La Transición Energética en la República Dominicana:

VISIÓN DEL INSTITUTO DE ENERGÍA

Presentado por:

José Luis Moreno San Juan

Amparo Céspedes Hidalgo

Encuentro de Ciudades Saludables

15 de julio 2023

Santo Domingo de Guzmán

Agenda

I. Proyección demanda y capacidad requerida al 2050 y 2060. Planificación. diapositiva 6

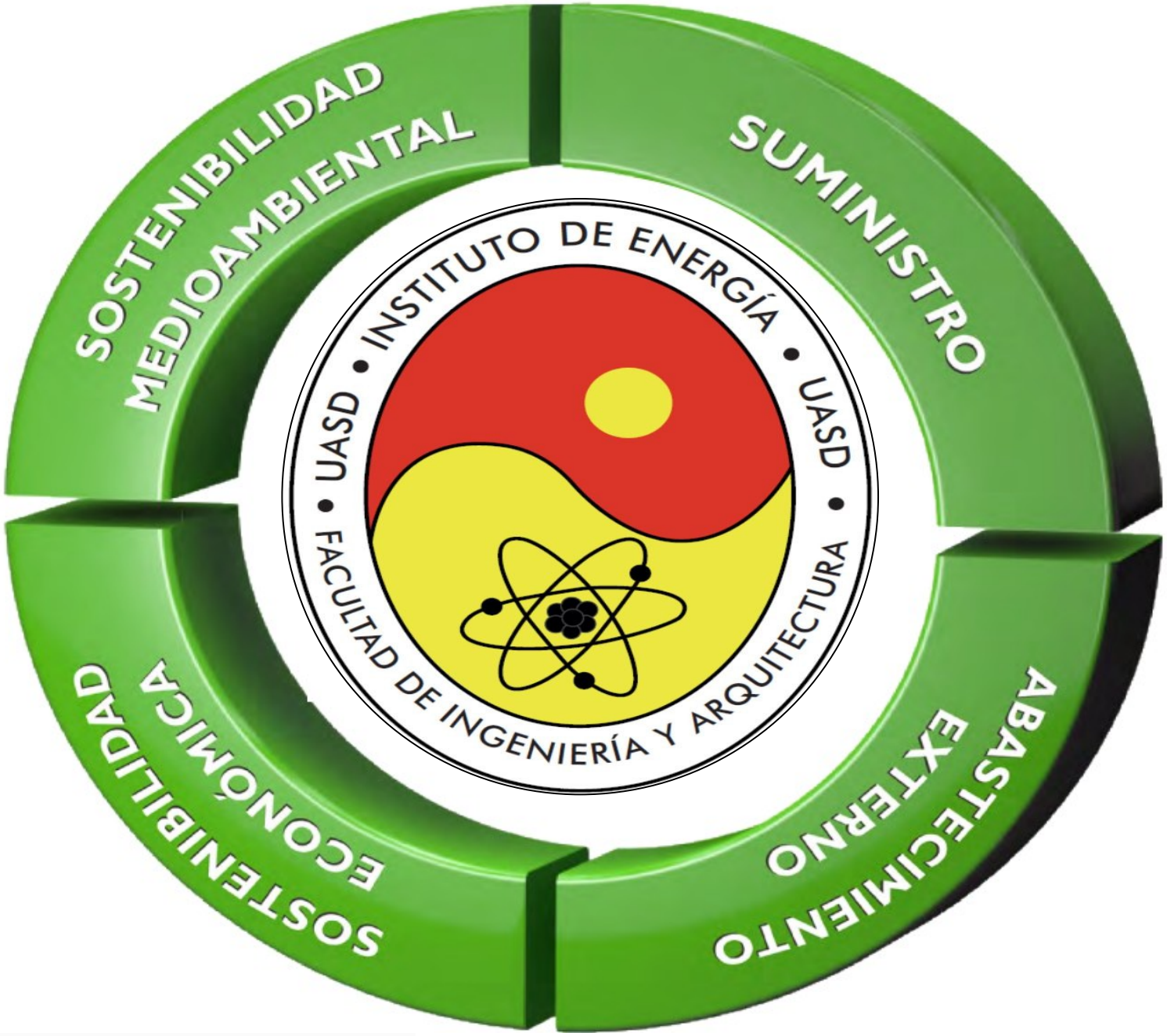
II. Generación térmica. diapositiva 36

III. Renovables y otras. diapositiva 37

IV. Interconexiones de Sistemas, transmisión, distribución y movilidad eléctrica. diapositiva 39

Introducción

En el presente trabajo el IEUASD plasma su visión del futuro energético cercano de la República Dominicana. Está basada en las tendencias internacionales en materia energética, y en como lograr la seguridad energética sustentada en una canasta de generación diversificada a precios competitivos, y sin combustibles fósiles.

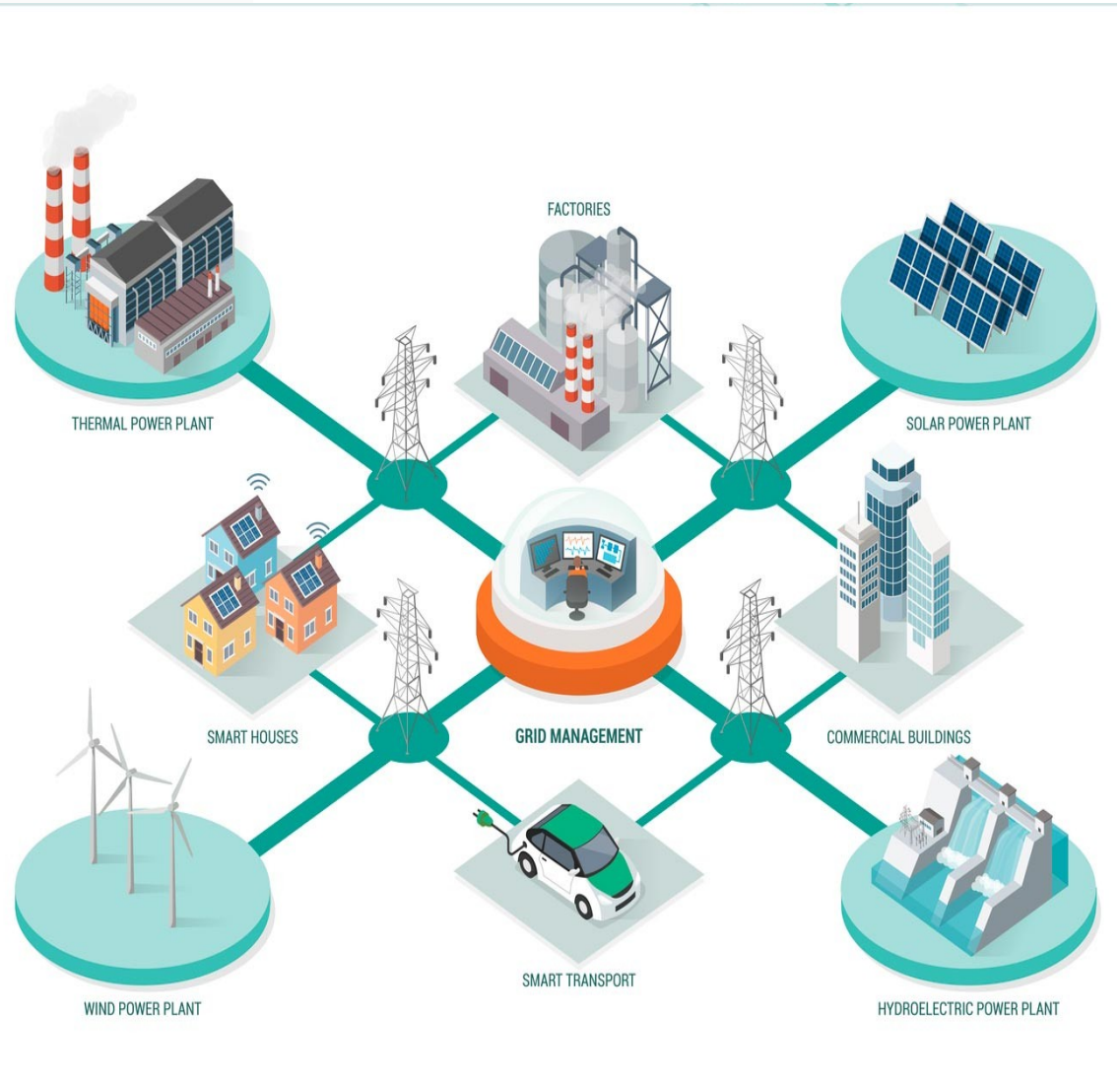


Introducción Cont.

Un objetivo transversal es reducir la pobreza energética, con un suministro eléctrico garantizado que sirva de sostén al crecimiento de la economía nacional, sin perder de vista la protección del medio ambiente, y conformando un sistema eléctrico que reduzca nuestra tradicional dependencia de combustibles importados.

Introducción Cont.

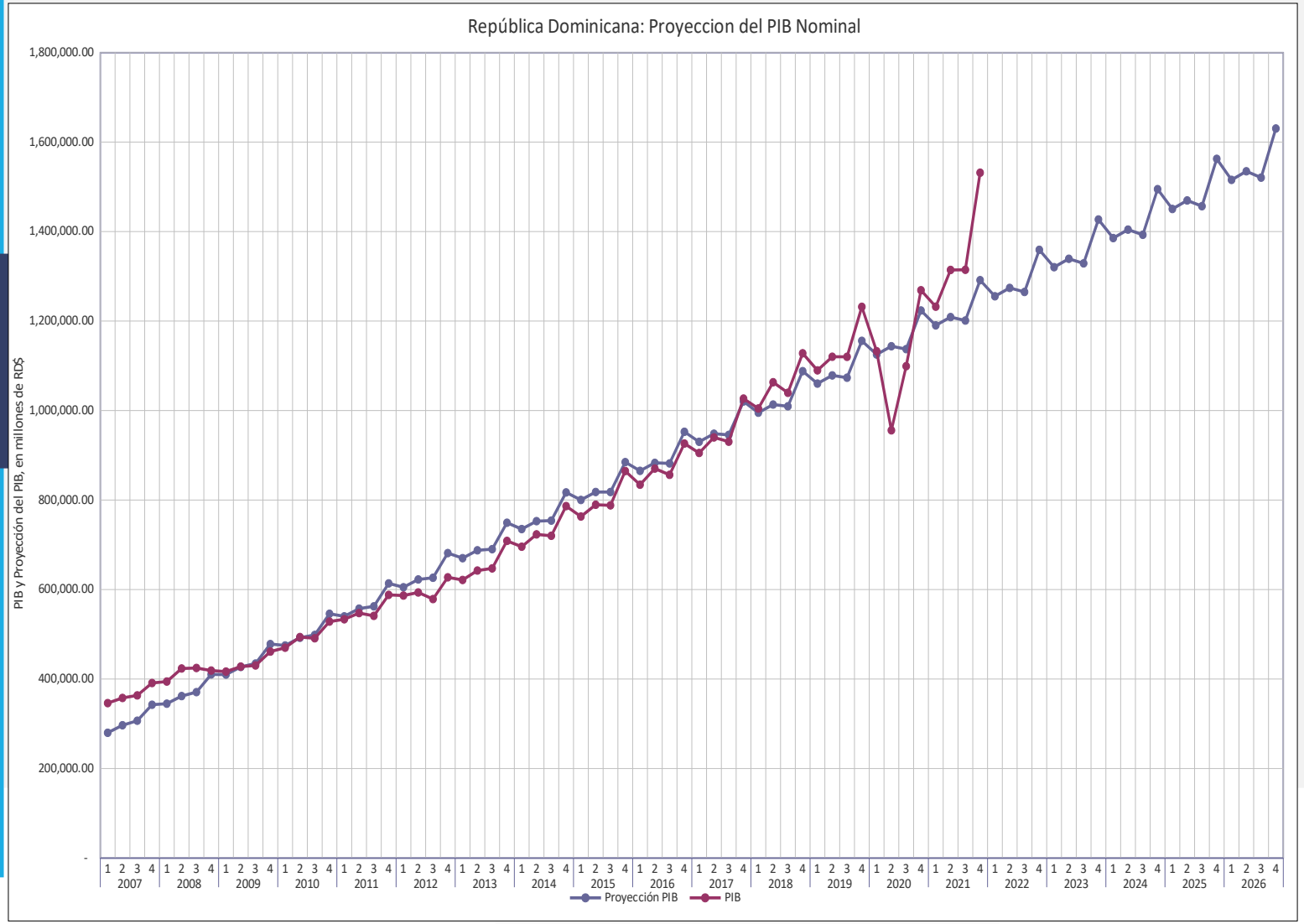
Las evaluaciones y recomendaciones están basadas en distintas proyecciones de crecimiento de la demanda, y en las necesidades de almacenamiento de energía con el uso de las energías renovables, partiendo de dos escenarios de crecimiento económico del PIB Nacional: Uno de crecimiento vegetativo anual de un 5 %, otro de crecimiento con industrialización y movilidad eléctrica de un 7 % inicial, la cual tendrá un impacto significativo en la demanda a partir del año 2035. En ambos casos se asume un decrecimiento de la demanda en la medida que se cambie la cultura en el uso de la energía. Se requiere como parte del plan fomentar el desarrollo de la generación distribuida, la creación de cooperativas eléctricas y desarrollar una industria solar local. El sistema además deberá ser flexible y para esto se requiere desarrollar redes inteligentes que operen automáticamente e informen en tiempo real.



Expansión del Sistema Eléctrico

I – Proyección demanda:

Proyección del crecimiento PIB en la RD. Valor constante 5%.

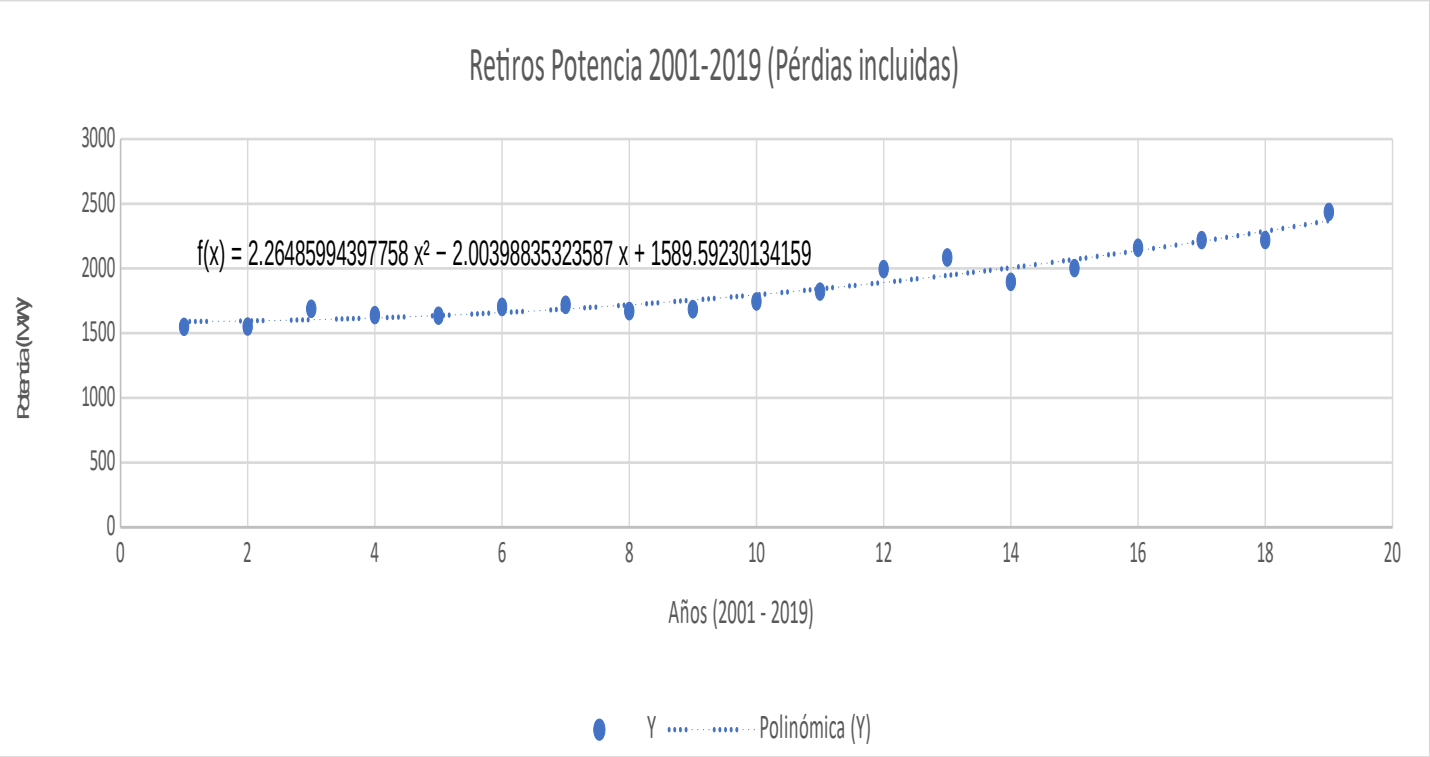


Expansión del Sistema Eléctrico

I – Proyección demanda:

Serie histórica crecimiento vegetativo 2001 al 2019, Proyección mínima.

2030 – 4496 MW
2040 – 6483 MW
2050 - 9062 MW
2060 - 12284 MW

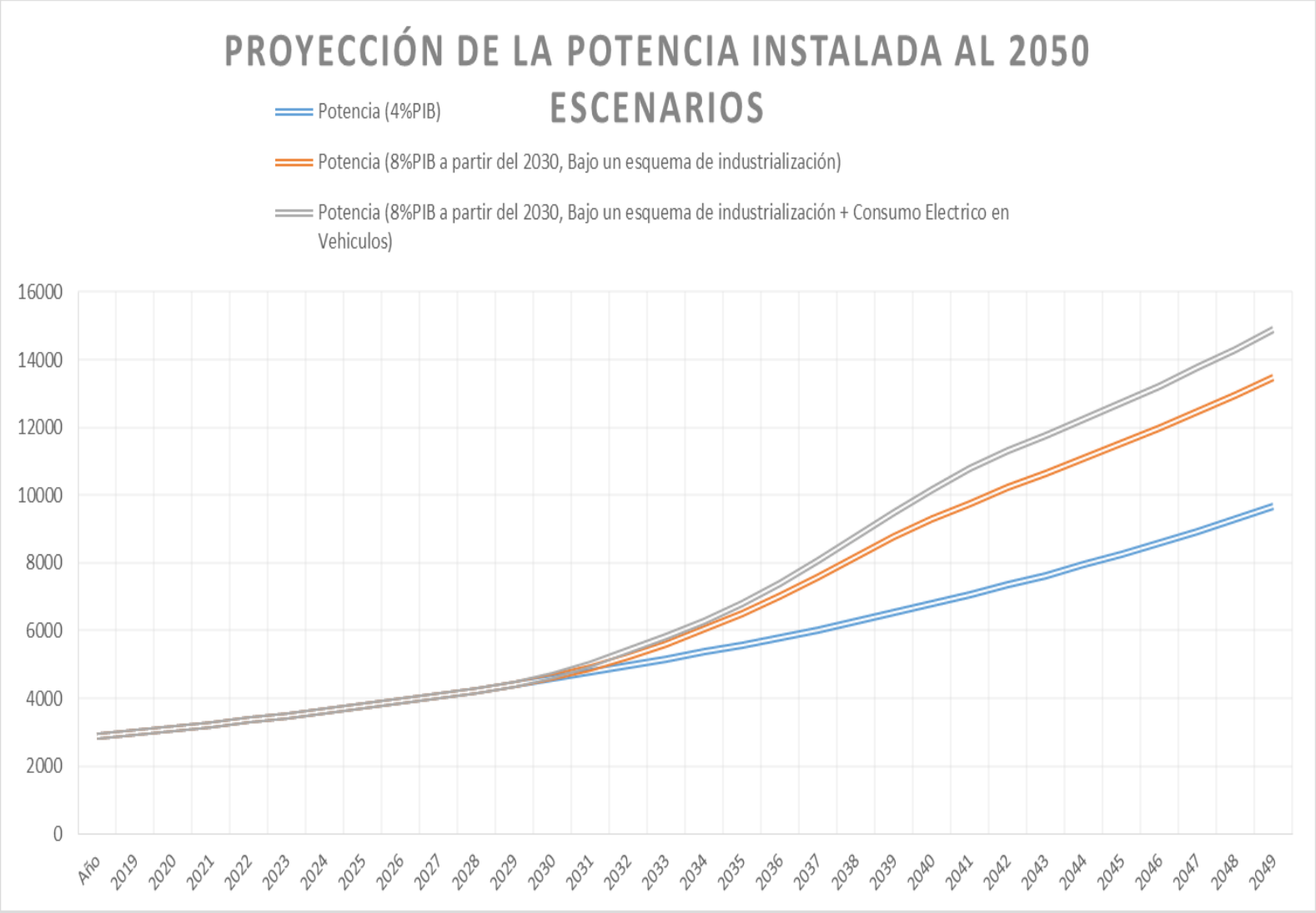


Esta es la mejor simulación crecimiento mínimo o vegetativo con restricción de demanda en 0.763.
Multiplicar por 1.31 coeficientes para ajustar demanda máxima día tipo 28 septiembre 2021 con 98.2 % demanda satisfecha.
Ecuación ajustada para proyección. Crecimiento 3.71% con restricciones, sin restricciones 4.86%, correlación con PIB 0.972.
$f(x)=2.962X^2 -2.704X+2087.36$

Expansión del Sistema Eléctrico

I – Proyección demanda:

La transición energética implica el desarrollo de una Nueva Cultura de la Energía, algo que deberá ser paulatino, pero planificada, desde la escuela básica hasta las universidades.



I. Proyecciones máximas de Demanda de Potencia y Energía.

Crecimiento decreciente: del 2026 al 2035, 6.2%; del 2036 al 2045, 4.5%; del 2046 al 2050, 3.7%; del 2051 al 2060, 3.4%.

Tabla I : Proyecciones máximas de potencia requerida del sistema

Parámetro	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Demanda máxima 12:00 (MW)	3,313	4,228	5,377	6,385	7,803	9,415
Demanda máxima 21:00 (MW)	3,601	4,596	5,836	6,930	8,469	10,048
Variación Picos (MW)	288	368	459	545	666	633
Variación Picos %	8%	8%	7.9%	7.9%	7.9%	6.3%
Potencia en Línea (MW)	4,011	5,074	6,411	7,710	9,422	11,261
Reserva Rotante en MW	410	478	575	780	953	1,213
Reserva Fria (MW)	721	920	1,167	1,389	1,694	2,010
Capacidad disponible requerida(MW)	4,732	5,994	7,578	9,099	11,116	13,271

Fuente: CNE/IEUASD

II. Proyecciones mínimas de Demanda de Potencia y Energía.

Crecimiento decreciente: del 2026 al 2035, 5.6%; del 2036 al 2045, 2.9%; del 2046 al 2050, 2.4 %; del 2051 al 2060, 1,1%.

Tabla I : Proyecciones mínimas de demanda del sistema

Parámetro	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Demanda máxima 12:00 (MW)	3,313	4,228	5,189	5,938	6,711	8,342
Demanda máxima 21:00 (MW)	3,601	4,596	5,632	6,445	7,283	9,054
Variación Picos (MW)	288	368	443	507	572	712
Variación Picos %	8%	8%	8.5%	8.5%	8.5%	8.5%
Potencia en Línea (MW)	4,011	5,074	6,207	7,225	8,236	10,267
Reserva Rotante en MW	410	478	575	780	953	1,213
Reserva Fria (MW)	721	920	1,126	1,289	1,457	1,811
Capacidad disponible requerida(MW)	4,732	5,994	7,333	8,514	9,693	12,078

Fuente: CNE/IEUASD

I. Proyecciones de Demanda de Potencia y Energía y de las inversiones requeridas en generación, base 2022:

Fuente: CNE/IEUASD

Tabla 2 : Proyecciones máximas de la energía a suministrar e inversiones

Parámetro	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energía Proyectada (MWh/año)	21,828,974	26,632,625	32,318,093	39,459,420	50,448,139	67,985,309
Factor de Carga (vs Demanda Máxima)	0.69	0.66	0.63	0.65	0.68	0.72

Descripción	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060 (MIX
Inversión acumulada (US$ Millones)	7,793.78	8,587.43	11,382.91	14,005.58	19,030.03	25,772.42	35,287.56	50,448.94	67,167.63
Inversión período nueva generación (US$ Millones)	7,793.78	793.65	2,795.49	2,622.67	5,024.45	6,742.40	9,515.13	15,201.39	16,678.69

I. Proyecciones máximas de Demanda de Potencia y Energía:

Tabla 3: Porcentaje de participación por fuente primaria (Energía)						
Tipo	2025	2030	2035	2040	2045	2050
12:00						
Fósiles	60%	56%	54%	41%	30%	12%
Renovables	35%	38%	36%	42%	43%	56%
Hidro	5%	6%	4%	4%	3%	2%
Interconexión	0%	0%	6%	10%	12%	14%
Nuclear	0%	0%	0%	3%	12%	16%
21:00						
Fósiles	81%	77%	66%	55%	43%	20%
Renovables	9%	11%	12%	14%	14%	38%
Hidro	10%	12%	13%	15%	16%	13%
Interconexión	0%	0%	9%	13%	16%	14%
Nuclear	0%	0%	0%	3%	11%	15%

Fuente: IEUASD

II. Proyecciones mínimas de Demanda de Potencia y Energía:

Tabla 3: Porcentaje de participación por fuente primaria (Energía)						
Tipo	**2025**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
12:00						
Fósiles	60%	56%	53%	41%	29%	10%
Renovables	35%	38%	37%	43%	44%	57%
Hidro	5%	6%	4%	3%	3%	2%
Interconexión	0%	0%	6%	10%	12%	14%
Nuclear	0%	0%	0%	3%	12%	17%
21:00						
Fósiles	81%	77%	66%	55%	43%	23%
Renovables	9%	11%	12%	14%	14%	26%
Hidro	10%	12%	13%	15%	16%	17%
Interconexión	0%	0%	9%	13%	16%	17%
Nuclear	0%	0%	0%	3%	11%	17%

Fuente: IEUASD

I. Proyecciones máximas de Demanda de Potencia y Energía:

Tabla 4: Capacidad instalada firme requerida por fuente (MW)						
Tipo	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fósiles*	3,833	4,615	4,815	3,812	3,642	2,043
Renovables**	1,656	2,278	5,365	7,659	9,547	24,506
Hidro***	473	719	988	1,823	2,376	3,213
Interconexión	0	0	684	1,170	1,760	2,380
Nuclear	0	0	0	330	1,320	2,800

Fuente: IEUASD

* incluve contribución a reserva fría

** Incluvendo almacenamiento:baterias de agua y hierro, generación distribuida, biomasa y otras fuentes alernativas.

*** Con hidrobombeo por encima de 771MW

II. Proyecciones mínimas de Demanda de Potencia y Energía:

Tabla 4: Capacidad instalada firme requerida por fuente (MW)						
Tipo	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fósiles*	3,833	4,615	3,717	3,545	3,132	1,959
Renovables**	1,656	2,278	5,205	7,164	7,321	17,767
Hidro***	473	719	988	1,823	2,376	3,213
Interconexión	0	0	684	1.170	1.760	2.380
Nuclear	0	0	0	330	1,320	2,800

Fuente: IEUASD

* incluve contribución a reserva

** Incluvendo almacenamiento: baterías de agua y hierro, generación distribuida, biomasa y otras fuentes alternas.

*** Con hidrobombeo por encima de 771MW

I – Proyecciones de crecimiento de demanda y cobertura por fuentes

Expansión del Sistema Eléctrico

A continuación, se analizará cómo se comportará la demanda y cómo podría ser cubierta la misma hasta el 2050 y las expectativas al 2060. Se simuló en base a Time Series Lab, Digsilent Power Factory, Power BI y Excel. La prospección de la demanda mediante una simulación estocástica dinámica de los últimos 20 años.

DIgSILENT
PowerFactory

Power BI

I – Proyecciones de crecimiento de demanda y cobertura por fuentes

Expansión del Sistema Eléctrico

Toda nueva generación, sin excepciones, debe estar sujeta al plan de expansión, donde se especifiquen tecnología y ubicaciones de los centros de generación.

- Para el uso masivo de energías renovables se requiere un sistema de transmisión con capacidad de transferir energía de cualquier punto de generación a cualquier centro de demanda. Debe estar anillado en la 345 kV, creando una red inteligente para inyecciones y retiros de energía.

- De igual manera se requiere adecuar la capacidad de almacenamiento de energía para soportar variaciones en la oferta de las renovables. Se contempla el uso prioritario del hidrobombeo desde el año 2035 y el uso del hidrógeno verde como complemento a partir del año 2040.

Expansión del Sistema Eléctrico

Cont. Proyecciones de crecimiento de demanda y cobertura por fuentes

Se contempla inicialmente tres baterías de agua combinadas centralizadas, compuestas de tres grupos operacionales para ser usados por 5 horas cada una para un total de 15 horas diarias, que se repetirán de acuerdo a los requerimientos de almacenamiento.

- La primera debe estar ubicada en la zona del Cibao con 250 MW para 15 horas, o tres de 250 MW que operen 5 horas cada una, usando los embalses de regulación existentes en la zona. Estas baterías de agua deben proveer cada una 3,750 MWh al día, para un total de 11,250 MWh por día.

- Una segunda batería de agua se ubicaría en la zona sur con igual capacidad 250MW. A este soporte se uniría la interconexión con Florida que debe entrar para el año 2032, con una capacidad inicial de 1,400 MW.

- Para el año 2040 se debe aumentar la capacidad de almacenamiento 8,233 MWh día. Se contempla aumentar el hidrobombeo, de manera similar a las primeras, el resto se cubrirá con motores que usen hidrógeno verde como combustible 1000 MW por 10 horas, como reserva de 1 día para eventualidades con el uso del agua para las baterías.

Expansión del Sistema Eléctrico

Cont. Proyecciones de crecimiento de demanda y cobertura por fuentes

Para antes de ese año se planea la puesta en operación de la interconexión con Puerto Rico, con vocación exportadora de excedentes de la producción local o posibles trasferencias desde Florida, con posibilidad de interconectar con la Antillas Menores para aprovechar el potencial geotérmico en ellas, en ese caso para inyectar a la red dominicana. También la interconexión con Colombia con vocación importadora.

- Todos los proyectos de granjas solares deben contemplar almacenamiento de energía antes del año 2030, por igual los eólicos antes del año 2040.

- El almacenamiento centralizado se contempla cubrir estas necesidades para hacer gestionables las renovables en la medida que estas se conviertan en las de mayor aporte del sistema.

- Para el año 2045 se requiere ampliar en 11,195 MWh la capacidad de almacenamiento de energía.

- En el 2040 se contempla el inicio de la operación de la primera central nuclear dominicana, la Juan Pablo Duarte, con una capacidad nominal de 600MW.

Cont. Proyecciones de crecimiento de demanda y cobertura por fuentes

Expansión del Sistema Eléctrico

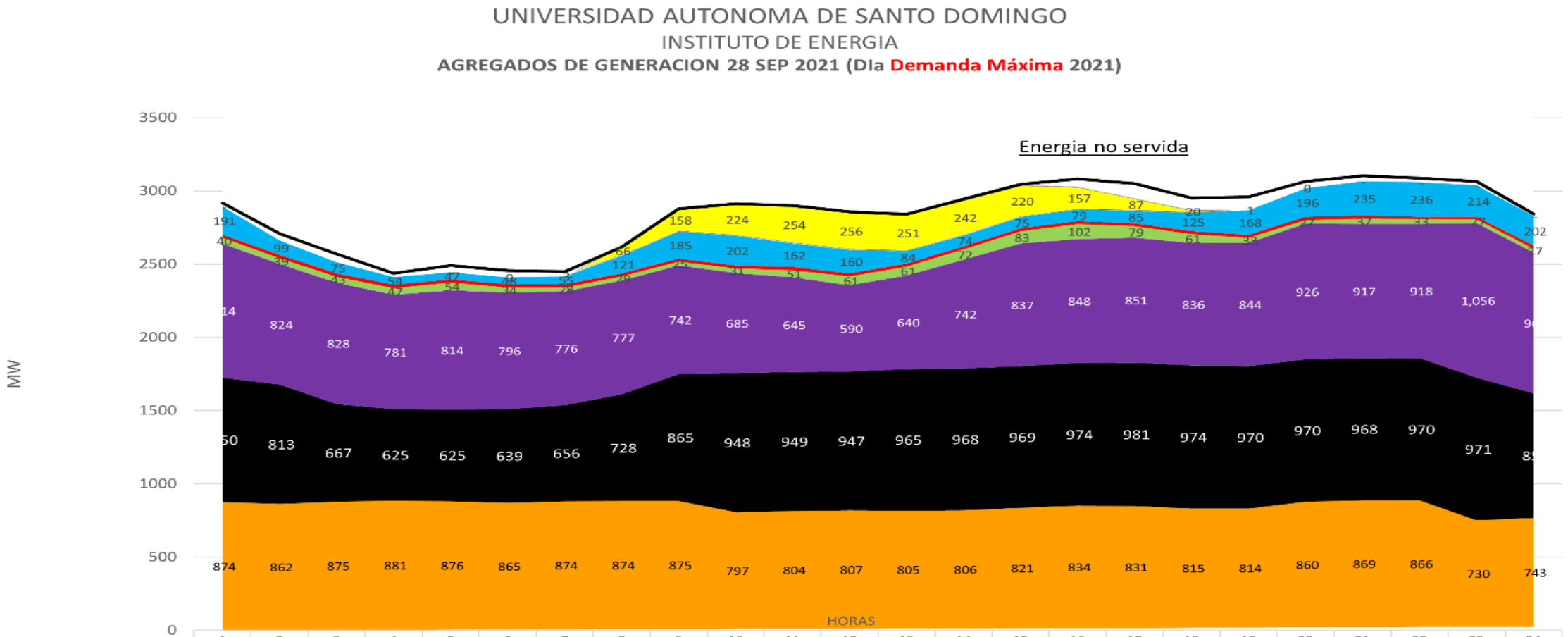
- Para el año 2050 se deben haber desarrollado numerosos proyectos eólicos y en mayor número proyectos solares (fotovoltaicos). Se deben aumentar el almacenamiento para soportar la solar fotovoltaica.

- Para el año 2050 la meta debe ser cubrir la mayor parte del almacenamiento con hidrobombeo de embalses de regulación y de dos depósitos autónomos, aprovechando el gran potencial existente en la República Dominicana.

- En ese año se ampliará la capacidad nuclear en 800 MW. Se instalarla la primera central hidráulica para aprovechar las corrientes marinas a gran escala.

- Se instalarán 1000 MW adicionales de motores que usen hidrógeno verde para soporte de noche de la fotovoltaica, 15 horas al día. Esto representará una capacidad complementaria a la del hidrobombeo, pues estarían ya aportando 45,000 MWh al día

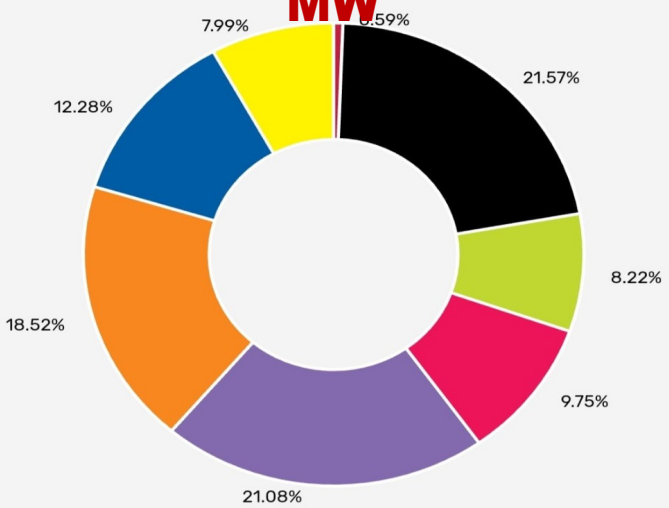
I. Curva de demanda máxima 28 de septiembre 2021. Día tipo referencia



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Solar	-	-	-	-	-	0	3	66	158	224	254	256	251	242	220	157	87	20	1	0	-	-	-	-
Hidro	191	99	75	54	47	48	55	121	185	202	162	160	84	74	75	79	85	125	168	196	235	236	214	202
Biomasa	21	21	21	21	21	21	21	21	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	15	18	20
Eólico	40	39	43	47	54	34	28	29	25	31	51	61	61	72	83	102	79	61	33	27	37	33	27	27
Fuel Oil	914	824	828	781	814	796	776	777	742	685	645	590	640	742	837	848	851	836	844	926	917	918	1,056	962
Carbón	850	813	667	625	625	639	656	728	865	948	949	947	965	968	969	974	981	974	970	970	968	970	971	850
Gas Natural	874	862	875	881	876	865	874	874	875	797	804	807	805	806	821	834	831	815	814	860	869	866	730	743
HORAS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
DEMANDA MAXIMA	2,917	2,709	2,569	2,438	2,492	2,457	2,449	2,616	2,879	2,912	2,900	2,858	2,842	2,945	3,046	3,082	3,051	2,952	2,960	3,065	3,102	3,087	[illegible]	2,843

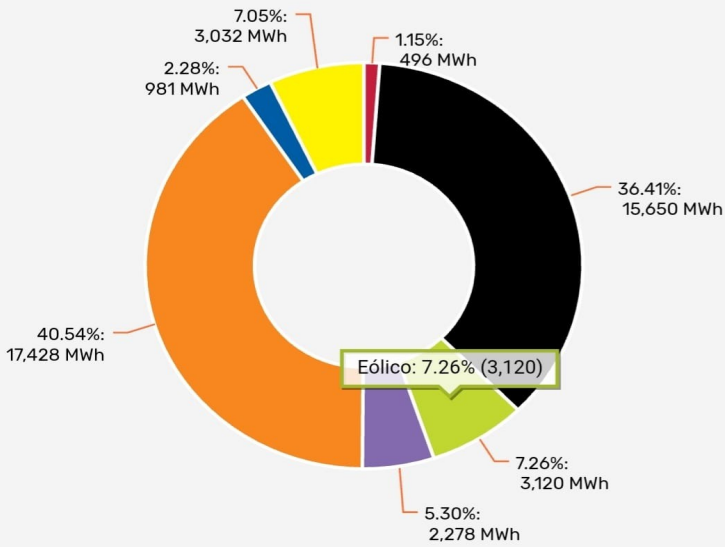
I. Composición de la matriz de producción de electricidad en RD 2023 Fuente:OC

Capacidad instalada en MW



Biomasa	30	Carbón	1,095
Eólico	417	Fuel Oil No. 2	495
Fuel Oil No. 2 y Fuel Oil No. 6	0	Fuel Oil No. 6	1,070
Gas Natural	940	Hidráulica	623
Solar	405		

Energía producida en MWh



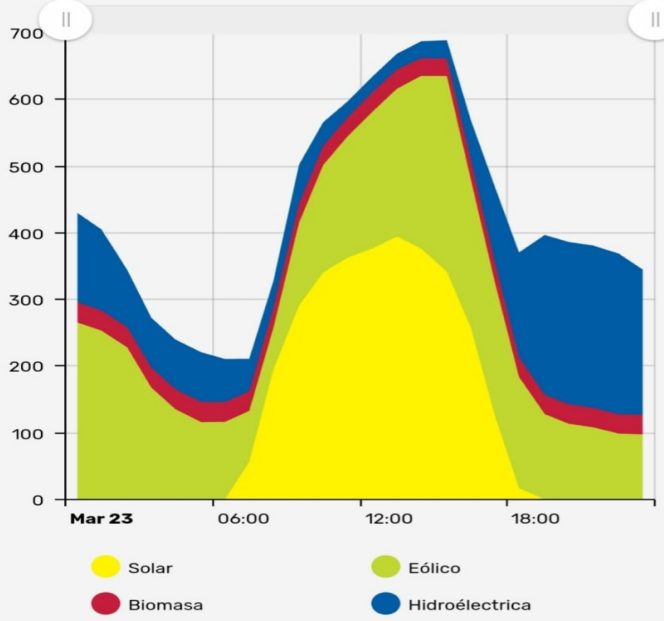
Biomasa	496	Carbón	15,650
Eólico	3,120	Fuel Oil No. 6	2,278
Gas Natural	17,428	Hidráulica	981
Solar	3,032		

Producción Renovables

344.96 MWh

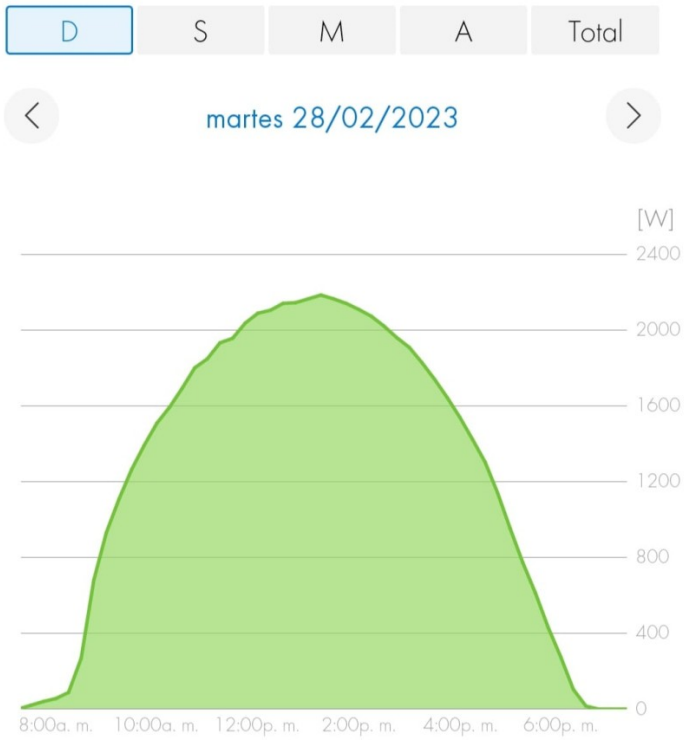
Energía Renovable **Por Fuente**

23-03-2023

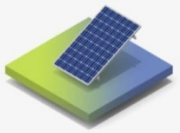


I. Curvas típicas de producción sistema fotovoltaico 3 kWp en SD.

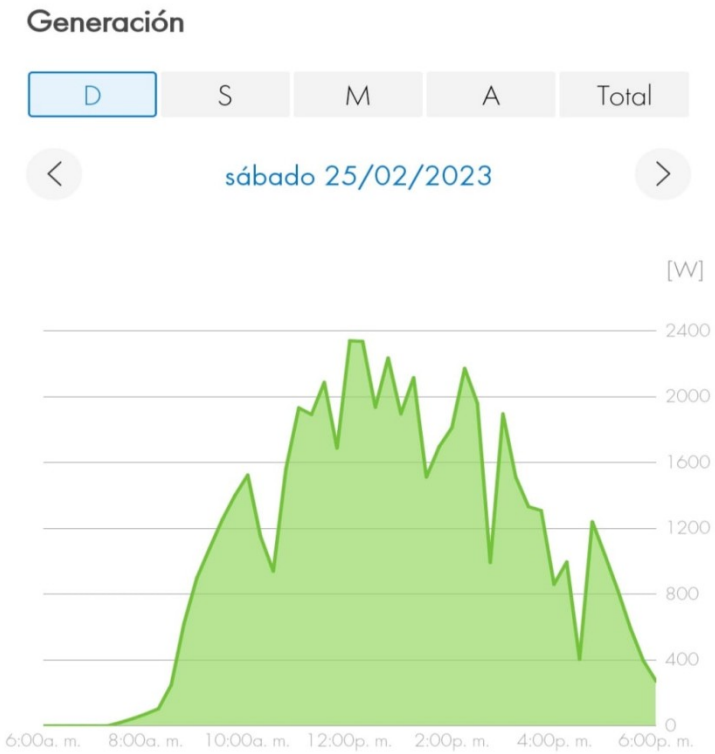
Día soleado



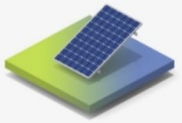
Generación total
15.3kWh



Día nublado típico

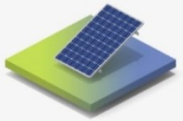


Generación total
13.6kWh



Día muy nublado

Generación total
10.5kWh



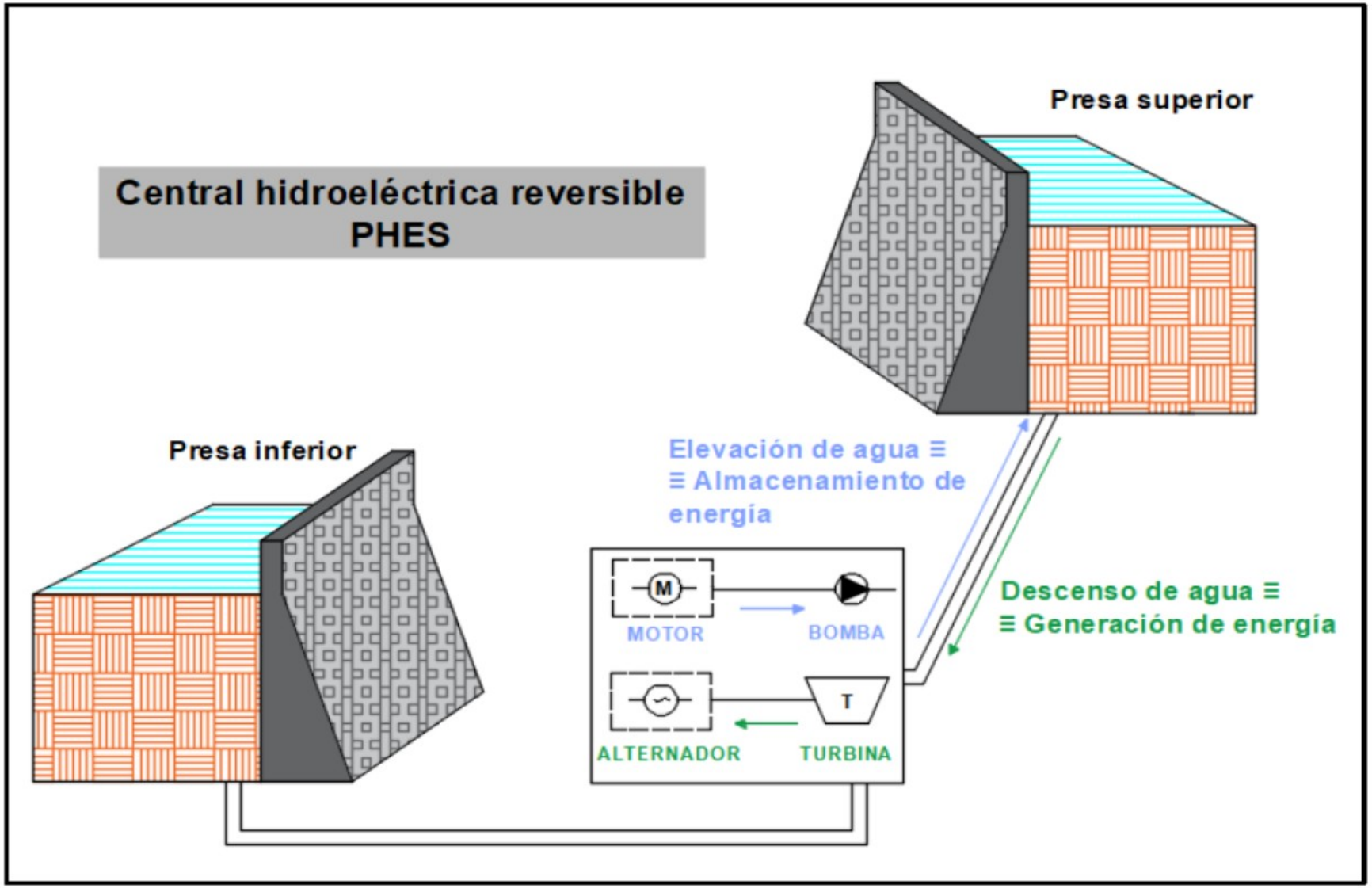
I. Curvas típicas de producción sistema fotovoltaico 3 kWp en SD.

Generación potencial 45.9 kWh (0.817); Generación térmica 183.6 kWh (0.204)

() proporción de produción real con relación al potencial

Tres días consecutivos

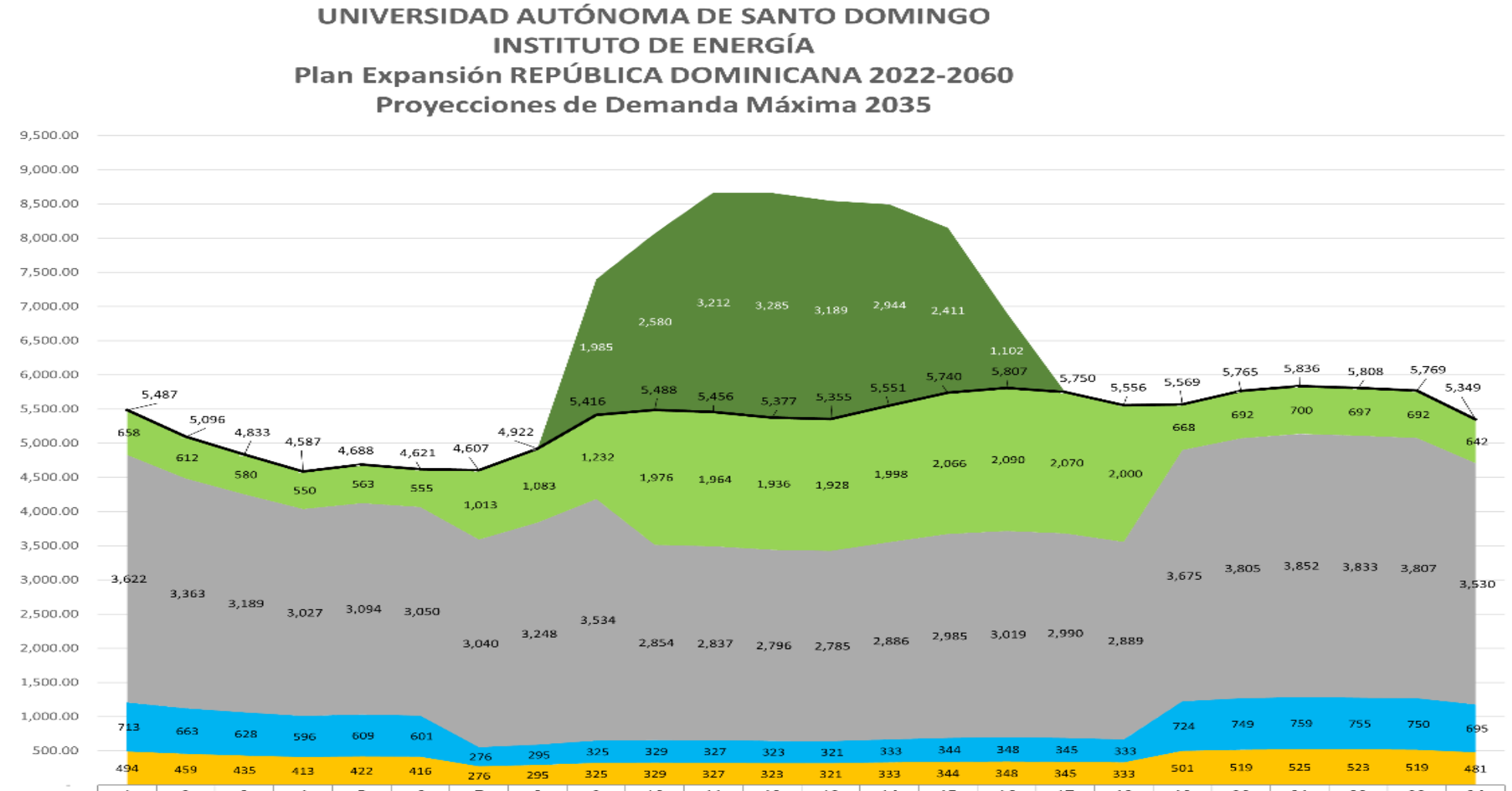
I. Almacenamiento de energía en baterías de agua. Dos depósitos. Almacenamiento por hidrobombeo. Clásico ejemplo de almacenamiento de energía por gravedad.



Fuente: Tesis Doctoral AC

I. Curva de demanda máxima diaria y cobertura por fuente al 2035

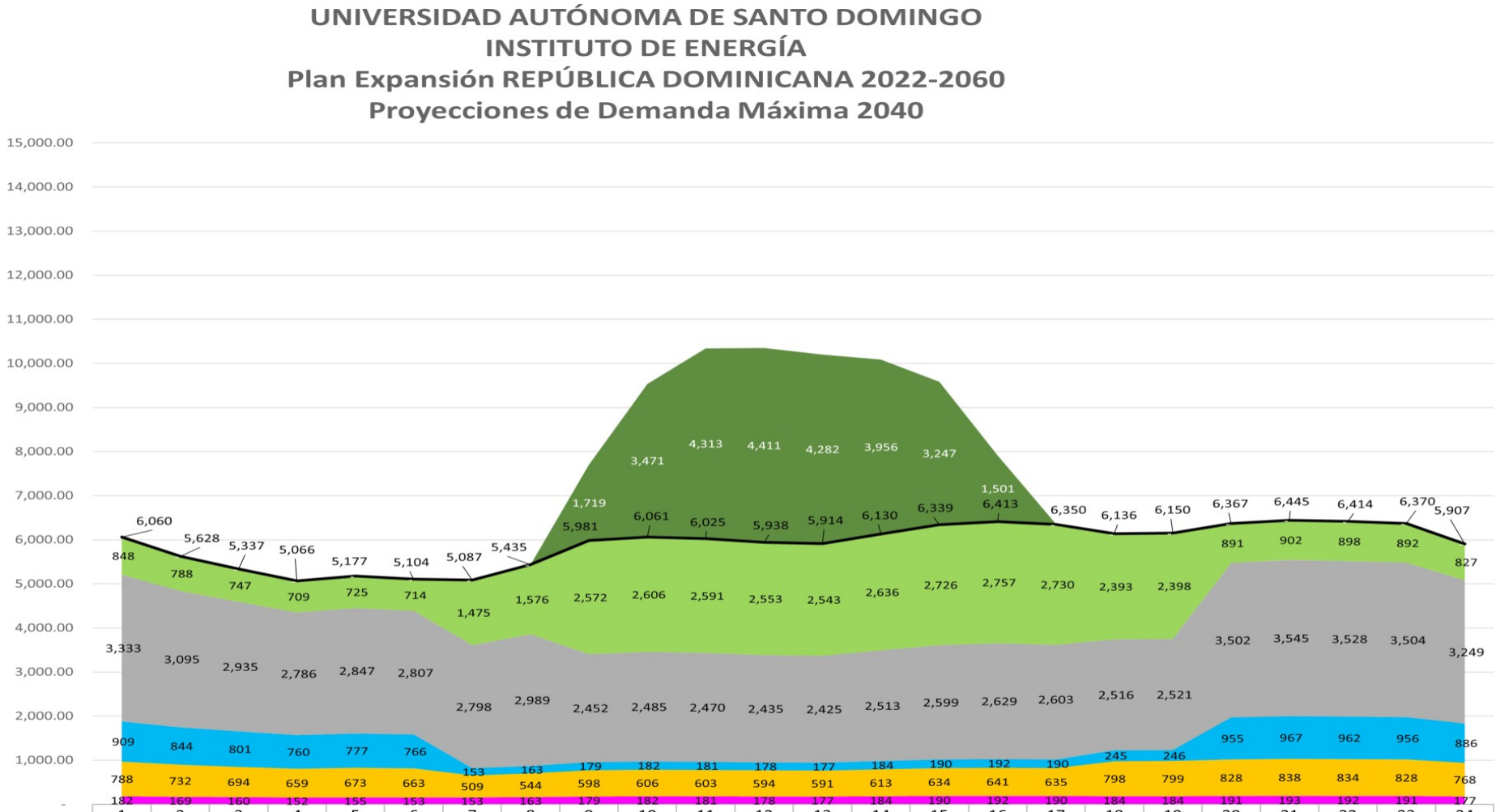
Almacenamiento requerido 21,014 MWh día. Eólica 800Mw, hidrobombeo 750 MW por 15 horas.



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Almacenamiento Centralizado	-	-	-	-	-				1,985	2,580	3,212	3,285	3,189	2,944	2,411	1,102	-	-	-	-	-	-	-	
Renovables	658	612	580	550	563	555	1,013	1,083	1,232	1,976	1,964	1,936	1,928	1,998	2,066	2,090	2,070	2,000	668	692	700	697	692	642
Fósiles	3,622	3,363	3,189	3,027	3,094	3,050	3,040	3,248	3,534	2,854	2,837	2,796	2,785	2,886	2,985	3,019	2,990	2,889	3,675	3,805	3,852	3,833	3,807	3,530
Hidro	713	663	628	596	609	601	276	295	325	329	327	323	321	333	344	348	345	333	724	749	759	755	750	695
Interconexión	494	459	435	413	422	416	276	295	325	329	327	323	321	333	344	348	345	333	501	519	525	523	519	481
Demanda Real	5,487	5,096	4,833	4,587	4,688	4,621	4,607	4,922	5,416	5,488	5,456	5,377	5,355	5,551	5,740	5,807	5,750	5,556	5,569	5,765	5,836	5,808	5,769	5,349

I. Curva de demanda máxima diaria y cobertura por fuente al 2040

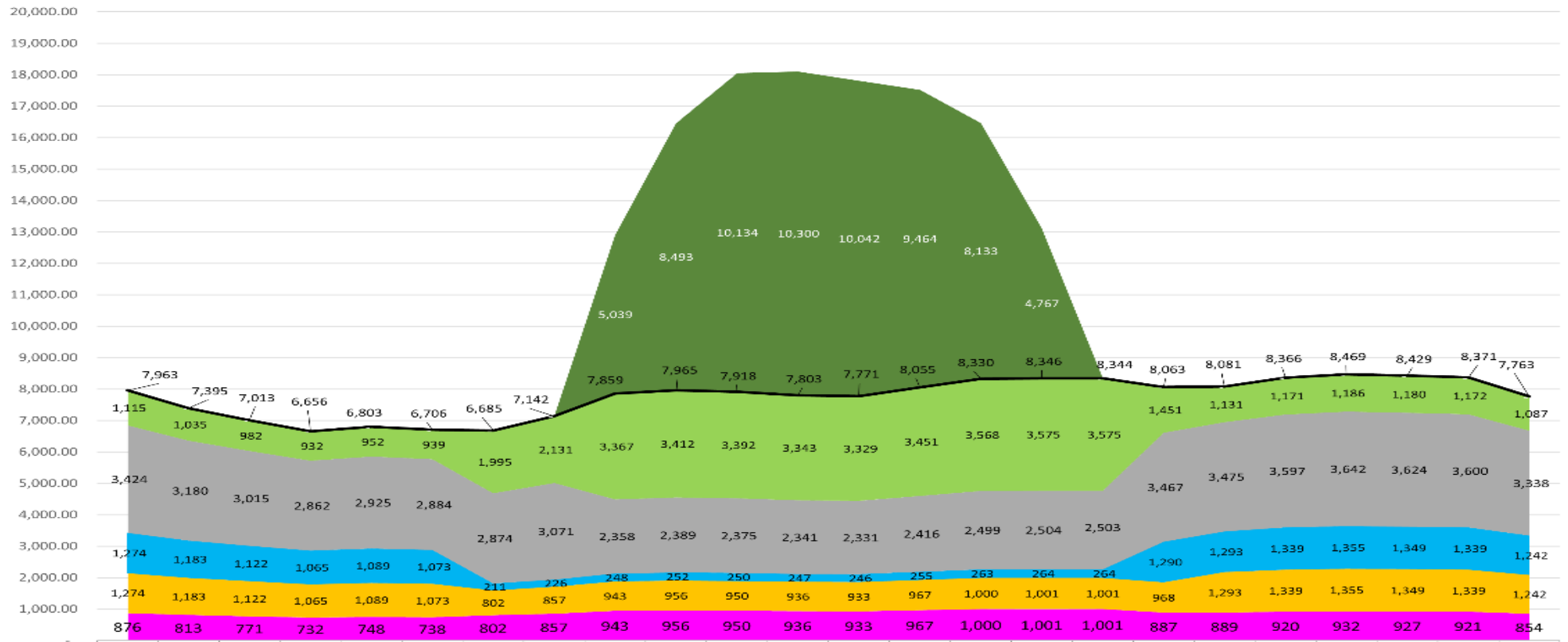
Almacenamiento requerido 29,247 MWh día. Eólica1,200 MW, hidrobombeo1052 MW por 15 h.



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Almacenamiento Centralizado	-	-	-	-	-	-	-	-	1,719	3,471	4,313	4,411	4,282	3,956	3,247	1,501	-	-	-	-	-	-	-	-
Renovables	848	788	747	709	725	714	1,475	1,576	2,572	2,606	2,591	2,553	2,543	2,636	2,726	2,757	2,730	2,393	2,398	891	902	898	892	827
Fósiles	3,333	3,095	2,935	2,786	2,847	2,807	2,798	2,989	2,452	2,485	2,470	2,435	2,425	2,513	2,599	2,629	2,603	2,516	2,521	3,502	3,545	3,528	3,504	3,249
Hidro	909	844	801	760	777	766	153	163	179	182	181	178	177	184	190	192	190	245	246	955	967	962	956	886
Interconexión	788	732	694	659	673	663	509	544	598	606	603	594	591	613	634	641	635	798	799	828	838	834	828	768
Nuclear	182	169	160	152	155	153	153	163	179	182	181	178	177	184	190	192	190	184	184	191	193	192	191	177
Demanda Real	6,060	5,628	5,337	5,066	5,177	5,104	5,087	5,435	5,981	6,061	6,025	5,938	5,914	6,130	6,339	6,413	6,350	6,136	6,150	6,367	6,445	6,414	6,370	5,907

I. Curva de demanda máxima diaria y cobertura por fuente al 2045

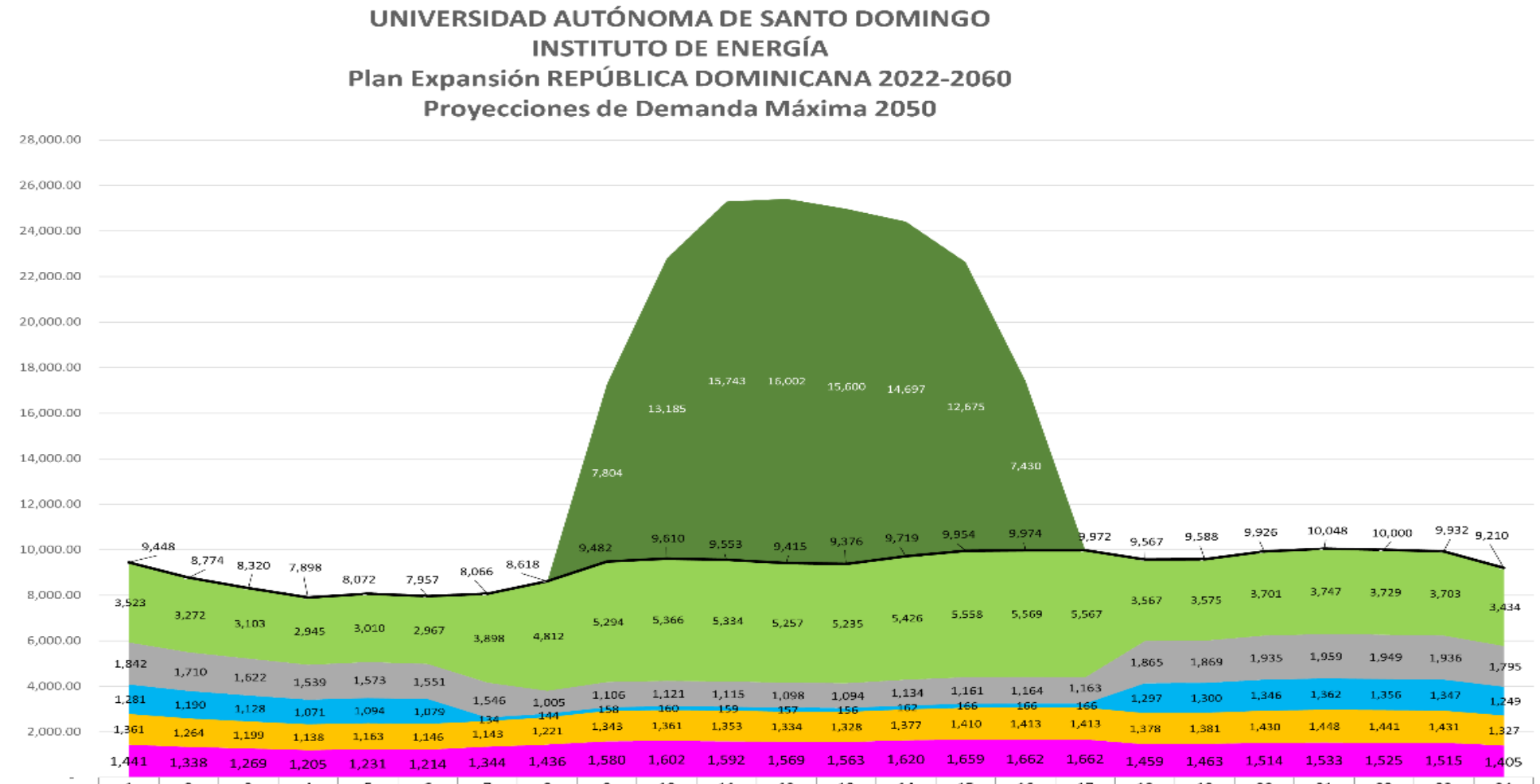
Almacenamiento requerido 35,803 MWh día. Eólica 1,600MW, hidrobombeo 1605 MW 15 horas.



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Almacenamiento Centralizado	-	-	-	-	-				5,039	8,493	10,134	10,300	10,042	9,464	8,133	4,767	-	-	-	-	-	-	-	-
Renovables en línea	1,115	1,035	982	932	952	939	1,995	2,131	3,367	3,412	3,392	3,343	3,329	3,451	3,568	3,575	3,575	1,451	1,131	1,171	1,186	1,180	1,172	1,087
Fósiles	3,424	3,180	3,015	2,862	2,925	2,884	2,874	3,071	2,358	2,389	2,375	2,341	2,331	2,416	2,499	2,504	2,503	3,467	3,475	3,597	3,642	3,624	3,600	3,338
Hidro	1,274	1,183	1,122	1,065	1,089	1,073	211	226	248	252	250	247	246	255	263	264	264	1,290	1,293	1,339	1,355	1,349	1,339	1,242
Interconexión	1,274	1,183	1,122	1,065	1,089	1,073	802	857	943	956	950	936	933	967	1,000	1,001	1,001	968	1,293	1,339	1,355	1,349	1,339	1,242
Nuclear	876	813	771	732	748	738	802	857	943	956	950	936	933	967	1,000	1,001	1,001	887	889	920	932	927	921	854
Demanda Real	7,963	7,395	7,013	6,656	6,803	6,706	6,685	7,142	7,859	7,965	7,918	7,803	7,771	8,055	8,330	8,346	8,344	8,063	8,081	8,366	8,469	8,429	8,371	7,763

II. Curva de demanda máxima diaria y cobertura por fuente al 2050

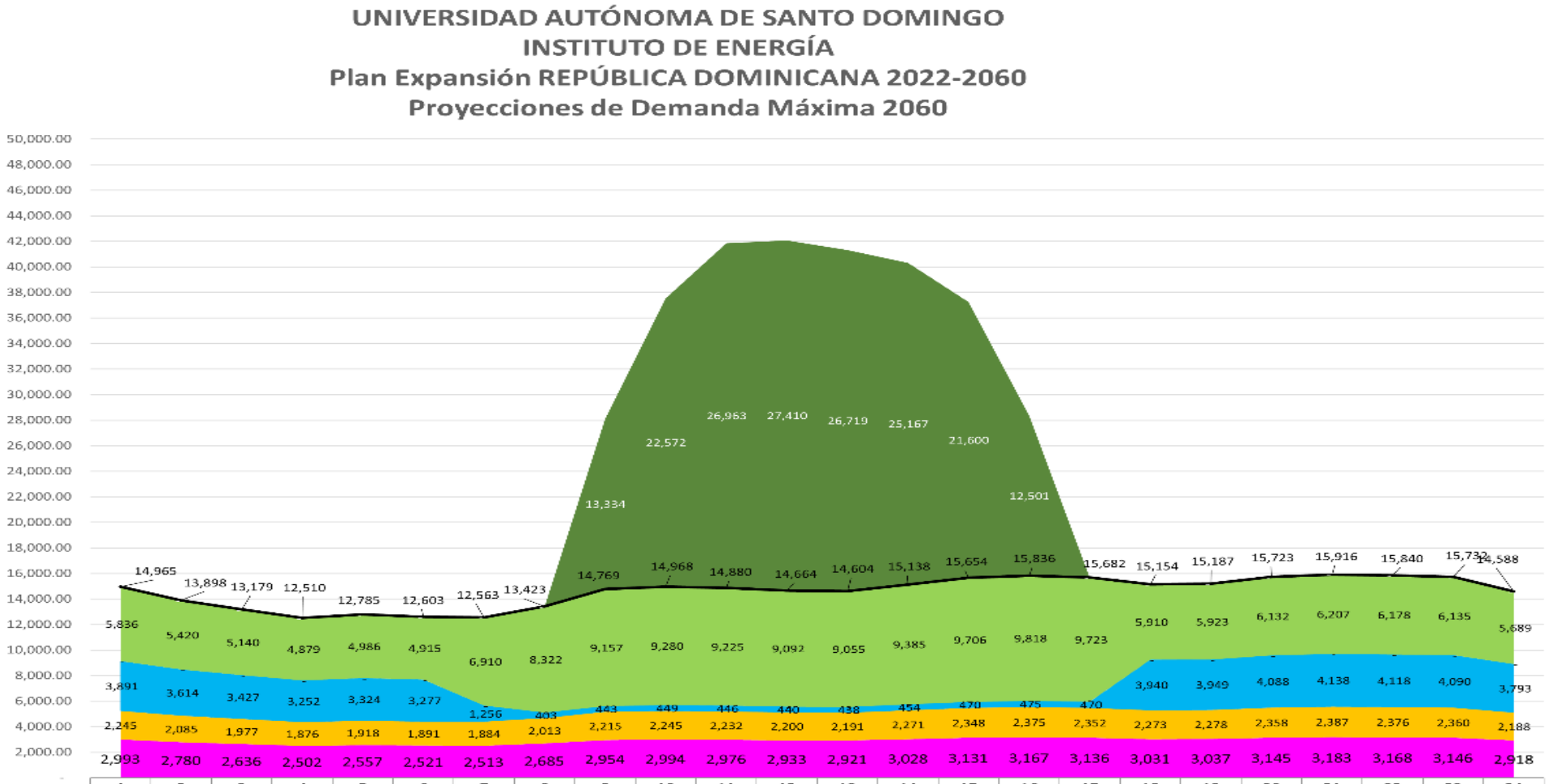
Almacenamiento requerido 122,366 MWh día. Eólica 2,500 MW, hidrobombeo 2,442 MW por 15 horas.



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Almacenamiento Centralizado	-	-	-	-	-				7,804	13,185	15,743	16,002	15,600	14,697	12,675	7,430	-	-	-	-	-	-	-	-
Renovables en linea	3,523	3,272	3,103	2,945	3,010	2,967	3,898	4,812	5,294	5,366	5,334	5,257	5,235	5,426	5,558	5,569	5,567	3,567	3,575	3,701	3,747	3,729	3,703	3,434
Fósiles	1,842	1,710	1,622	1,539	1,573	1,551	1,546	1,005	1,106	1,121	1,115	1,098	1,094	1,134	1,161	1,164	1,163	1,865	1,869	1,935	1,959	1,949	1,936	1,795
Hidro	1,281	1,190	1,128	1,071	1,094	1,079	134	144	158	160	159	157	156	162	166	166	166	1,297	1,300	1,346	1,362	1,356	1,347	1,249
Interconexión	1,361	1,264	1,199	1,138	1,163	1,146	1,143	1,221	1,343	1,361	1,353	1,334	1,328	1,377	1,410	1,413	1,413	1,378	1,381	1,430	1,448	1,441	1,431	1,327
Nuclear	1,441	1,338	1,269	1,205	1,231	1,214	1,344	1,436	1,580	1,602	1,592	1,569	1,563	1,620	1,659	1,662	1,662	1,459	1,463	1,514	1,533	1,525	1,515	1,405
Demanda Real	9,448	8,774	8,320	7,898	8,072	7,957	8,066	8,618	9,482	9,610	9,553	9,415	9,376	9,719	9,954	9,974	9,972	9,567	9,588	9,926	10,048	10,000	9,932	9,210

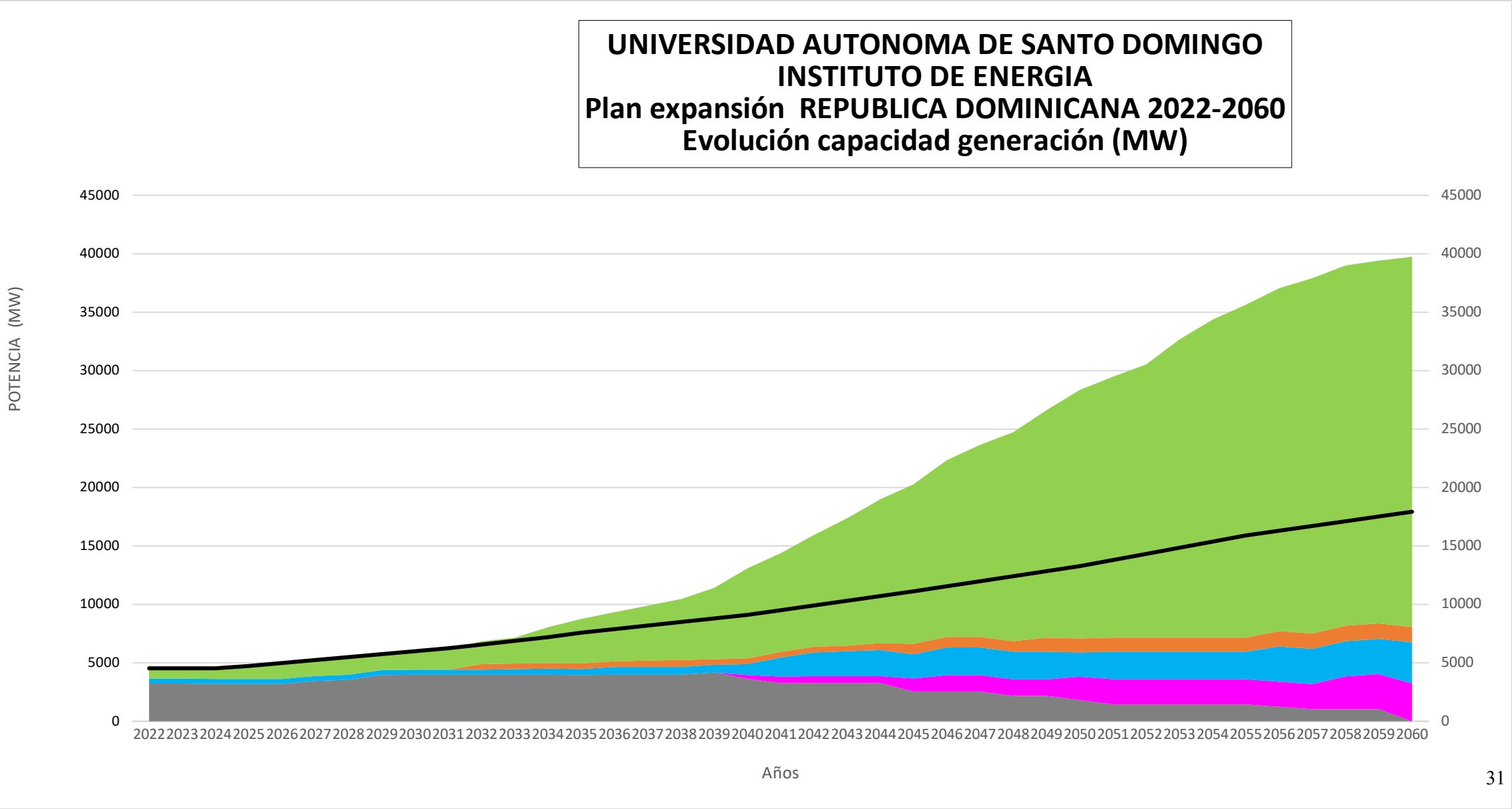
I. Curva de demanda máxima diaria y cobertura por fuente al 2060

Almacenamiento requerido 171,435 MWh día Eólica 3500 MW, hidrobombeo 3,479 MW por 15 horas.



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Almacenamiento Centralizado	-	-	-	-	-				13,334	22,572	26,963	27,410	26,719	25,167	21,600	12,501	-	-	-	-	-	-	-	-
Renovables	5,836	5,420	5,140	4,879	4,986	4,915	6,910	8,322	9,157	9,280	9,225	9,092	9,055	9,385	9,706	9,818	9,723	5,910	5,923	6,132	6,207	6,178	6,135	5,689
Fósiles	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidro	3,891	3,614	3,427	3,252	3,324	3,277	1,256	403	443	449	446	440	438	454	470	475	470	3,940	3,949	4,088	4,138	4,118	4,090	3,793
Interconexión	2,245	2,085	1,977	1,876	1,918	1,891	1,884	2,013	2,215	2,245	2,232	2,200	2,191	2,271	2,348	2,375	2,352	2,273	2,278	2,358	2,387	2,376	2,360	2,188
Nuclear	2,993	2,780	2,636	2,502	2,557	2,521	2,513	2,685	2,954	2,994	2,976	2,933	2,921	3,028	3,131	3,167	3,136	3,031	3,037	3,145	3,183	3,168	3,146	2,918
Demanda Real	14,965	13,898	13,179	12,510	12,785	12,603	12,563	13,423	14,769	14,968	14,880	14,664	14,604	15,138	15,654	15,836	15,682	15,154	15,187	15,723	15,916	15,840	15,732	14,588

I. Evolución de capacidad de generación requerida por fuente hasta el 2060, año sin carbón, ni gas natural. Valores medios.



I - Necesidad de racionalizar el Costo de Capital en obras de infraestructuras eléctricas en la República Dominicana.

Expansión del Sistema Eléctrico: Costos y Alternativas.

$

- Revisar plazos amortización inversiones
- Incentivos a instituciones financieras locales
- Otros que puedan contribuir a lograr el objetivo

A modo de ejemplo, en la siguiente tabla se evalúa costo monómico de la energía de los Sistemas Fotovoltaicos tanto en RD (distintas modalidades) como a nivel de Utility en Florida. Se puede observar la diferencia en el LCOE de cada modalidad. Las dos últimas filas comparan los costos para un consumidor, o cliente, en base a precios tarifa y costo propio, tasa estimada promedio RD$58 =US$1, se observa que se deben bajar tasa de interés y de retorno de capital locales para exportar, y que la FV tendería a bajar el precio de la energía en RD en la actualidad.

Expansión del Sistema Eléctrico: Costos y Alternativas.

I - Necesidad de racionalizar el Costo de Capital en obras de infraestructuras eléctricas en la República Dominicana.

INVERSION	Florida (Utilities)	RD (Utilities)	RD (Clientes)	RD (Exportación)
CAPEX	**1,745.80**	**1,452.94**	**749.78**	**806.95**
Plazo	25.00	15.00	25.00	25.00
Tasa de interes	3.00%	6.00%	0.50%	6.00%
Aporte capital inversionista	20.00%	20.00%	20.00%	20.00%
Tasa retorno capital	10.00%	20.00%	20.00%	20.00%
Costo capital ponderado	4.40%	8.80%	4.40%	8.80%
O&M	18.00	18.00	6.00	9.00
LCOE (US$/kWh)	**0.0441**	**0.0828**	**0.0429**	**0.0460**
LCOE (RD$/kWh)	2.5576	4.8045	2.4910	2.6705
Precio Energía Residencial (RD$/kWh)	5.80	11.60	2.49	5.80
Factura Consumo Cliente 300 kWh	$ 1,740.00	$3,480.00	$ 747.29	$ 1,740.00

Expansión del Sistema Eléctrico: Costos y Alternativas.

I – Comparación de tecnologías a precios de agosto 2022.

En la tabla siguiente se presentan las opciones tecnológicas sugeridas para la transición, con el objetivo de sustituir los combustibles fósiles. Como se puede apreciar la fotovoltaica presenta el LCOE más bajo de todas las opciones, situándose en 0,0522 US$/kWh, y el almacenamiento de energía mediante el hidrobombeo resulta ser la mejor opción en la actualidad, de 0.12 a 0.18 US$/kWh.

- La energía nuclear es la que le sigue a la fotovoltaica en LCOE, El LCOE para la nuclear modular se sitúa en los 0,0574 US$/kWh, por eso se contempla como energía firme y de respaldo a las renovables, hasta para almacenamiento de energía de ser necesario.

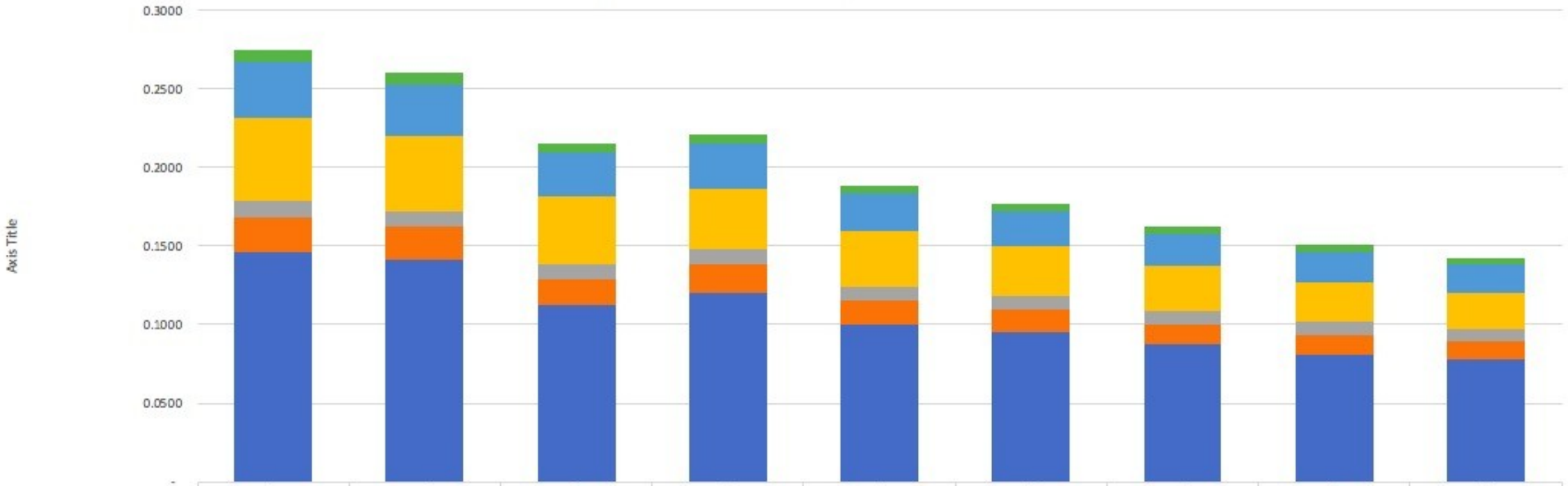
- En el caso dominicano el potencial del hidrobombeo garantiza el uso de la fotovoltaica sin inconvenientes, En embalses de regulación existen más de 4500 MW posibles de usar y con dos depósitos el potencial más de 20000 MW, sin considerar el uso del lago Enriquillo y el de Azuey que constituye la mayor batería de agua de la región, con una capacidad similar.

- Aunque los precios de los fósiles bajarán para el 2023, la opción de fotovoltaica con almacenamiento de energía es la más competitiva a los fines del plan. Se valora el hidrobombeo como la más económica hoy, y a futuro, por su disponibilidad.

- Luego del 2030, el hidrógeno será el más competitivo. Hoy su LCOE está en unos 0.2431 US$/kWh, pero para ese año rondará los 0.128 a 0.0612 US$/kWh usando motores o celdas de combustible.

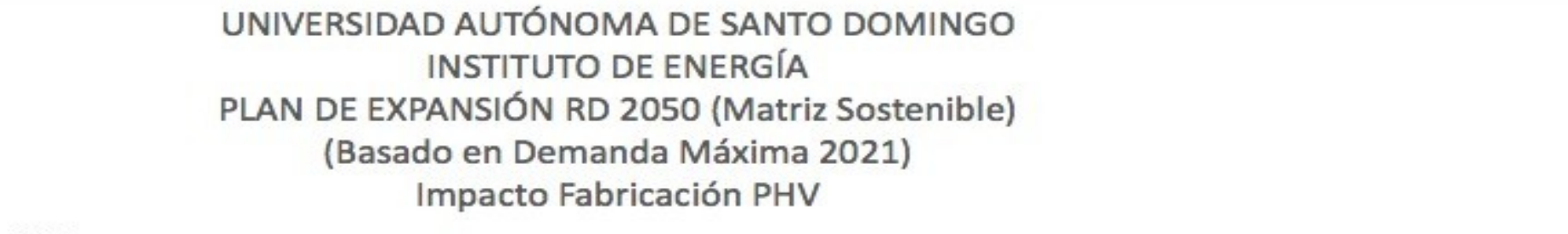
									Sistema ACTUAL			
									10.00%	30.00%	30.00%	30.00%
Descripción		PHV Descentralizado	Almacenamiento Descentralizado (TESLA)	Almacenamiento Hidrógeno Descentralizado*	Almacenamiento Centralizado HB1/PHV Descentralizado	Almacenamiento Centralizado HB1/PHV Local	Almacenamiento Centralizado HB1/PHV SENI	Almacenamiento Hidrógeno Centralizado HB1/PHV SENI*	PHV Centralizado	Carbón	GNL	HFO
Combustible (Unidad)				1 kg				1 kg		ton	MMBtu	Galón
Combustible (Precio SPOT)										**105.00**	8.01	2.46
Factor Descuento Contratos												
US$/MMBtu				13.33				13.33		4.14	16.02	16.26
Efficiency			81.00%	90%	81.00%	81.00%	81.00%	45.00%		36.50%	50.00%	42.00%
Heat Rate				3791.11				7582.22		9,347.95	6,824.00	8,123.81
Fuel Cost			0.0645	0.0505	0.0622	0.0822	0.1115	0.1011		0.0387	0.1093	0.1321
Horas			5.00	15	5.00	5.00	5.00	24.00				
Overnight CAPEX		1,100.00	2,600.00	600	800.00	800.00	800.00	800.00	900.00	3,333.33	1,201.00	2,018.00
Equity	20.00%	1.00%	1.00%	1.00%	6.00%	6.00%	6.00%	1.00%	15.00%	6.00%	15.00%	15.00%
Referencia		Tasa de interés Pasiva	Tasa de interés Pasiva	Tasa de interés Pasiva	Tasa de interés Pasiva	Tasa de interés Pasiva	Tasa de interés Pasiva	Tasa de interés Pasiva				
Financing	80.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%
WACC		5.00%	5.00%	5.00%	6.00%	6.00%	6.00%		7.80%	6.00%	7.80%	7.80%
Period		25.00	10.00	25.00	60.00	60.00	61.00	25.00	15.00	30.00	15.00	15.00
CAPEX		0.0434	0.2346	0.0078	0.0271	0.0271	0.0271	0.0037	0.0577	0.0325	0.0186	0.0313
OPEX		15.97	25.96	15.97	43.78	43.78	43.78	45.00	15.97			
OPEX		0.0089	0.0181	0.0029	0.0240	0.0240	0.0240	0.0051	0.0089	0.0080	0.0050	0.0050
Energy		0.0522	0.3172	0.0612	0.1134	0.1333	0.1625	0.1099	0.0666	0.0792	0.1329	0.1684
Distribution Fee												
Peak Power Demand Cost		-	-	-	0.0137	0.0137	0.0137	0.0137	0.0137	0.0137	0.0137	0.0137
Transmission Fee		-	-	-	0.0100	0.0100	0.0100	0.0100	0.0100	0.0100	0.0100	0.0100
Total Cost		0.0522	0.3172	0.0612	0.1371	0.1570	0.1862	0.1336	0.0903	0.1029	0.1566	0.1921
Distribution Losses		0.00%	0.00%	0.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%	15.00%
Transmission Losses		0.00%	0.00%	0.00%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%
Total Losses		0.00%	0.00%	0.00%	16.50%	16.50%	16.50%	16.50%	17.00%	17.00%	17.00%	17.00%
LCOE Reference Price		**0.0522**	**0.3172**	**0.0612**	**0.1321**	**0.1553**	**0.1893**	**0.1280**	**0.0779**	**0.0927**	**0.1555**	**0.1970**

I. Tendencia de los precios en US$/kWh hasta el año 2060



	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ayuntamineots	0.0078	0.0074	0.0062	0.0063	0.0054	0.0051	0.0046	0.0043	0.0041
VAD	0.0348	0.0330	0.0273	0.0280	0.0239	0.0224	0.0206	0.0191	0.0180
Pérdidas	0.0535	0.0482	0.0434	0.0390	0.0351	0.0316	0.0284	0.0256	0.0230
Peaje de Transisión	0.0100	0.0098	0.0095	0.0093	0.0090	0.0088	0.0085	0.0083	0.0080
Otros Servicios y Reserva Fria	0.0220	0.0212	0.0169	0.0181	0.0151	0.0143	0.0131	0.0122	0.0116
Precio Ponderado Energia	0.1464	0.1411	0.1123	0.1205	0.1004	0.0950	0.0873	0.0811	0.0775

I. Tendencia de los precios en US$/kWh con fabricación local SFV.



	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Costo Energía MEM (PHV ACTUAL)	0.1400	0.1364	0.1200	0.1227	0.1086	0.1038	0.0992	0.0940	0.0920
Costo Energía MEM (PHV Producción RD)	0.1362	0.1289	0.1068	0.1107	0.0936	0.0859	0.0784	0.0670	0.0625

II - Generación térmica

Expansión del Sistema Eléctrico: Generación Térmica

Proyecto de emergencia 250MW mínimo– 2022 (Fuel Oil #6 ó GLP)

- Toda nueva generación debe estar sujeta al plan de expansión donde se especifiquen tecnología y ubicaciones de los centros de generación. Esto es válido también para las renovables.
- Continuar proyectos actualmente en licitación
  - Quisqueya III (400 MW - 2024)*
  - San Felipe (430 MW - 2025)*
  - Manzanillo I (400 MW - 2026) *
  - Manzanillo II (400 MW – 2027)*
  - Manzanillo III (650MW- antes del 2035)*

*duales GN - F6 motores diésel, y/o Ciclos Combinados GN – F2; GN - GLP

II - Generación térmica

Expansión del Sistema Eléctrico: Generación Térmica

Otros proyectos > 2035

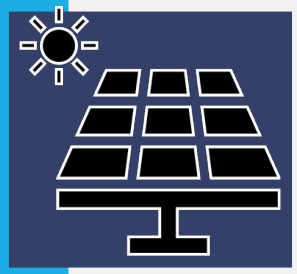
- Motores y/o celdas de combustible (1000 MW – 2040)*
- Motores y/o celdas de combustible (1000 MW – 2045)*
- Motores y/o celdas de combustible (1000 MW – 2050)*
- Vapor nuclear (600MW-2040)
- Vapor nuclear (800 MW-2045)
- Vapor nuclear (1400 MW-2050)

* almacenamiento energía hidrógeno verde de las renovables o nuclear.

Renovables no convencionales (Sol –Viento-Agua-Nuclear)

III - Renovables no convencionales (Sol –Viento-Agua-Nuclear)

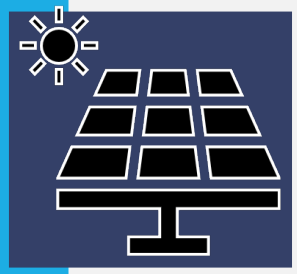
Expansión del Sistema Eléctrico: Renovables



- Continuar planes de expansión según CNE.
- Evaluar inyección ER en circuitos con altas pérdidas. Esto basado en que actualmente la fotovoltaica distribuida es la energía con menor costo por kWh
- Mantener incentivos Ley 57-07. Otros incentivos según Pacto Eléctrico.
- La empresa de transmisión debe contemplar en su plan de expansión los proyectos de renovables.
- Las energías renovables se proyectan en base a la energía a suplir, la potencia se estima sobre esta base y será siempre mayor a la que realmente esta en línea, pues se requiere un excedente para almacenar energía como reserva para garantizar su % de participación en términos de energía.

III - Renovables no convencionales (Sol –Viento-Agua-Nuclear)

Expansión del Sistema Eléctrico: Renovables



- Se requieren instalar más de 24,000 MW adicionales de renovables a partir de lo actual para cubrir la demanda al año 2050, A esa fecha 24,506 MW de renovables serían requeridos, de los cuales 3,069 MW de SFV y 2,500 MW eólicos, 300MW de biomasa y 150 MW de corrientes marinas en línea, el resto se usará para almacenamiento de energía, para esos fines principalmente los SFV: unos 8,000 MW para cubrir almacenamiento de energía en hidrógeno y unos 10,487 MW para cubrir hidrobombeo con el propósito de cubrir tres días de almacenamiento en baterías de agua. La energía nuclear serviría de respaldo para el logro de este almacenamiento, de ser necesario.

Expansión del Sistema Eléctrico: Otras

III - Hidroeléctricas

- Mejorar operación para maximizar ingresos.
- Maximizar utilización infraestructura:
  - Parques fotovoltaicos en lagos o zonas de amortiguamiento de presas
  - Desarrollar Baterías de Agua con hidrobombeo, para el 2050 deben ser más de 2400MW en embalses de regulación (y 1000 MW más para el 2060), y 2717 MW en sistemas de dos embalses independientes, aportando en conjunto una capacidad de almacenamiento de energía de más de 77,400 MWh día.

Expansión del Sistema Eléctrico: Otras

III – Energía nuclear

- Generación base de respaldo a renovables, junto a las interconexiones.
- Uso parcial para hidrobombeo de día.
- Maximizar retiro de plantas de combustibles fósiles.
  - Retiro de más de 2,700 MW al año 2050.

IV – Interconector HVDC Bipolar

[Línea de transmisión eléctrica de alta tensión DC para interconectar mercados eléctricos a grandes distancias] Capaz de transitar por Tierra, Mar y Aire

Expansión del Sistema Eléctrico: Interconexiones

Expansión del Sistema Eléctrico: Interconexiones

IV – Interconector HVDC Bipolar

Interconectar Sistema Eléctrico Nacional con USA (antes del 2035) y otros países de la región:

- Diversificar matriz de suministro con energía eléctrica importada.
- Mejora resiliencia Sistema Eléctrico Nacional.
- Mínimo impacto ambiental en Costas y Territorio.
- Habilitaría el desarrollo de parques Energía Limpia para exportación.
- Desarrollo Centro (HUB) Eléctrico Regional.
- Anillar el sistema de transmisión norte sur.
- Instalar compensadores de reactivos sub estación Guayubin
- Inyectar 800 MW en dicha subestación. Generadores Manzanillo.

- **Se requiere acuerdo previo Gobierno a Gobierno para incluirlo en plan de expansión.**
- **Interconexión con Puerto Rico y Colombia en el 2040 y 2045, o antes.**
- **Los planes de expansión deben supervisarse de manera continua, y revisarse cada 5 años verificando su vigencia tomando en consideración la evolución de las tecnologías.**

Expansión del Sistema Eléctrico: Interconexiones

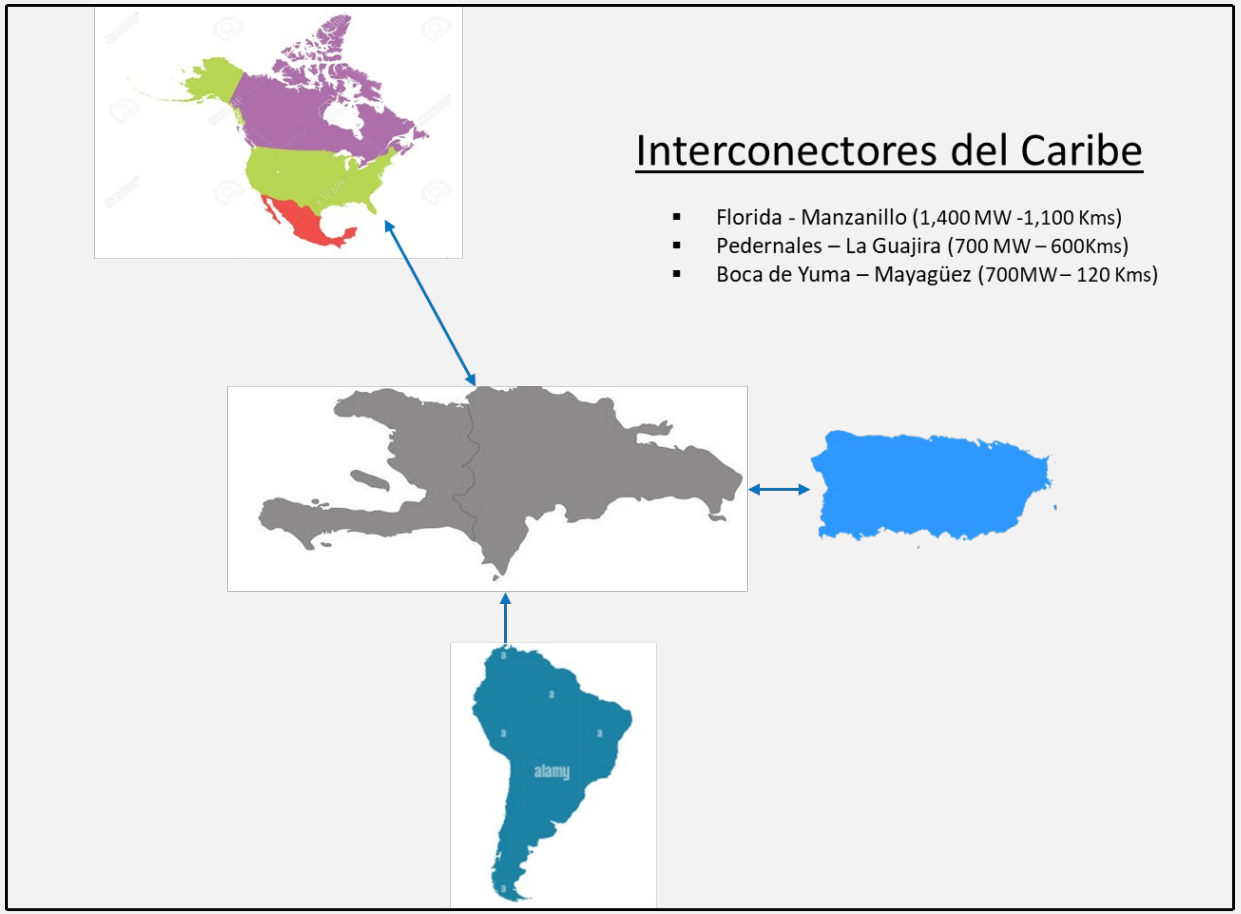
IV – Interconector HVDC Bipolar cont.

Primera interconexión 1,400 MW – 1,100 kms – $2,000 MM

NordLink Milestones 2015 - 2020 - YouTube

Expansión del Sistema Eléctrico: Interconexiones

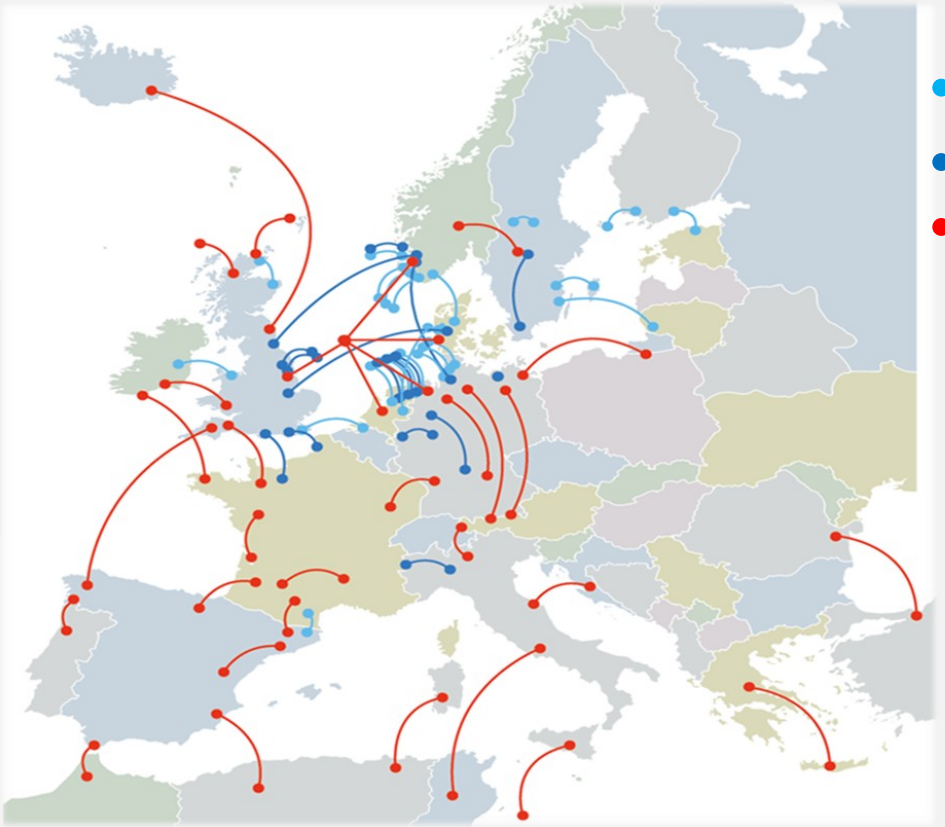
Otras interconexiones HVDC proyectadas.



NordLink Milestones 2015 - 2020 - YouTube

Expansión del Sistema Eléctrico: Interconexiones

Evolución de los interconectores HVDC en Europa

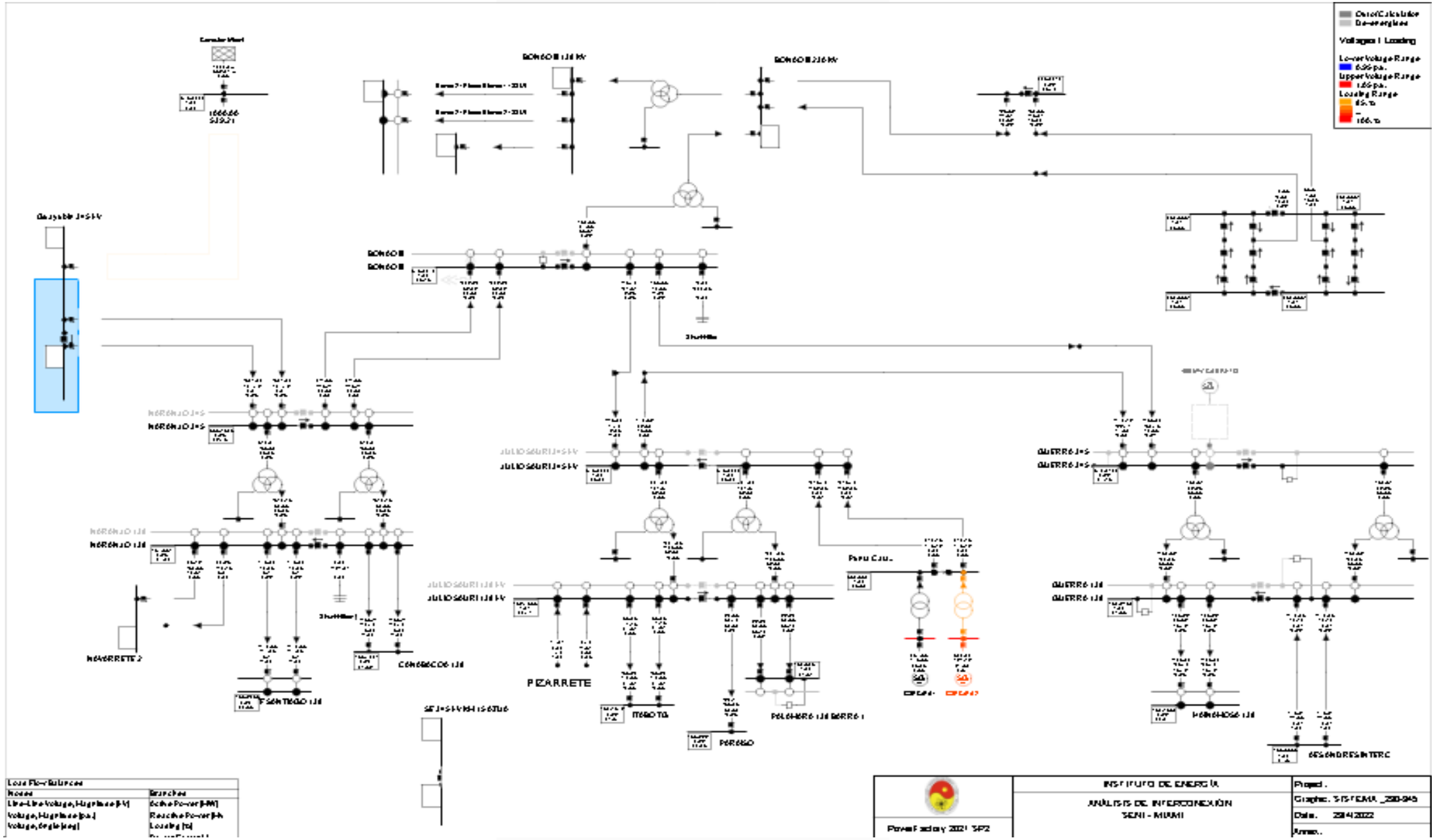


En operación

En construcción

Planificados / evaluación

IV – Proyección de requerimientos para el sistema de transmisión



IV – Sobre la transmisión en la transición energética:

- Se requiere elaborar un plan nacional para la transición tomando en cuenta nuestra realidad socio económica que nos conduzca a la nueva era de la producción y consumo de la energía.

- El sistema de transmisión debe ser capaz de enlazar todos los centros de generación con los de demanda, de manera flexible. Para esto se requiere desarrollar redes inteligentes que operen automáticamente e informen en tiempo real.

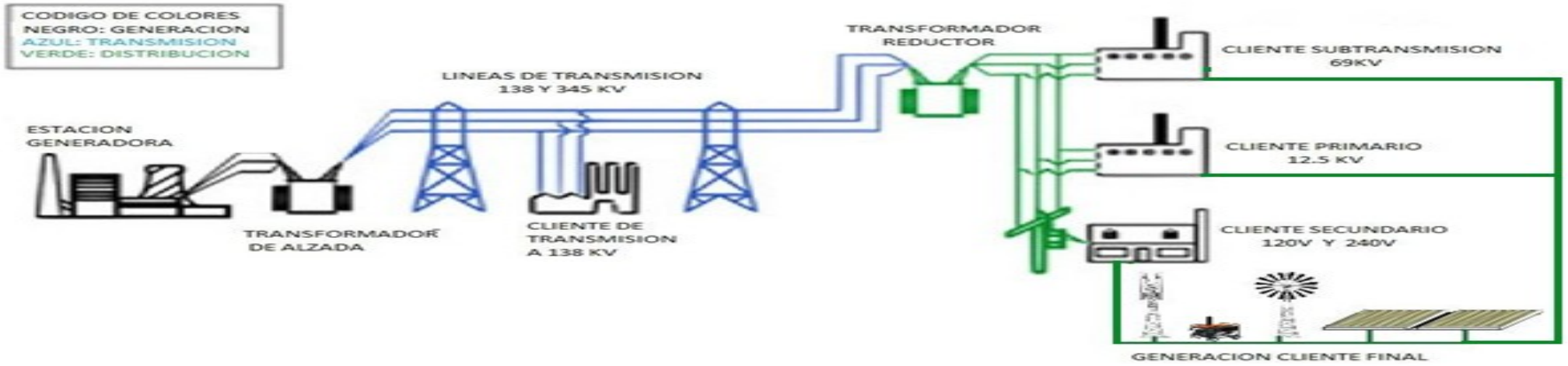
- En esta nueva era energética, empresas, corporaciones locales y propietarios se convertirán en productores y consumidores de su propia energía, en lo que se conoce con el nombre de generación distributiva" o también "auto consumo eléctrico", regido por el "balance neto", que contabiliza lo que el productor vierte a la red y lo que toma de la misma. Luego el sistema de transmisión debe estar en capacidad de poder soportar los flujos de energía que todo esto implica.

- Se debe mantener una capacidad de transporte de energía acorde con la expansión de la demanda y ubicación de la generación, completando el anillamiento de la red de transmisión a 345 kV norte sur y este oeste con una capacidad de al menos 15,000 MVA para el año 2050.

- Debe ser capaz de admitir las interconexiones previstas, para hacer resiliente el Sistema Eléctrico Nacional por incremento del uso de energías renovables y posibles eventualidades climáticas

- El plan de expansión del sistema de transmisión nunca debe quedar por debajo del de expansión de la generación y debe contemplar líneas redundantes para todos los ejes troncales. También que estén esos ejes troncales en capacidad de soportar huracanes categoría 5.

IV – Sobre la distribución eléctrica en la transición energética:



- Las empresas de distribución eléctricas pasarán a ser gestores de energía al estilo actual de la empresa de transmisión en lugar de simples compradores y vendedores de energía, pero sin dejar de ser proveedores de un servicio de utilidad pública bajo el esquema actual de tarifa regulada.

- Deben ser promotores de la generación distribuida, pues esto mejorara su gestión de pérdidas toda vez que incorpora generación de bajo costo próximo a los centros de consumo, disminuyendo las pérdidas técnicas y mejorando su desempeño financiero.

- Deben gestionar las inversiones requeridas para tales fines y la creación de cooperativas eléctricas en todos los casos que se requiera esto para facilitar la implementación de la generación distribuida y la auto-gestión de la demanda y generación para racionalizar la oferta.

- Usar tecnología digital avanzada para una eficiente administración y distribución de la electricidad, manteniendo información detallada en tiempo real de todas las inyecciones y retiros de energía y potencia.

- Mantener estos criterios para los usuarios que se mantengan bajo el esquema actual de tarifa regulada, puesto que ese esquema se mantendrá mucho después de la transición.

IV – Sobre la distribución eléctrica en la transición energética:

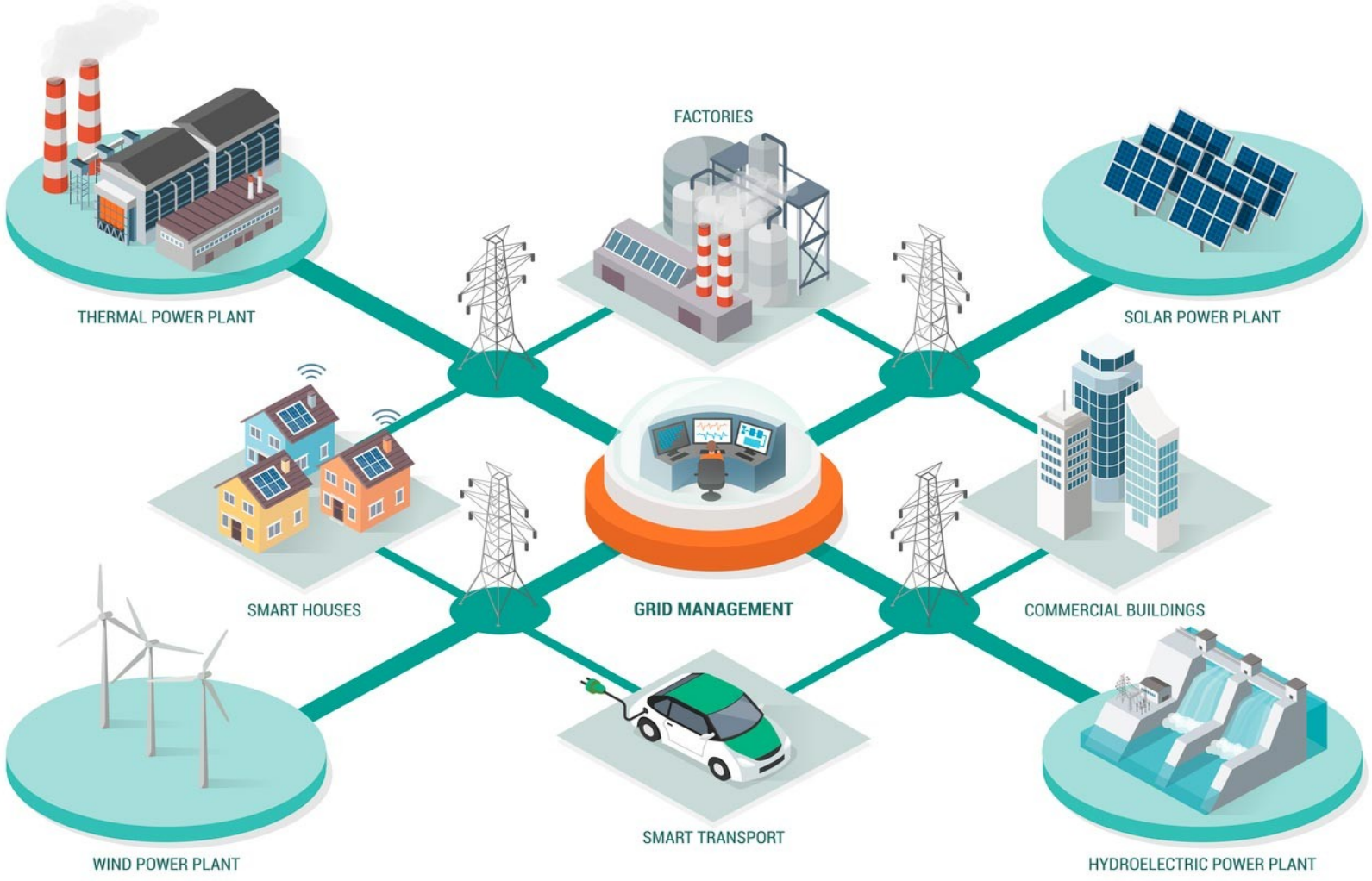
(cont.)

- Otro aspecto para considerar es el de la eficiencia energética. Los aspectos relativos a la eficiencia energética lo consideramos dentro del desarrollo de nuestra matriz de generación, tanto en la demanda como en la oferta, pero debe ser abordado en su aplicación como mecanismo de reducción eficaz de la demanda, sin que ello implique sacrificar los niveles de desarrollo industrial, comercial y de calidad de vida que se desean alcanzar desde la educación, bajo un modelo de uso responsable y eficaz de la energía que evite el desperdicio de recursos energéticos.

- En la figura de la diapositiva siguiente mostramos la estructura de un sistema de distribución inteligente como el que hemos descrito, en donde se puede apreciar las distintas entidades que participan, así como los datos básicos a ser publicados en tiempo real por los activos de generación y los consumidores presentes en la red, datos a ser evaluados y analizados para tomar las decisiones de suministro de manera oportuna y su posterior facturación.

- Debemos analizar el uso que hacemos de la energía y cambiar los paradigmas, se debe poner énfasis en reducir el consumo per cápita revaluando hábitos y costumbres en el uso de la energía, además de implementar programas para el ahorro y usos eficiente de la energía. Hemos supuesto en nuestros estimados todo esto como un tema transversal.

Estructura de la Red Inteligente de Distribución de Energía.



IV – Sobre la movilidad sin combustibles fósiles:

- Se requiere elaborar un plan nacional para la transición tomando en cuenta nuestra realidad socio económica.

- Se debe comenzar por normar las instalaciones de carga para vehículos con motores eléctricos dejando facilidades en todas las nuevas edificaciones a partir del año 2025. En una primera etapa solo canalizaciones y previsiones de capacidad de potencia eléctrica, haciendo obligatoria las mismas en edificios de uso público a partir del 2030; y a partir del 2035 en los particulares. Establecer norma para estas instalaciones en edificios viejos.

- A partir del año 2035 prohibir la importación de vehículos ligeros con motores de combustión interna, excepto los que usen hidrógeno como combustible. Dar facilidades para la conversión a motores eléctricos de los vehículos actuales. El parque vehicular actual se reemplazaría por obsolescencia, pero estará en uso al menos hasta el año 2055.

- A partir de ese año favorecer el uso de vehículos pesados con motores que usen como combustible hidrógeno.

- Priorizar desde ahora el transporte público, con autobuses con motores eléctricos, o que usen como combustible hidrógeno a partir del 2030, fomentado por igual la construcción de ferrocarriles urbanos e interurbanos.

- Fomentar desde ahora la construcción de estacionamientos públicos en zonas de alta demanda, preferiblemente inteligentes, que permitan reservaciones de espacios de manera remota mediante una aplicación. Con esto se evitarán movilizaciones erráticas en la búsqueda de estacionamiento, favoreciendo el uso de transporte colectivo de estar llenos. Paralelo a esto construir terminales en zonas perifericas de las ciudades para el transporte interurbano.

- Este plan debe fomentar la instalación de fábricas de componentes a usar en la transición, dimensionando las mismas no solo para el mercado local, si no para el mercado del DRCAFTA.

Gracias

José Luis Moreno San Juan

Correo electrónico: jmoreno91@uasd.edu.do
Teléfono móvil: 1-809-543-0179
Amparo Céspedes Hidalgo
Correo electrónico: acespedes09@uasd.edu.do
Teléfono móvil: 1-809-697-0464