17	1.189.16	1.310.10	1.280.88
BTH	Cargo Fijo	RDS	85.91	68.20	77.81	210.15	207.14	208.78
	Cargo por Energía	RDS/kWh	9.17	9.96	8.92	8.92	9.74	8.98
	Cargo Demanda Máxima de Potencia HFP	RDS/kW	910.56	1.123.11	978.97	357.24	393.45	376.09
	Cargo Demanda Máxima de Potencia HP	RDS/kW	1.951.25	2.639.02	2.365.46	1.579.29	1.714.50	1.684.59
MTD-1	Cargo Fijo	RDS	94.59	91.44	86.39	211.68	211.19	210.29
	Cargo por Energía	RDS/kWh	8.20	9.03	8.00	9.13	9.89	9.19
	Cargo por Demanda Máxima Potencia	RDS/kW	715.69	1.190.34	1.216.55	575.21	673.63	677.21
MTD-2	Cargo Fijo	RDS	94.59	91.44	86.39	211.68	211.19	210.29
	Cargo por Energía	RDS/kWh	8.20	9.03	8.00	8.75	9.52	8.81
	Cargo por Demanda Máxima Potencia	RDS/kW	715.69	1.190.34	1.216.55	448.41	546.82	550.40
MTH	Cargo Fijo	RDS	94.59	91.44	86.39	211.68	211.19	210.29
	Cargo por Energía	RDS/kWh	8.20	9.03	8.00	8.64	9.42	8.70
	Cargo Demanda Máxima de Potencia HFP	RDS/kW	229.60	343.63	450.62	122.73	142.59	160.56
	Cargo Demanda Máxima de Potencia HP	RDS/kW	807.53	1.327.79	1.396.79	1025.25	1.131.61	1.142.36

2. Estimación de las ganancias de las Empresas de Distribución Eléctricas

Sobre este tema existen múltiples opiniones, y hasta estudios, que pretenden alegar pérdidas económicas para las Edes con el programa de generación distribuida. Casi todos estas opiniones y estudios se construyen sobre escenarios falsos sustentados en supuestos que no se corresponden con la realidad de las transacciones comerciales contractuales de dicho programa.

De lo expuesto en el punto anterior sobre conceptos resulta obvio que es imposible que las Edes puedan perder con la implementación de dicho programa, y como era previsible ganarían más en la medida que el punto de medición para las inyecciones y retiros se aleje del punto donde la Empresa Distribuidora retira la energía del SENI, M Dist., ver figura 1. Esto es así: 1) Por que compran la energía inyectada a precios más bajos que el Precio Medio de Compra de las Edes en el SENI y 2) Por que la generación distribuida le permite inyectar energía en, o casi, en el punto de retiro de sus otros usuarios o clientes, no acogidos al programa de generación distribuida, eliminando así las pérdidas técnicas en las transacciones de energía con esos clientes.

Estudiando la capacidad de la generación distribuida en el año 2023, para determinar la ganancia con la misma se aprecia que se distribuyó, en términos de energía, de la siguiente manera: un 31.90% correspondió a usuarios de la BTS (BTS1 y BTS2), y el resto un 68.10% de la energía para usuarios que caen en las tarifas en BTD y MTD1 y MTD2. Específicamente los de MTD1 son la mayoría, un 40.3 % y los de MTD2 el resto para completar el 68.10 %, es decir un 27.80%. La participación de los usuarios en la BTD es insignificante.

Respecto a la participación en el programa por EDE, de acuerdo a las informaciones de las Edes, EDESUR es la que tiene mayor generación distribuida con un 54.30% del total nacional, EDENORTE un 36.34% y EDEESTE apenas un 9.36%. Esta baja participación puede originarse en un mal servicio que desalienta a los usuarios por participar en generación distribuida, aunque habría que evaluar cuantos usuarios de esa zona tienen sistemas fotovoltaicos no acogidos al programa de medición neta y que simplemente se desconectan de la red total, o parcialmente.

Estos porcentajes tomados de informaciones del programa de medición neta de las Edes son los que usaremos en la estimación de las ganancias de las Edes con la aplicación de dicho programa, y para ello asumiremos solo dos grupos; los de BTS y los de MTD, toda vez que como se aprecia de los datos del punto anterior es poca la diferencia entre las tarifas de energía de la media tensión con demanda y el Precio Medio de Compra de las Edes, aunque en términos absolutos es

mayor la cantidad de energía inyectada. Asumiremos el valor de tarifa más alta en MTD que nos dará la ganancia mínima en ese segmento. En el caso de la BTS asumiremos los valores de EDESUR. Partiendo de estas premisas podemos estimar las ganancias de las Edes por generación distribuida en BTS y en MTD, como se muestran en las tablas 2 y 3, respectivamente.

Tabla 2., Ganancias Edes con la generación distribuida en Baja Tensión Simple (BTS)

Ganancia de las EDES solo por la generación distribuida BTS y medición neta.													
Distribuidora	Energía GWh año	% BT	Energía GWh BT	% pérdidas	% RT/MT	Pérdidas evitables GWh	Pérdidas evitadas GWh	*Valor pérdidas US\$	*Valor energía no comprada	*Valor Costo evitado US\$	*Valor de energía comprada GD ¹	2022	2023
EDEWORTE	4523.00	03.04	3007.35	13.1	2.58.0	383.80	3.84	4437704.00	11718035.08	43134231.87	6740917.82	748263.86	8002640.30
EDESUR	6744.30	03.02	3024.00	10.4	2.05.3	277.30	41.00	4763001.00	11803214.00	40016000.83	8233201.42	10082482.21	8038741.86
EDEESTE	6474.60	01.76	3336.44	13.0	2.67.4	492.30	2.62	410673.02	2017006.93	3437331.06	1057440.2	1063303.04	1849064.61
Total	17741.70	03.64	8067.85			1153.40	22.30	3400018.02	3180088.01	34107549.24	16490384.00	19770252.20	16187392.00
Prueba económica compra energía EDES o generadores del sistema	1.1804 US\$/kWh	De las EDES						*evitados	*a generadores del sistema más cara que la GD	*de compra generadores y pérdidas evitadas	*GD Generación distribuida residencial más barata	*Con pérdidas evitadas.	*No incluidas pérdidas evitadas
Energía inyectada a distribuidoras Resonables 2023	304.81 GWh	11.47%	MW	De acuerdo a los datos Edes 2023		EDEWORTE	30.34 %	73.86 GWh					
Porcentaje 2023 resonables BTS	1.0223	2.33 %				EDESUR	82.30 %	116.13 GWh					
Prueba económica compra energía EDES o Generación Distribuida (GD)	1.1043 US\$/kWh	De la GD				EDEESTE	0.36 %	10.81 GWh					
Ganancia por energía inyectada	89306.83 US\$/kWh					% de participación							

Fuentes: IEUASD y Edes.

Tabla 3. Ganancias con la generación distribuida en Media Tensión con Demanda (MTD)

Ganancia de las EDES solo por la generación distribuida MTD y medición neta.													
Distribuidora	Energía GWh año	% MTD	Energía GWh MTD	% pérdidas	% RT/MT	Pérdidas evitables GWh	Pérdidas evitadas GWh	*Valor pérdidas US\$	*Valor energía no comprada	*Valor Costo evitado US\$	*Valor de energía comprada GD ¹	2022	2023
EDEWORTE	4726.00	30.30	1798.23	13.1	2.6	42.00	4.04	340040.75	23821870.81	30800415.30	10100041.46	737826.63	8723874.10
EDESUR	6744.30	83.30	3024.20	11.4	3	81.81	8.08	11106413.81	37303781.86	30438374.04	27320000.88	11794061.40	8075471.01
EDEESTE	6474.60	30.34	2148.31	13.0	2.6	75.10	1.60	223082.04	6178324.30	8010241.33	4948024.87	1063273.06	1734694.03
Total	17741.70	43.49	6970.83			204.91	13.72	2800064.60	69104970.47	71007704.66	47150266.17	20118063.98	18129443.80
Prueba económica compra energía EDES o generadores del sistema	0.1804 US\$/kWh	De las EDES						*evitados	*a generadores del sistema más cara que la GD	*de compra generadores y pérdidas evitadas	*GD Generación distribuida residencial más barata	*Con pérdidas evitadas.	*No incluidas pérdidas evitadas
Energía inyectada a distribuidoras Resonables 2023	444.71 GWh	26.30%	MW	De acuerdo a los datos Edes 2023		EDEWORTE	30.34 %	101.81 GWh					
Porcentaje 2023 resonables MTD	0.0643	8.43 %				EDESUR	82.30 %	222.84 GWh					
Prueba económica compra energía EDES o Generación Distribuida (GD)	0.1804 US\$/kWh	De la GD				EDEESTE	0.36 %	41.82 GWh					
Ganancia por energía inyectada	45307.30 US\$/kWh					% de participación							

Fuentes: IEUASD y Edes.

Como se puede apreciar las Edes ganaron durante el año 2023, por la energía inyectada en BTS un máximo de US\$ 19.78 millones y un mínimo de US\$ 16.19 millones, dependiendo si se contabilizan las pérdidas de energía evitada, el máximo, o no se consideran estas, el mínimo. De igual modo para la inyectada en MTD un máximo de US\$ 20.13 millones y un mínimo de US\$ 18.13 millones por iguales motivos. En tal sentido las ganancias de las Edes por el programa de generación distribuida ascendieron a montos de entre US\$ 34.32 millones a US\$ 39.91 millones.

Evaluando la rentabilidad por GWh inyectado se puede apreciar que es algo más del doble en las inyecciones en Baja Tensión que en la Media Tensión. De las tablas 2 y 3 se puede apreciar que para la Baja Tensión ganan US\$ 98,395.86 por GWh inyectado con una penetración de 2.23% y mientras en la Media Tensión US\$45,267.38 por GWh inyectado con una penetración de 6.43%.

3. Conclusiones del análisis sobre las ganancias económicas de las Edes con la Generación Distribuida (GD) y el programa de medición neta:

Visto todo lo anterior resultan inverosímiles los alegatos que se han vertido en la opinión pública en contra de la generación distribuida, sobre el supuesto que ocasionan pérdidas económicas a las Edes, cuando es todo lo contrario.

Esto debe obedecer a un determinado propósito, o algún interés particular, que no logramos identificar con claridad, toda vez que resulta demasiado obvio que las Edes se benefician económicamente con la Generación Distribuida, tal y como se viene ejecutando, bajo el esquema contractual del programa o plan de medición neta actual. Las ganancias durante el año 2023 rondaron de los US\$ 34 a los US\$ 40 millones, todo lo contrario a lo presentado en un estudio que atribuye grandes pérdidas con dicho programa, del cual se han hecho eco muchos periodistas y analistas, sin detenerse a ponderar y analizar bien su contenido, ya que de haberlo hecho se hubiesen dado cuenta que ese estudio se sustenta en premias falsas.

En nuestro análisis, y como era de esperarse, resultó ser mucho más provechoso para las Edes la generación distribuida en baja tensión, por lo que las Edes, en vez de tratar de obstaculizar la misma, lo que deben hacer es fomentarla, y particularmente en zonas carenciadas. Llamamos la atención a las autoridades competentes del Consejo Unificado de las Edes para que no se dejen confundir con esa campaña de desinformación mal intencionada, en contra de un programa implementado con éxito por los Edes, y del cual se benefician las Edes y los usuarios del plan.

José Luis Moreno San Juan
Director del Instituto de Energía UASD
22 de mayo de 2024
Anexos: Soportes