



**Universidad Autónoma
de Santo Domingo**

PRIMADA DE AMERICA / Fundada el 28 de octubre de 1538



**Facultad de Ingeniería y Arquitectura “Ing. Amín Abel Hasbun”
División de Postgrado y Educación Permanente**

**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LOS DIFERENTES MECANISMOS DE
COMPENSACIÓN PARA EL DESPLIEGUE DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO
ELÉCTRICO DOMINICANO**

Proponente:

José L. Vallejo Peguero

Febrero 2026

Contenido

- ❖ PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA
- ❖ OBJETIVOS
- ❖ MERCADO ELÉCTRICO DOMINICANO
- ❖ ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LOS DIFERENTES MECANISMO DE COMPENSACIÓN
- ❖ EXPERIENCIAS INTERNACIONALES
- ❖ AVENCES SIGNIFICATIVOS RECIENTES (2026)
- ❖ CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES.



<https://www.google.com/search?> .

El Problema

Sistema de base que ha utilizado República Dominicana para impulsar la generación distribuida.

MEDICIÓN NETA (NET METERING)

- ❖ Para las empresas distribuidoras, en algunos casos, la medición neta les genera pérdidas debido a que la inyección de electricidad que realizan los sistemas de generación distribuida se da durante el día, mientras que el mayor consumo se presenta en las noches en donde los generadores ofrecen la electricidad a precios más altos, por lo que la electricidad inyectada y la consumida no poseen el mismo valor.
- ❖ Presentan pérdidas debido a que la mayoría de los clientes que se inscribieron al PMN son consumidores que pagan a las distribuidoras una suma mayor que el costo de adquirir la electricidad, por lo que los ahorros que obtienen las distribuidoras no compensan la reducción en sus ventas.



<https://www.planteamiento.>

OBJETIVOS

Objetivo general

- ❖ Evaluar y proponer un mecanismo de compensación óptimo que garantice la viabilidad técnica y económica de la generación distribuida y apoye la toma de decisiones regulatorias.

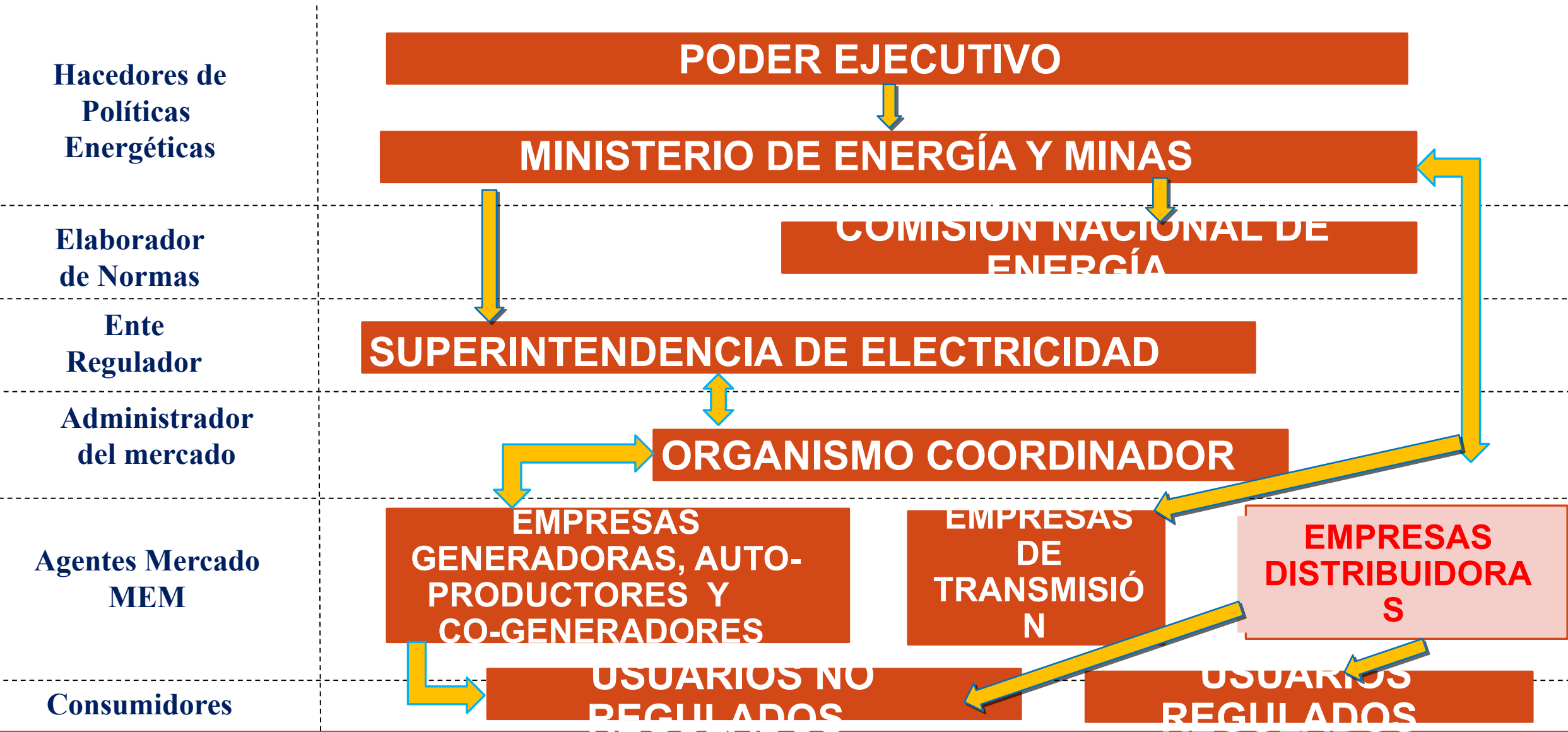
Objetivos específicos

- ❖ Identificar los principales mecanismos de compensación aplicados a la generación distribuida en América Latina y el Caribe.
- ❖ Analizar la metodología de implementación de dichos mecanismos en los marcos regulatorios de la región.
- ❖ Evaluar el impacto de los Programas de Medición Neta y Facturación Neta en los actores del sector eléctrico.



<https://www.9fc2>

MERCADO ELÉCTRICO DOMINICANO



ANÁLISIS

Programa de Medición Neta

| Cantidad de Usuarios y Capacidad Instalada (Kw) | | |
|---|----------------------|------------------------|
| Empresa Distribuidora de Servicios | Cantidad de Clientes | Capacidad Instalada kW |
| Costasur Dominicana | 9 | 8 |
| Cor. Punta Cana | 55 | 909 |
| Cap Cana Caribe | 2 | 33 |
| Puerto Plata Electricidad | 1 | 50 |
| Luz y Fuerza | 63 | 325 |
| El limón | 8 | 26 |
| EDEESTE, S.A. | 1891 | 72,188 |
| EDENORTE Dominicana, S.A. | 13201 | 285,656 |
| EDESUR Dominicana, S.A, | 6753 | 145,406 |
| CEB | 15 | 1618 |
| CEPM | 630 | 15,989 |
| Dato TOTAL General | 22,628 | 522,208 |

EDES

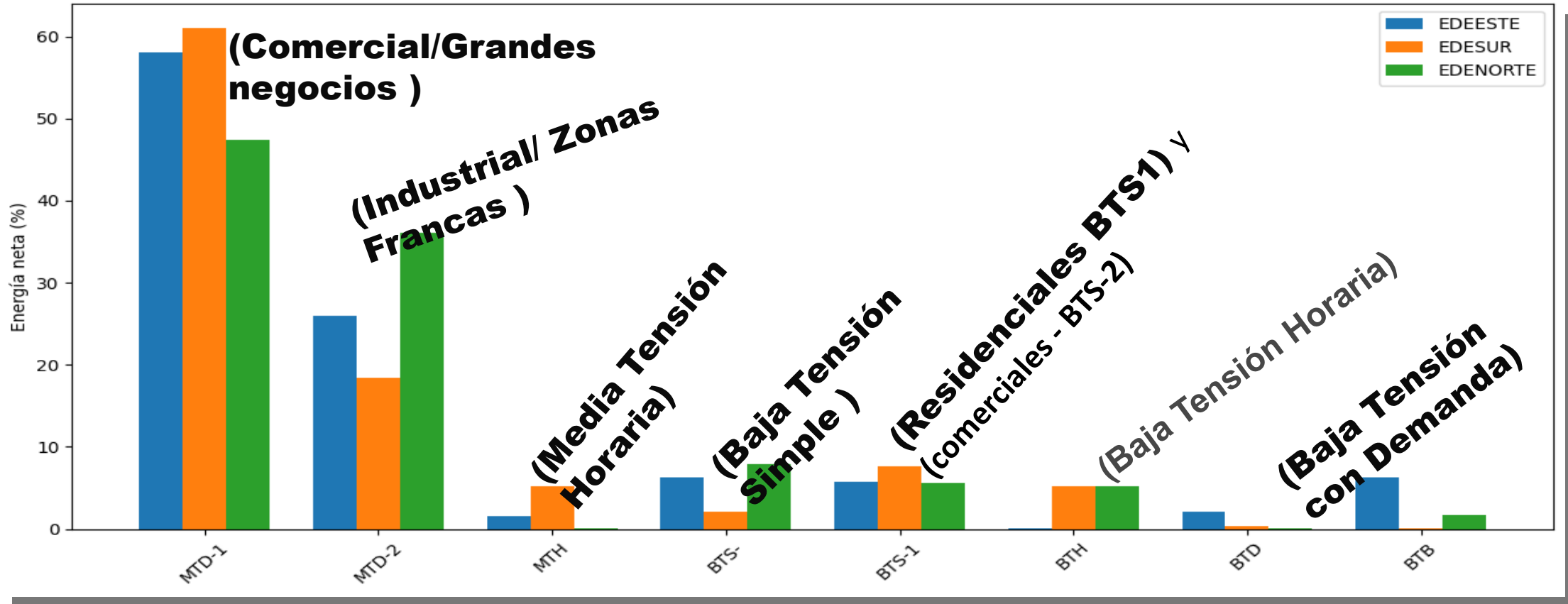


[https://www search?q=Generacion](https://www.search?q=Generacion)

Enero 2026. (Elaboración Propia).

ANÁLISIS

Energía Neta por Tarifa Empresas Distribuidoras (EDEs)



Datos del informe Estadísticas Energéticas y Medición Neta
Enero 2026. (Elaboración Propia).

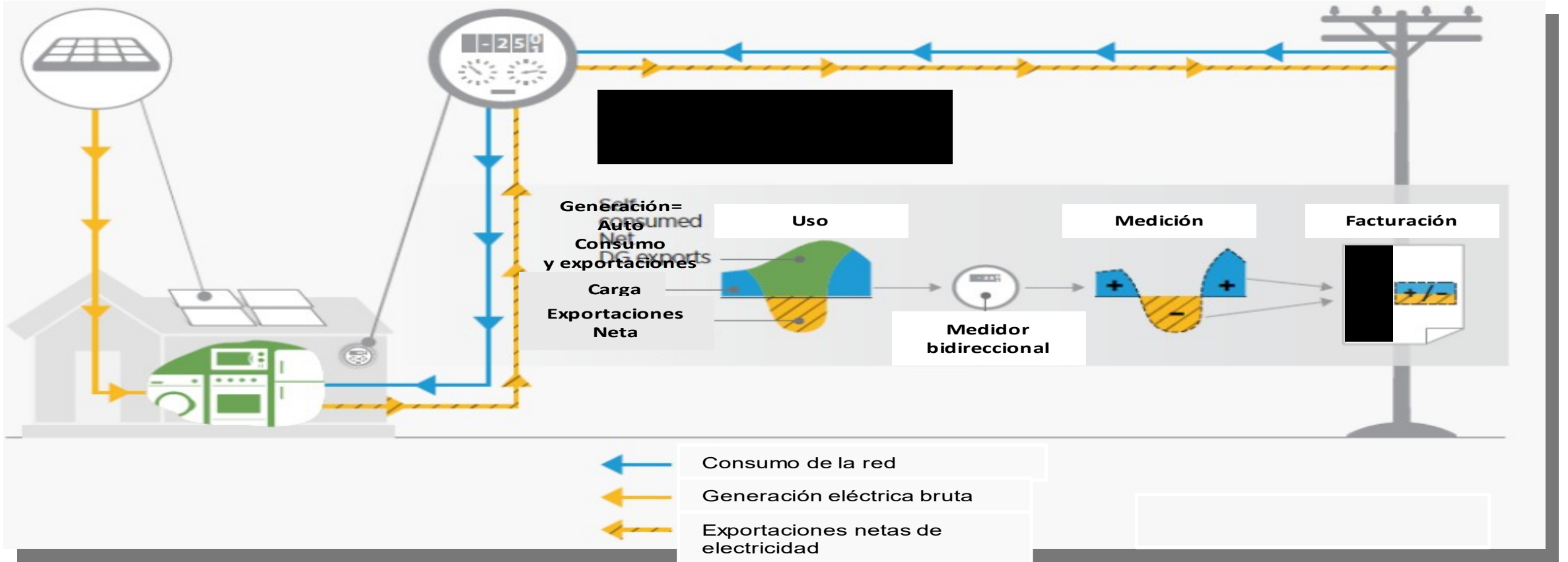
Esquema del sistema de Medición Neta

Sistema de Generación Distribuida

Medidor Bidireccional

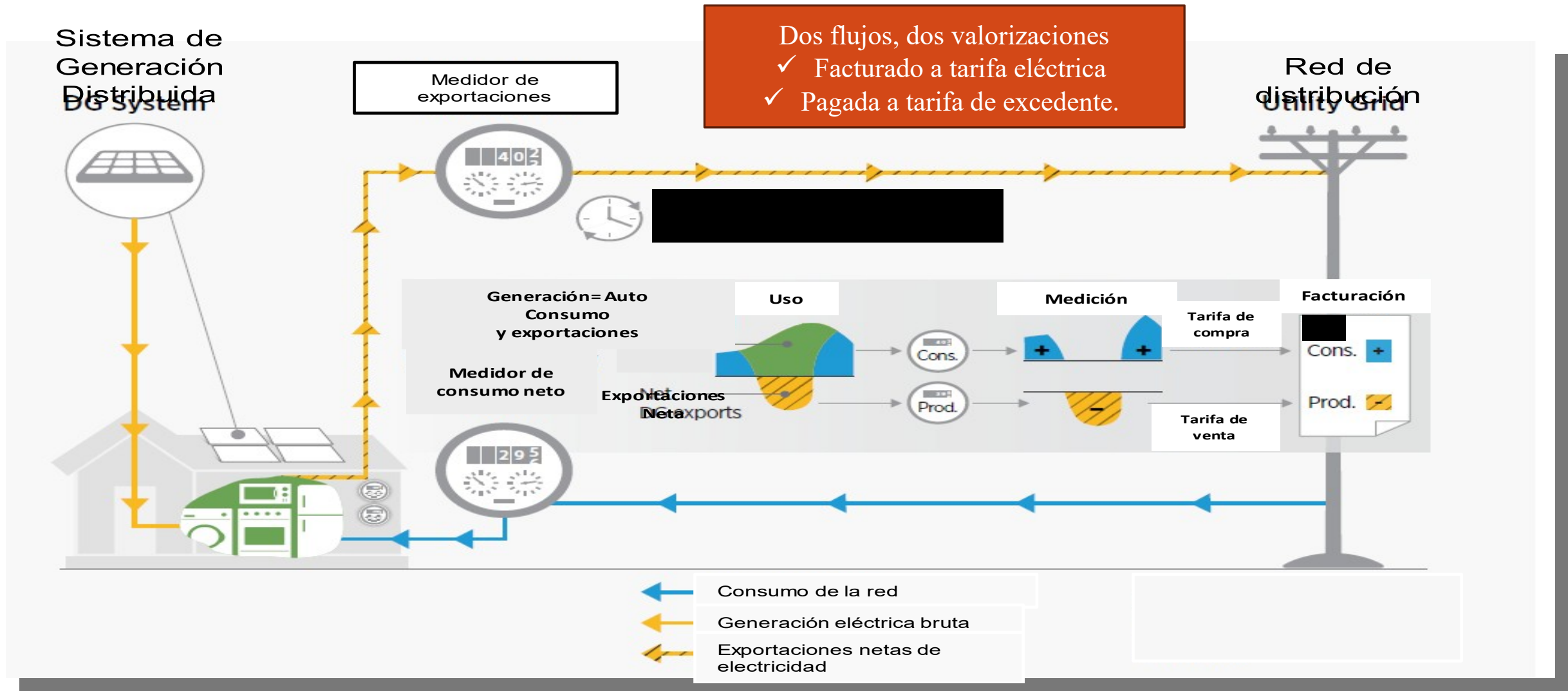
Un solo balance energético.
Compensación en créditos de energía (kWh)

Red de distribución



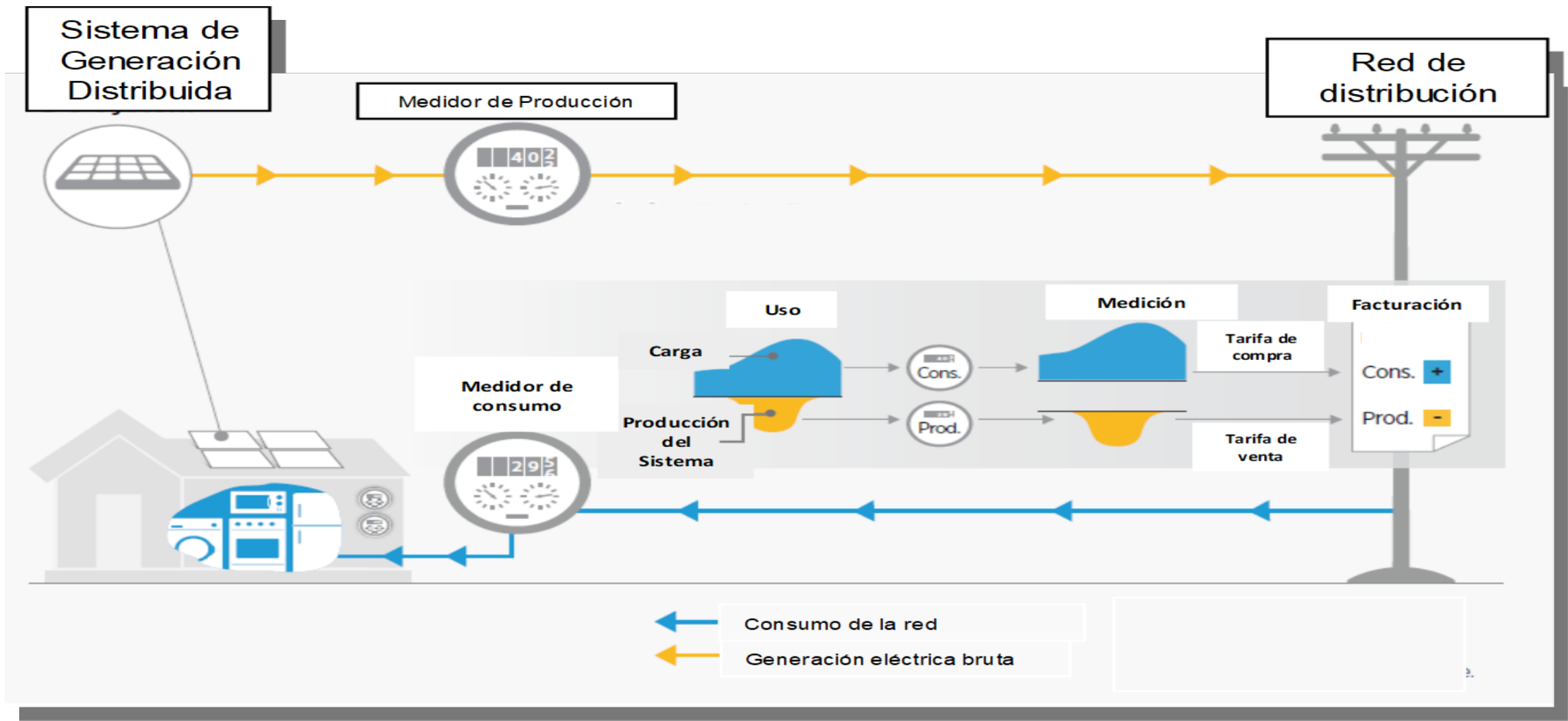
Esquema del sistema de Medición Neta de Energía (Zinaman et al., 2017).

Esquema del sistema de facturación neta



Esquema del sistema de Facturación Neta de Energía (Zinaman et al., 2017).

Esquema del sistema Compra todo Vende todo (BASA).



Esquema del sistema de Medición Neta de Energía (Zinaman et al., 2017).

Ejemplo #1. Net Metering (Medición Neta)

El Artículo 11. Medición neta y facturación de energía. Se le cobrara el consumo neto de energía, el resultado restante a la energía consumida por el Cliente, la energía exportada por este sistema del Distribuidor.

Ec. 1

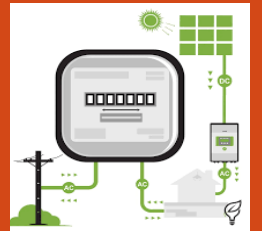
Donde

R; Retiros de la Red kWh

I; Inyección a la Red kWh

= 647 kWh

| Factores | |
|---------------------------|--------------------|
| Inyección a la Red kWh | 974 |
| Retiro de la Red kWh | 1,621 |
| Cliente BTS2 | |
| Cargos por interconexión | |
| Medición Neta | Julio - Septiembre |
| CALCULO DE FACTURA | |
| Cargo Fijo | RD\$137.27 |
| 31 días, RD\$137.27 | |
| Energía | |
| 200 kWh x RD\$ 6.17 | RD\$ 1,234.00 |
| 100 kWh x RD\$ 14.17 | RD\$ 1,417.00 |
| 347 kWh x RD\$ 14.17 | RD\$ 4,916.99 |
| Importe total RD\$ | RD\$ 7,705.26 |



Tarifario julio a Septiembre EDEESTE. Elaboración Propia

Ejemplo #2 Net Billing. (PFN)

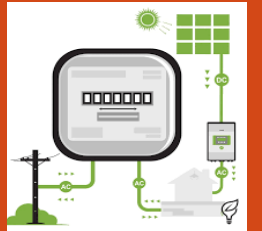
Importe total que pagaría la distribuidora al

| Factores | |
|--------------------------|--------------------|
| Inyección a la Red kWh | 974 |
| Retiro de la Red kWh | 1,621 |
| Cliente BTS2 | |
| cargos por interconexión | |
| NET BILLING | Julio - Septiembre |
| CALCULO DE FACTURA | |
| Cargo Fijo | RD\$137.27 |
| 31 días, RD\$137.27 | |
| Energía | |
| 200 kWh x RD\$ 6.17 | RD\$ 1,234.00 |
| 100 kWh x RD\$ 14.17 | RD\$ 1,417.00 |
| 674 kWh x RD\$ 14.17 | RD\$ 9,550.58 |
| Importe total RD\$ | RD\$ 12,338.85 |



Importe total que pagaría el cliente a la distribuidora

| Factores | |
|--------------------------|--------------------|
| Inyección a la Red kWh | 974 |
| Retiro de la Red kWh | 1,621 |
| Cliente BTS2 | |
| cargos por interconexión | |
| NET BILLING | Julio – Septiembre |
| CALCULO DE FACTURA | |
| Cargo Fijo | RD\$137.27 |
| 31 días, RD\$137.27 | |
| Energía | |
| 1,621 kWh x RD\$ 14.17 | RD\$ 22,969.57 |
| Importe total RD\$ | RD\$ 23,106.84 |



Tarifario julio a Septiembre EDEESTE. Elaboración Propia

Ejemplo #2 Net Billing. (PFN)

= RD\$ 10,767.99

Es lo que pagaría el cliente, la diferencia del Importe total de las dos facturas anteriores.

En este ejemplo, él cliente pagaría más, es importante aclarar que no siempre es el caso, esto sucede en algunos casos con cliente conectado a baja tensión, que actualmente son la mayoría, en el cliente conectado a media tensión no le afecta porque se manejan con tarifa única de energía.



<https://www.earch=Importes>

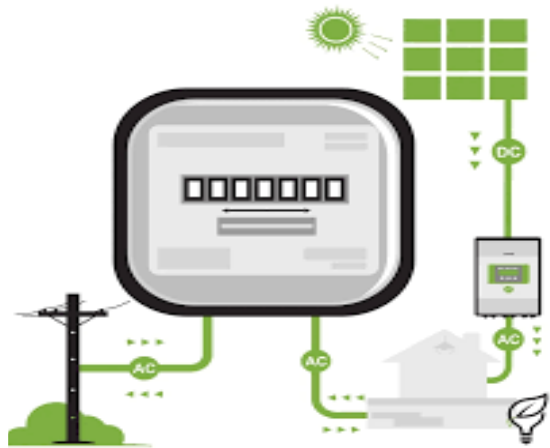
Ejemplo #1. Net Metering (Medición Neta)

Ec. 1

Donde

R; Retiros de la Red kWh

I; Inyección a la Red kWh



[https://www.com/=active.](https://www.com/=active)

Ejemplos : Net Metering (Medición Neta) y Net Billing. (PFN)

Factura 1.

**BTS -1 (Iny. 872kWh) Ret
1975 kWh)**

(PMN) Importe total RD\$ RD\$ 5,573.87

(PFN) Importe total RD\$ RD\$ 5,220.51

Factura 2.

**F2- MTS -2 (Iny.
10,284kWh) Ret 2715 kWh)**

(PMN) Importe total RD\$ RD\$ 8,951.89

(PFN) Importe total RD\$ RD\$ 8,471.20

Factura 3.

**F2- MTS -1 (Iny. 9,311kWh)
Ret 1623 kWh)**

(PMN) Importe total RD\$ RD\$ 7,981.24

(PFN) Importe total RD\$ RD\$ 6,541.20

Tarifario julio a Septiembre EDEESTE. Elaboración Propia

Características de los Sistemas de GD.

| Características | Medición Neta | Facturación Neta | Compra todo vende todo |
|---|------------------------|-------------------------|------------------------------------|
| Posibilidad de acumulación de la electricidad | SI | NO | NO |
| Cantidades de medidas facturadas | Consumo neto | Cantidades Instantáneas | Cantidades bruta |
| Frecuencia del neteo | Periodo de Facturación | Instantáneo | Periodo de Facturación |
| Autoconsumo | SI | SI | NO |
| Valor de la GD para el consumo | Compensación máxima | Compra y venta | Se le reconoce a una tarifa |
| Estructura Tarifaria | Tarifa Plana (TP) | Tarifa Escalonada (TE) | Tarifa por Tiempo de Uso (TOU) |
| Beneficios claves | Simplicidad | Compensación | mejoran los beneficios económicos. |

Fuente: Elaboración propia.

Caso de estudio

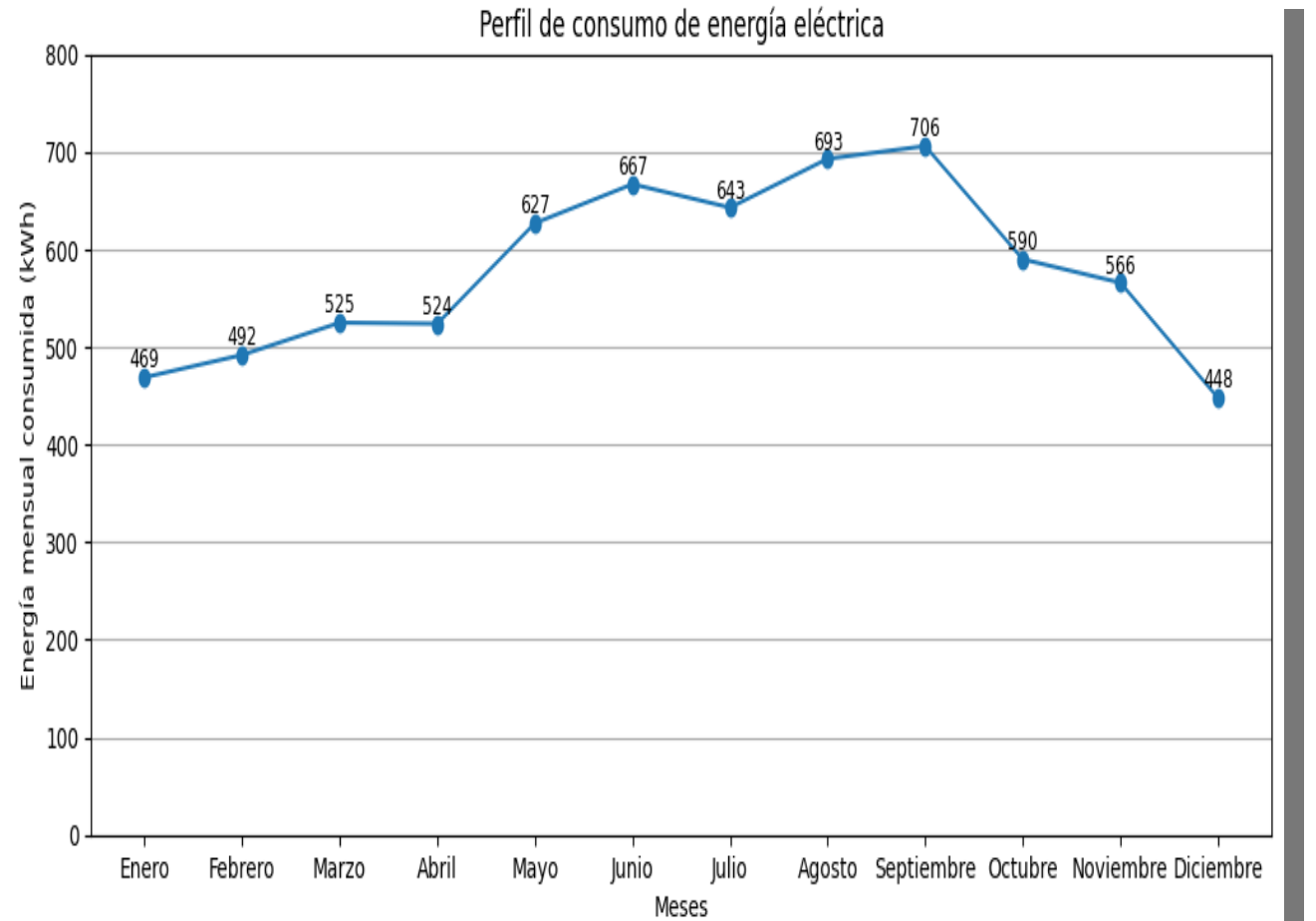
La ilustración muestra el perfil de consumo anual.

Consumo Mensual Promedio de la Electricidad (CMPE) = **599.3 kWh**,

Cliente: tarifa **BTS1**

Se supone que el consumo de electricidad es constante durante la vida útil del proyecto.

Los resultados se muestran y discuten a continuación.



Datos reporte mensual de estadísticas, elaboración propia

Desarrollo del caso

Indicadores técnico y económico para el caso de estudio con un CMPE de 599.3kWh/mes

| | |
|----------------|---|
| ???????? | Valor Presente Neto de los costos [US\$] |
| TIR (%) | Tasa Interna de Retorno |
| PRI (year) | Periodo de Recuperación de la Inversión |
| CNE (US\$/kWh) | Costo Nivelado de la Electricidad |
| CPE (US\$/kWh) | Costo Promedio de la Electricidad |
| IO (US\$) | Inversión inicial del SFVR [US\$] |
| ??? | Emisiones evitadas en el año n [tCO ₂ /año] |
| ?? | Cantidad de paneles |
| ???? | Potencia pico de CA del SFV [kWp] |
| ???? | Potencia del inversor del SFV [kW] |
| ???? | Cociente entre EFV_n y ED_n |
| ???? | Energía de CA anual generada por el SFV [kWh] |
| ??? | Energía anual demandada por el cliente [kWh] |
| ??? | Ahorro mensual en la factura de electricidad [US\$] |
| ??? | Ahorro anual en la factura de electricidad [US\$] |
| ???? | Remuneración por excedente anual de energía generada [US\$] |

Fuente REXIS,2021: Elaboración propia

Desarrollo del caso

FORMULAS UTILIZADAS

$$VPN = VP_{ganancias} - VP_{costos}$$

valor presente de las ganancias menos el valor presente de los costos

$$CNE = \frac{VP_{costos} - VP_{CF}}{\sum_{n=1}^{n=N} \frac{E_{PVn}}{(1+i_r)^N}}$$

El costo Nivelado de la Electricidad es el cociente entre el costo y la energía generada en una unidad de tiempo definida, sus unidades son US\$/kWh.

$$EE_n = E_{FVDn} \times FE$$

Las emisiones evitadas para el año n en tCO₂/año se calculan con la Ec. donde FE es el factor de emisión de los sistemas fotovoltaicos del país en estudio y E_{FVDn} es la energía auto consumida o energía generada que es aprovechada en el año n .

FE (0.6649 tCO₂/MWh)

$$PRI = \frac{I_0}{VPN \left[\frac{i_r(1+i_r)^N}{(1+i_r)^N - 1} \right]}$$

El periodo de Recuperación de la Inversión en años, es el cociente entre la inversión inicial I_0 y el VPN anualizado.

$$RGC_m = \frac{E_{PVm}}{E_{Dm}}$$

La energía que se pagaría a la empresa eléctrica luego de implementar el SFV, sería la diferencia entre la energía consumida y la energía generada.

Fuente REXIS,2021: Elaboración propia

Desarrollo del caso

- ❖ **Generación E Supera:** 45% superior a la demanda ($RGC_1 = 1.451$).
- ❖ **VPN:** Maximización requiere sobredimensionamiento del SFVR.
- ❖ **Degradación de paneles:** Reducción progresiva de la energía generada y de variables asociadas (RGC, R_{exn}, E_{En}).

| Tiempo (Años) | ??? | ????? | ??? | ??? | ???? | ??? | ??? |
|---------------|-------|--------|-------|--------|--------|--------|-------------------------|
| | [kWh] | [kWh] | n | [US\$] | [US\$] | [US\$] | [tCO ₂ /año] |
| 1 | 6,958 | 10,097 | 1.451 | 1.150 | 0 | 1,153 | 6.23 |
| 2 | 6,957 | 9,745 | 1.400 | 1.150 | 235 | 1,388 | 6.18 |
| 25 | 6,998 | 8,307 | 1.187 | 1.142 | 94 | 1,236 | 5.04 |
| Average | 6,999 | 8,169 | 1.167 | 1.152 | 158 | 1,310 | 5.63 |

Fuente: Elaboración propia.

Resultado

Variación de indicadores económicos para diferentes cantidades de paneles solares.

| Np | Sin CF | | | | | Con CF | | | |
|----|--------------------------|---------------|---------------|------------|-------------------|---------------|---------------|------------|-------------------|
| | I ₀ (US\$) | VPN (US\$) | PRI (años) | TIR (%) | CNE (US\$/kWh) | VPN (US\$) | PRI (años) | TIR (%) | CNE (US\$/kWh) |
| 1 | 1927 | - 326 | 15.87 | 365 | 0.3007 | 262 | 1163 | 7.63 | 0.2289 |
| 8 | 3832 | 7489 | 4.46 | 23.50 | 0.0742 | 8659 | 4.05 | 30.01 | 0.0563 |
| 15 | 7381 | 8116 | 6.30 | 15.96 | 0.0761 | 10365 | 5.50 | 21.30 | 0.0575 |

Caso no rentable

Caso rentable

Caso óptimo para el VPN.



¿Cómo se Tarifa
la energía en
GD en PMN?



| Cliente consume más energía de la red que la que inyecta | Cliente Inyecta más energía de la red que la que consume |
|--|--|
| <ol style="list-style-type: none"> Cargo fijo: Establecido por la SIE, independiente del consumo. Cargo por energía: neta (Consumo – inyección) según la SIE. Cargo por potencia: Solo clientes con tarifa binómica. | <ol style="list-style-type: none"> Cargo fijo: fijado por la SIE en todo caso. Cargo por potencia: solo clientes con tarifa binómica. Cargo por uso de la red: solo clientes con tarifa monómica |
| No aplica crédito por excedente | El crédito anual se liquida al 100% |

Fuente: Elaboración propia.

Resultados




Variación en el Número de Paneles

- ❖ **1 panel (0.41 kWp):**
 - No rentable.
 - Con CF: $CNE > CPE$ y $PRI > 10$ años → **no recomendado.**
- ❖ **8 paneles (3.28 kWp):**
 - **TIR más alta:** 23.5% (sin CF) y 30.0% (con CF).
 - Generación = **77% de la demanda.**
 - Inversión inicial \approx **50% menor** que con 15 paneles.
- ❖ **15 paneles (6.16 kWp – caso óptimo):**
 - Mayor generación ($RG > 1.4$).
 - Requiere sobredimensionamiento, pero maximiza el **VPN**



<https://paneles+solares+generacion+distribuida>

EXPERIENCIA INTENACIONES

| | País | Esquema de compensación | Marco normativo / criterio de liquidación | Aspecto relevante | Implicaciones para RD |
|---|----------------------|-------------------------|---|--|--|
|  | Chile | PMN | Ley 20.571: la energía inyectada se compensa al mismo precio que la consumida | Esquema favorable para el usuario final | Referente regional de Medición Neta |
|  | Ecuador | PFN | Precio residencial de electricidad bajo | Menor rentabilidad de SFV | El precio de la energía incide directamente en la rentabilidad |
|  | República Dominicana | PMN | Incentivos a energías renovables | Mayor número de casos rentables frente a Ecuador | Caso atractivo para GD residencial |

Fuente: Elaboración propia.

AVANCES SIGNIFICATIVOS RECIENTES (2026)

Resolución SIE-007-2026-REG

| Aspecto | ¿Qué establece el Reglamento? | Beneficio directo para el usuario |
|---------------------------|---|---|
| Gestión de solicitudes | Implementación de una plataforma digital oficial para todo el proceso. | Mayor transparencia, trazabilidad y facilidad de acceso. |
| Plazo de respuesta | Tiempo máximo de 45–60 días para respuesta de la distribuidora. Silencio administrativo positivo. | Reducción significativa de tiempos y aprobación automática si no hay respuesta. |
| Medición neta | Se mantiene el esquema de medición neta. | El usuario sigue compensando su consumo con la energía que genera. |
| Retribución de excedentes | Retorno del 100 % del crédito anual por energía inyectada a la red (antes 75 %). | Mayor rentabilidad y recuperación de la inversión. |
| Medidor bidireccional | Instalación sin costo por la empresa distribuidora o reembolso si lo adquiere el usuario (previa certificación INDOCAL). | Menores costos iniciales de interconexión. |
| Modalidad sin inyección | Posibilidad de operar sin inyectar excedentes, previa notificación. | Flexibilidad operativa sin cargos adicionales. |
| Periodo de transición | Periodo de gracia de 5 años para proyectos ya aprobados o con contratos vigentes. | Protección de derechos adquiridos y estabilidad regulatoria. |
| Consumo Neto | Artículo 6. Consumo Neto = Kilovatios horas consumidos - kilovatios exportado - Crédito por Exportación de Energía del mes anterior. | Ffavorable para los clientes inscrito en el PMN. |

Fuente: Elaboración propia.

CONCLUSIÓN

El esquema de compensación vigente ha permitido la adopción inicial de la Generación Distribuida en la República Dominicana; no obstante, **requiere ser revisado y actualizado** para reflejar de manera adecuada los beneficios técnicos, económicos y operativos que esta aporta al sistema eléctrico.

La incorporación de **mecanismos de compensación diferenciados y económicamente eficientes** resulta fundamental para garantizar la sostenibilidad, eficiencia operativa y viabilidad técnica, económica y regulatoria de la Generación Distribuida, consolidando su integración en el mercado eléctrico nacional.

RECOMENDACIONES

- ❖ Hoy en día se utiliza el mecanismo de compensación Net Metering (Medición Neta), esto solo debe aplicarse en los países donde existe una sola tarifa, es perjudicial para la Empresas Distribuidora.
- ❖ Es recomendable que cambiemos el mecanismo de compensación a Net Billings (Facturación Neta), no importa la cantidad de escalones que tenga la tarifa, no perjudica a la empresa Distribuidora.
- ❖ Mejorar los términos del financiamiento. Es decir, disminuir el costo de capital y alargar los periodos de amortización.
- ❖ Proponer modelos que puedan ser compatibles con los marcos regulatorios vigentes o que requieran pocos cambios para ser fácilmente adoptados por los agentes financieros y los promotores de proyectos.

¡ Muchas Gracias!

Contacto:

Ing. Jose Luis Vallejo Peguero

vallejopegueroj@Gmail.co

Móvil: +1-829-808-5462