
DanuP-2-Gas

Model inovator pentru stimularea securității și diversității energetice în regiunea Dunării prin combinarea bioenergiei cu surplusul de energie regenerabilă



09.11.2022 | Workshop national | Întâlnire Zoom



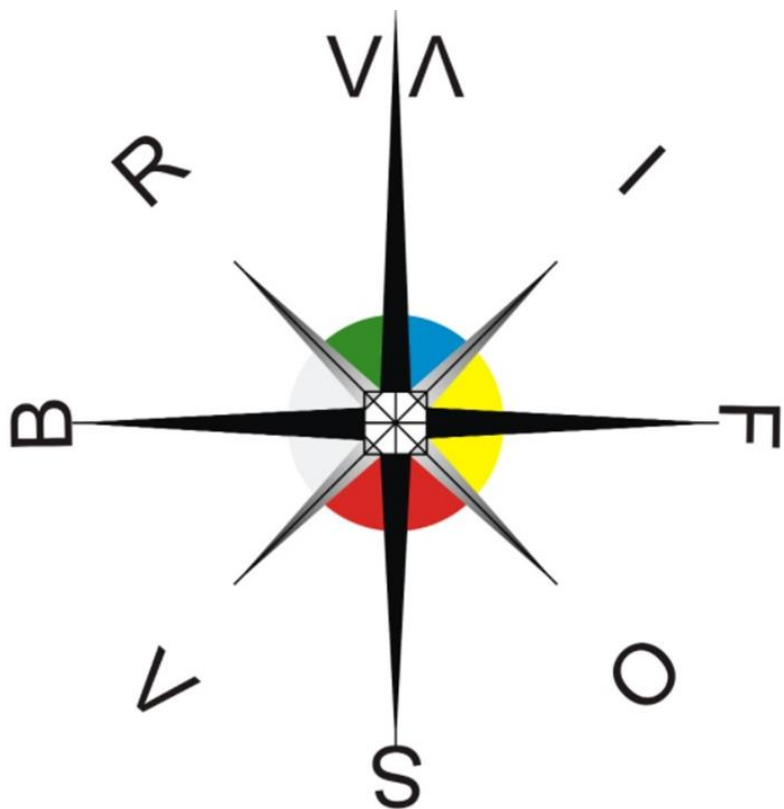
National Workshop – Rezultate DanuP-2-Gas



DanuP-2-Gas | URBASOFIA | geogr. Adelin LAZAR



CINE SUNTEM?



when knowledge gives directions

Urbasofia este o companie de planificare urbană și regională creată în 2011, care oferă expertiză la nivel european pentru dezvoltarea urbană, proiectarea politicilor și coeziunea teritorială. Efectuăm cercetări academice la nivel înalt, studii aplicate și implementarea de soluții concrete care vizează o abordare mai integrată, participativă, realistă și mai inteligentă a problemelor urbane presante, atât socio-economice, cât și de mediu.

Folosind fondurile structurale europene pentru inovarea urbană, sprijinim autoritățile urbane să rezolve problemele urbane reale cu instrumentele potrivite și să se potrivească proiecte emblematiche și acțiuni-pilot.

CE FACEM?

STRATEGII

Oferim orașelor și regiunilor un serviciu complet pentru dezvoltarea Strategiilor Integrate Urbane / Metropolitane / Județene, Planuri Locale de Acțiune, planuri tematice (Planuri de Mobilitate Urbană Durabilă, Planuri de Acțiune pentru Energie Durabilă).

VIZITE DE STUDIU

Oferim vizite de studiu ca experiențe de 360° de învățare, exersare și descoperire a culturii și arhitecturii orașelor. Oferim întregul spectru de servicii: plimbări urbane, practică în viața reală, ateliere de design și evenimente și putem combina oricare dintre produsele și serviciile noastre într-un pachet care este adaptat nevoilor dumneavoastră.

SMART CITIES

Suntem fondatori ai asociației SCITA CIVITA Romanian Smart Cities și putem oferi aceeași expertiză deja oferită mai multor proiecte de cercetare și inovare pentru dezvoltarea de soluții Smart Cities pentru energie, servicii bazate pe locație, urmărire în interior și mobilitate.

INNOVARE

Avem o vastă experiență în lucrul ca parteneri de planificare urbană și regională în proiecte europene axate pe acțiuni inovatoare care au ca scop să facă viața mai durabilă, inteligentă și incluzivă.

PROPUNERI SI POLICY DESIGN

Urbasofia este, de asemenea, o companie care livrează propuneri și concepte de design (politici, proiecte). Avem o vastă experiență în ideea, dezvoltarea și finalizarea propunerilor de proiecte, în diferite contexte și Programe UE, Acorduri Bilaterale, Granturi Naționale și Internaționale.



DESPRE PROIECT

PROGRAM: PROGRAMUL TRANSNAȚIONAL DUNĂREA

PRIORITATE: REGIUNEA DUNĂRII MAI BUN CONECTATĂ ȘI RESPONSABILĂ
ENERGETIC

OBIECTIV SPECIF: ÎMBUNĂTĂȚIREA SECURITĂȚII ENERGETICE ȘI EFICIENȚEI
ENERGETICE

BUGET: 2.553.726,85 €

DURATA: 30 LUNI





OBIECTIV PRINCIPAL

**MODEL INOVATOR PENTRU STIMULAREA SECURITATII SI DIVERSITATII
ENERGETICE IN REGIUNEA DUNARII PRIN COMBINAREA BIOENERGIEI CU
SURPLUSUL DE ENERGIE REGENERABILA**

SPRIJIN
DIVERSIFICAREA
AL SURSELOR DE
ENERGIE

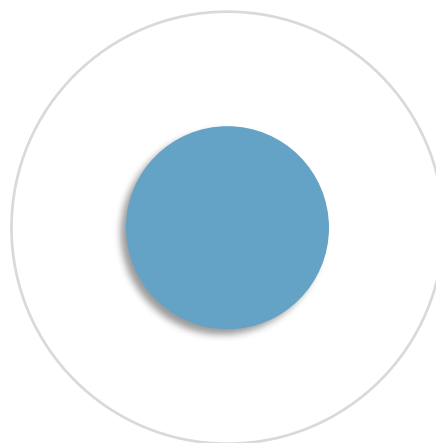
CONTRIBUIREA
STRATEGIILOR DE
GENERAȚIE ȘI DE
DEPOZITARE
PENTRU ENERGIILE
REGENERABILE

AVANSAREA
CUPLĂRII SECTORIALE
ELECTRICITATE ȘI GAZ
ÎN
PLANIFICAREA
ENERGETICĂ
REGIONALĂ



SUMAR AL PROIECTULUI

Regiunea Dunării are un potențial uriaș pentru generarea și stocarea durabilă a energiei regenerabile. Cu toate acestea, până în prezent această regiune este foarte dependentă de importurile de energie, în timp ce eficiența energetică, diversitatea și ponderea surselor regenerabile sunt scăzute. În conformitate cu obiectivele climatice ale UE pentru 2030 și obiectivele EUSDR PA2, DanuP-2-Gas va promova planificarea transnațională a energiei prin promovarea strategiilor de generare și stocare a surselor regenerabile în regiunea Dunării prin cuplarea sectorului energiei electrice și gazelor.



DanuP-2-Gas a adus împreună

AGENȚII DIN DOMENIUL ENERGIEI

ACTORI DIN MEDIUL DE BUSINESS

AUTORITĂȚI PUBLICE

INSTITUȚII DE CERCETARE

FURNIZORI DE SERVICII DE
INFRASTRUCTURĂ

Centrul Tehnologic Energetic **DE**

Agenția pentru energie din regiunea Savinjska, Šaleška și Koroška (KSSENA) **SL**

Universitatea din Zagreb, Facultatea de Inginerie Electrică și Calculatoare (UNIZGFER) **HR**

Agenția de Dezvoltare Județeană Tolna (TCDA) **HU**

Institutul Energetic al Universității Johannes Kepler Linz (EI-JKU) **AT**

Centrul de Cercetare Marea Neagră (BSERC) **BG**

URBASOFIA **RO**

Technische Hochschule Deggendorf (THD) **DE**

Agenția Națională de Reciclare Slovacia (NARA-SK) **SK**

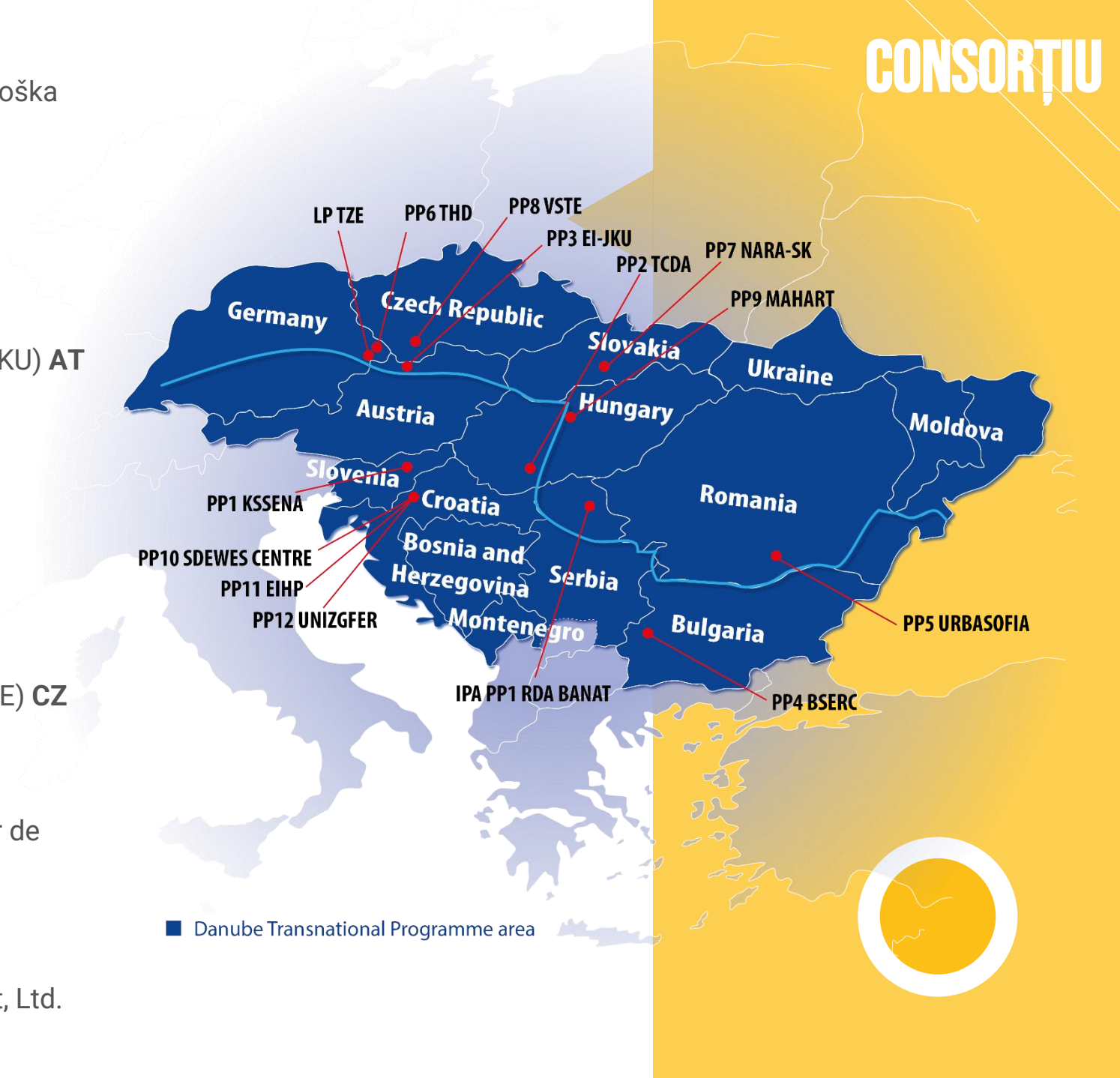
Institutul de Tehnologie și Afaceri din České Budějovice (VSTE) **CZ**

MAHART Freeport Co. Ltd. **HU**

Centrul internațional pentru dezvoltarea durabilă a sistemelor de energie, apă și mediu (SDEWES) **HR**

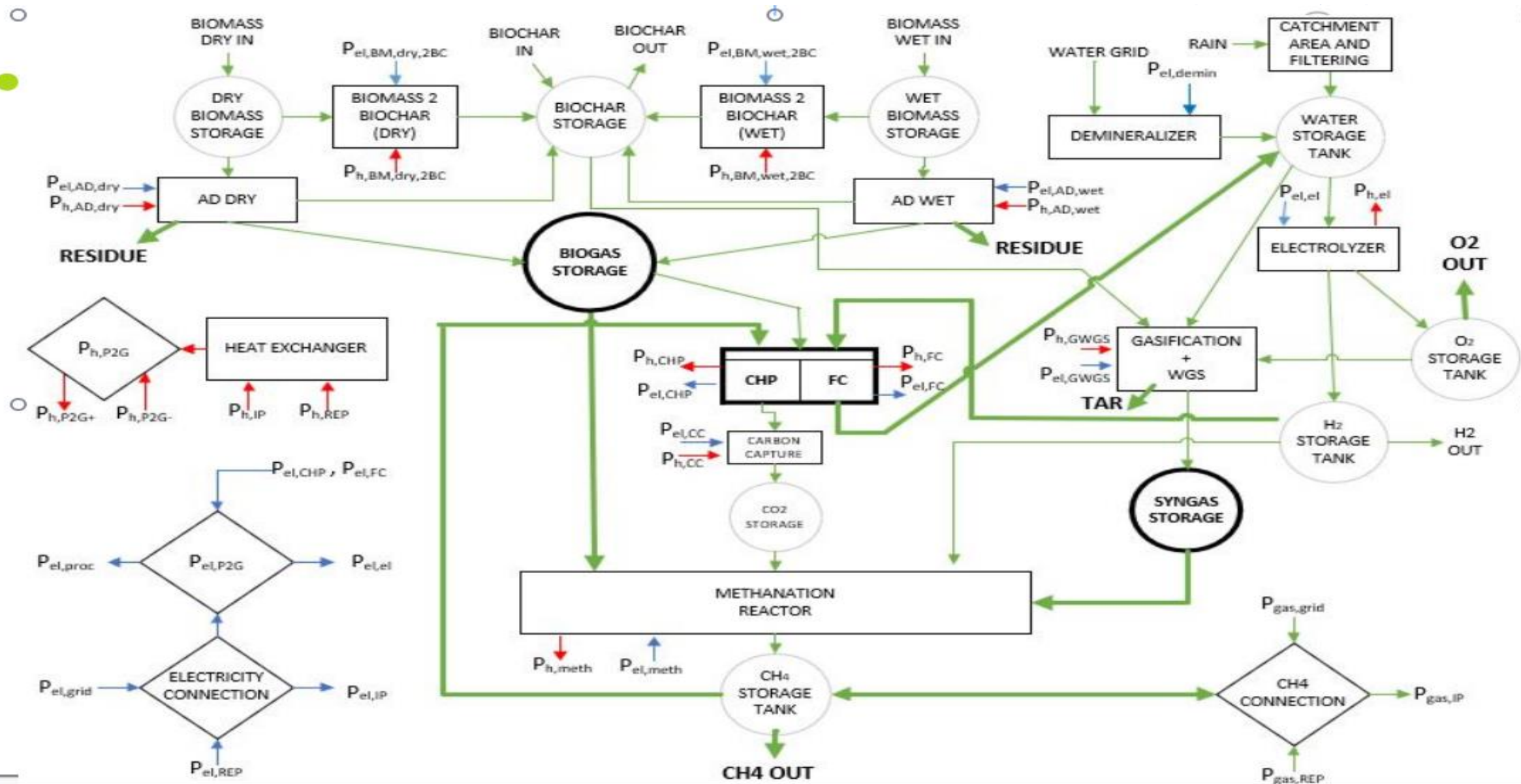
Institutul Energetic Hrvoje Pozar (EIHP) **HR**

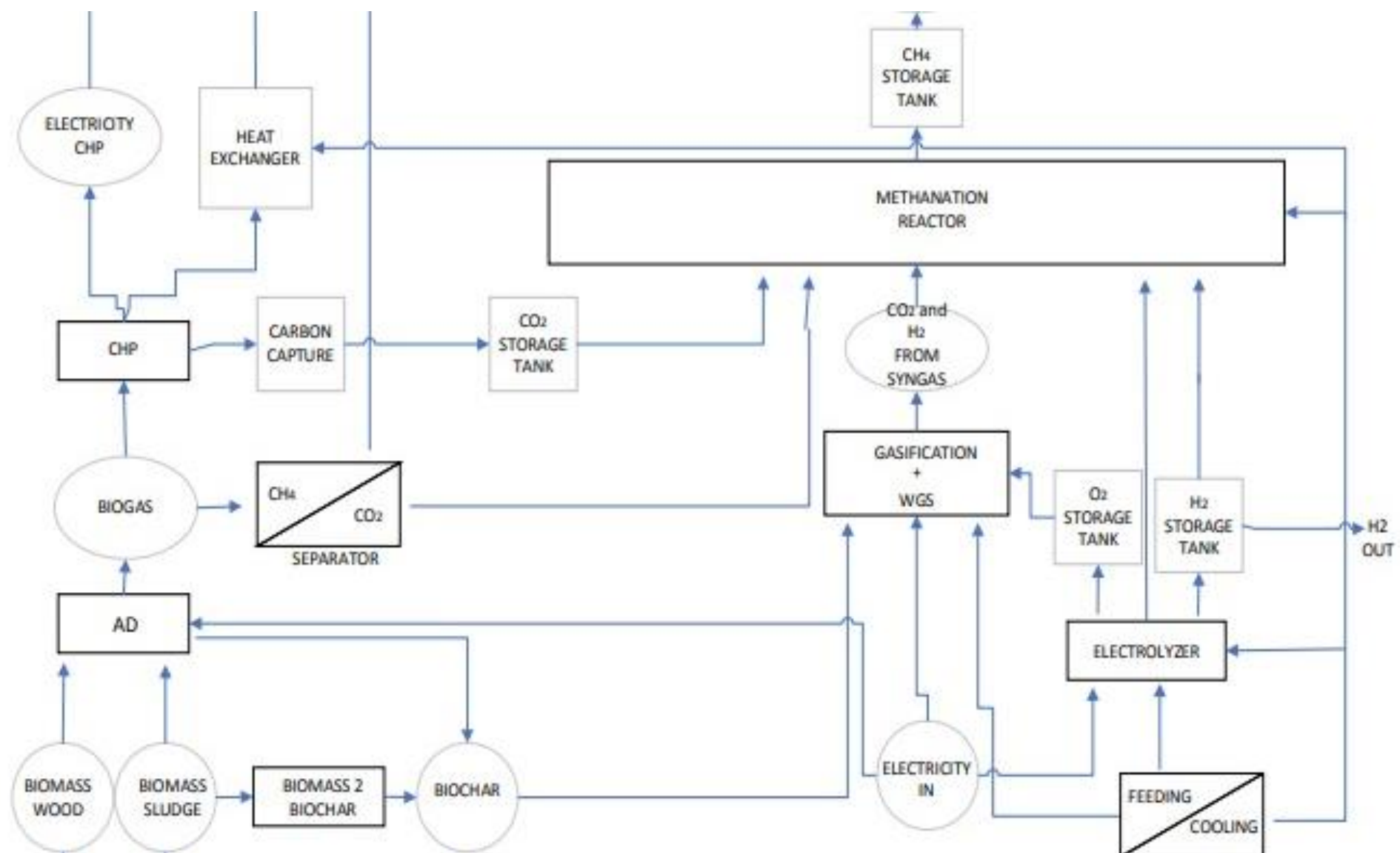
Agenția regională pentru dezvoltare socioeconomică – Banat, Ltd. (ADR-Banat) **RS**



CONSORTIU

POWER TO GAS CONCEPT







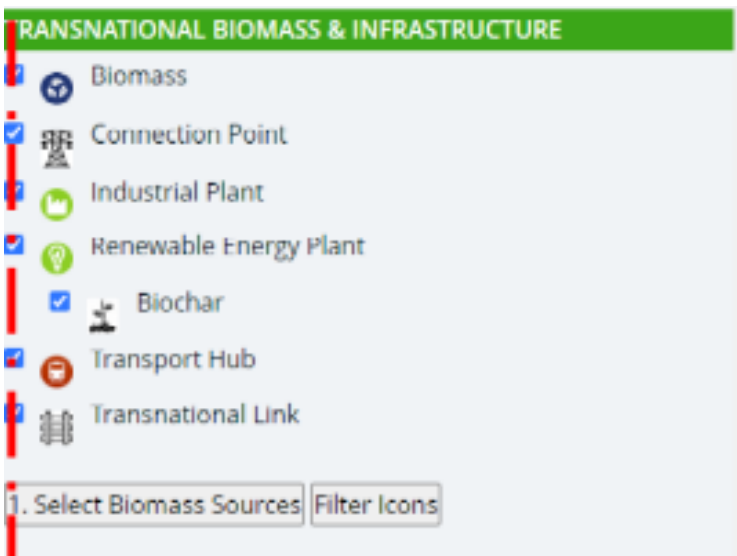
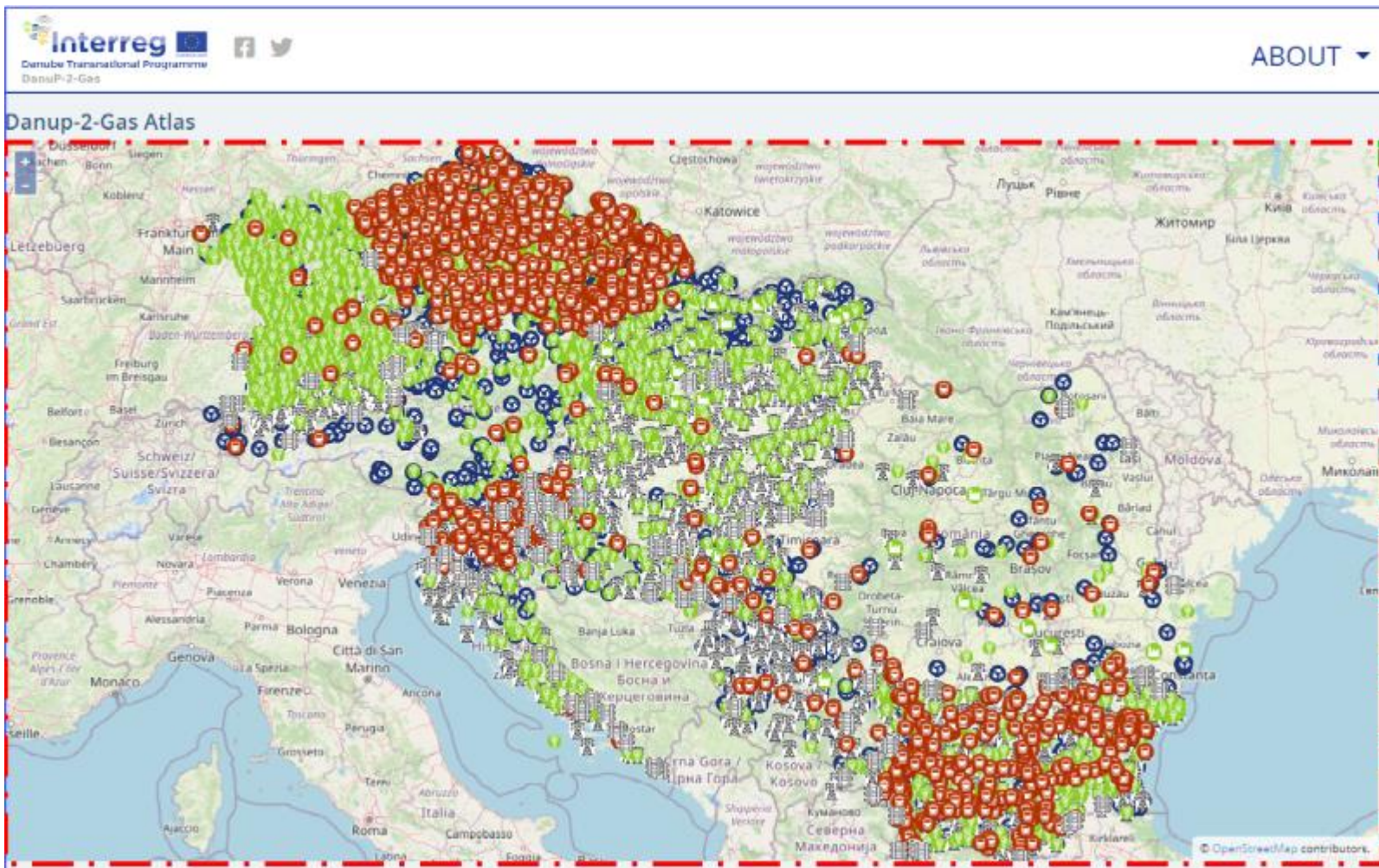
DANUBE ENERGY PLATFORM

[ABOUT ▼](#) [KNOWLEDGE HUB ▼](#) [ATLAS TOOL](#)





DANUP-2-GAS ATLAS

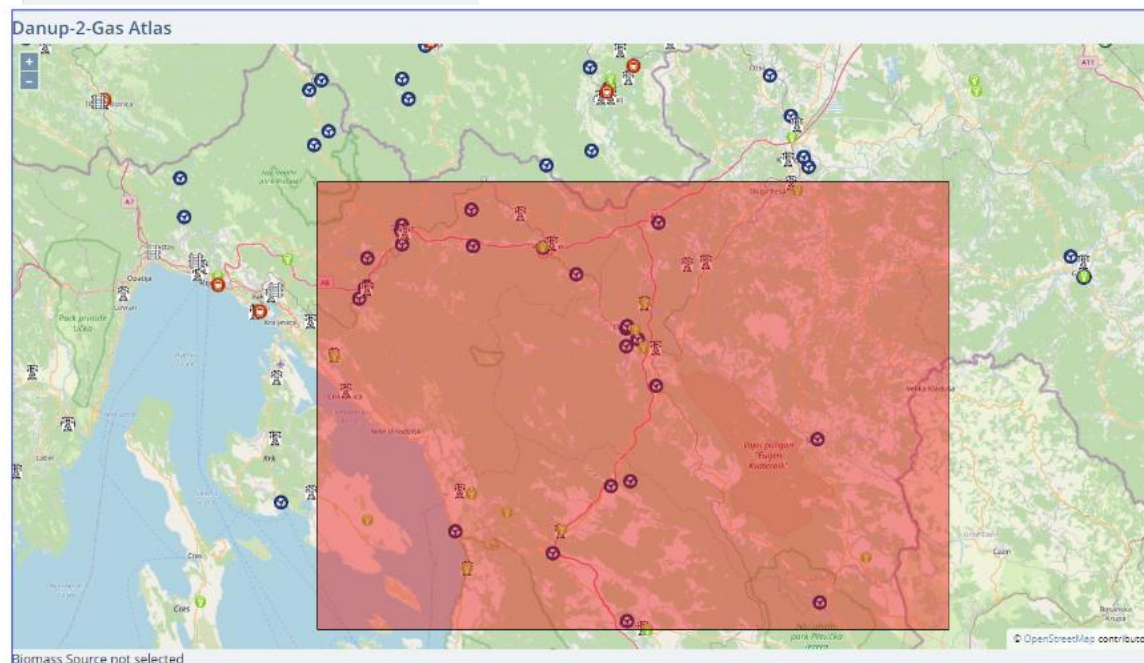
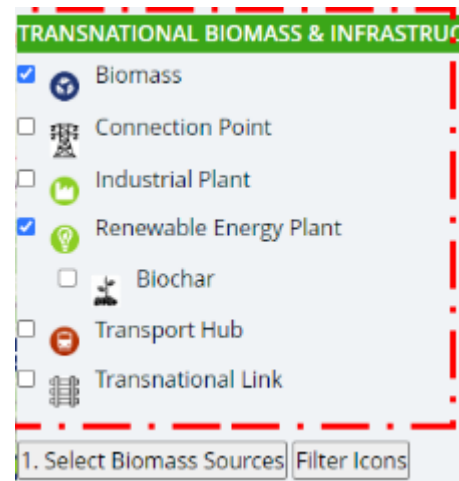
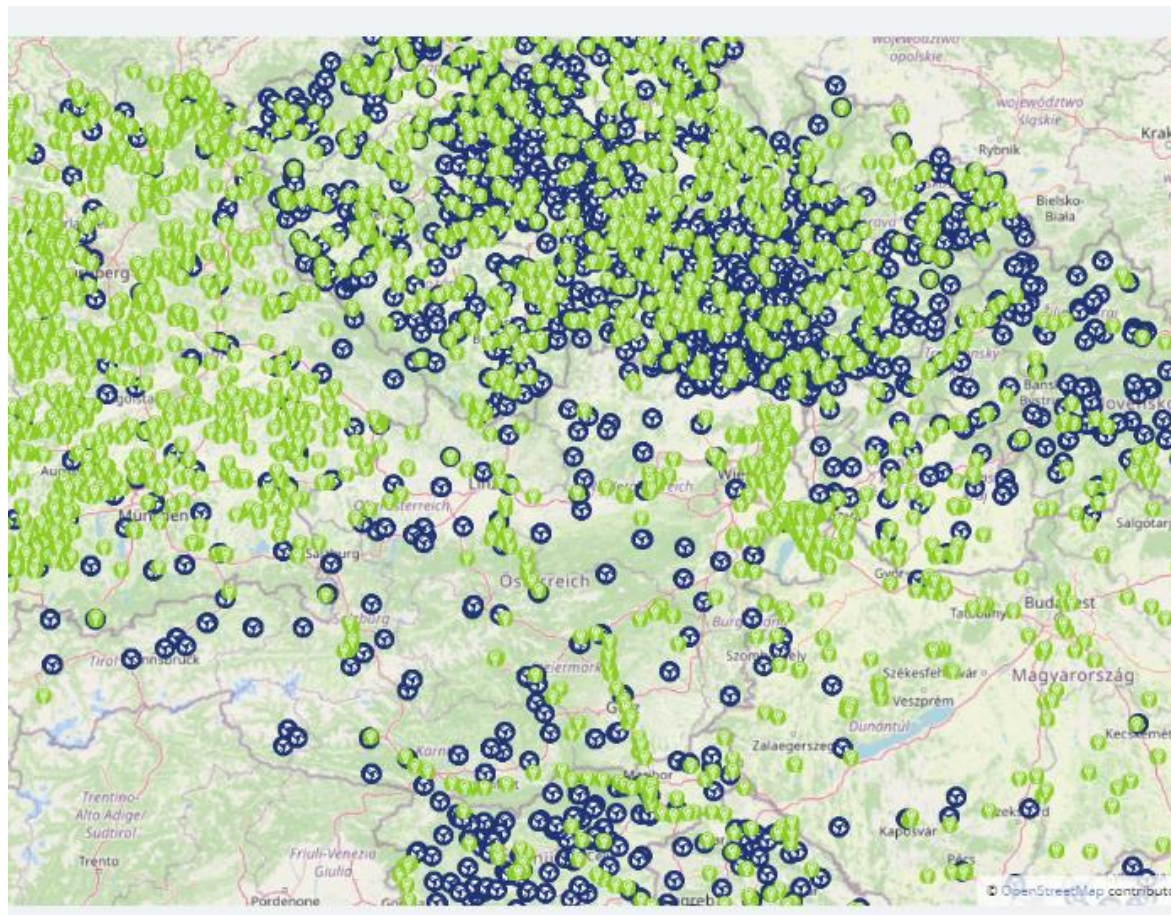


Atlas cu informații pentru toate țările din regiunea Dunării, participante în proiect.
Lipsa datelor a fost o problema.



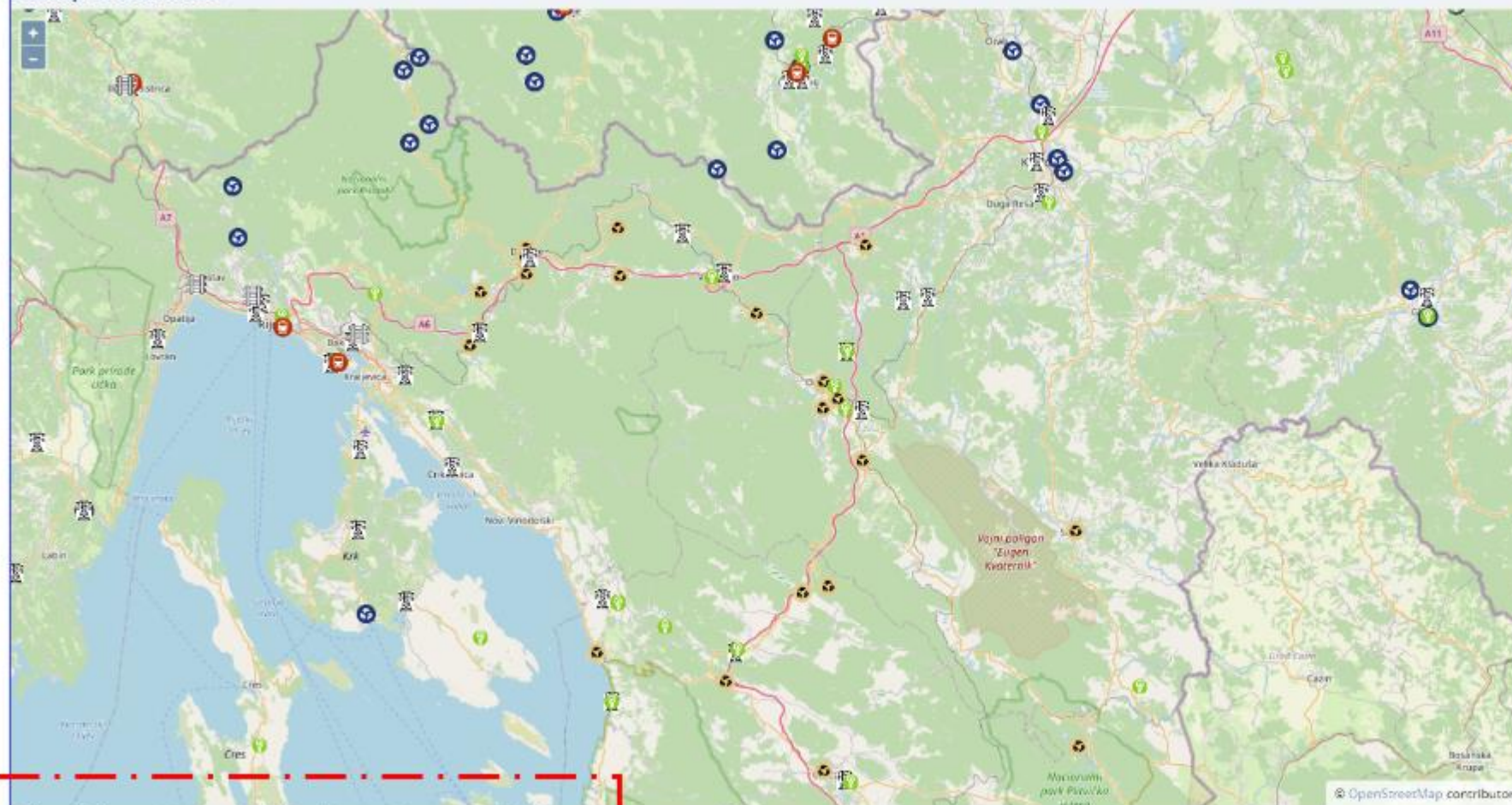
Desenarea/Selectarea unui ROI –
Region of Interest

Selectarea itemelor/layerelor
care să apară pe hartă





Danup-2-Gas Atlas



TRANSNATIONAL BIOMASS & INFRASTRUCTURE

- ☒ Biomass
- ☒ Connection Point
- ☒ Industrial Plant
- ☒ Renewable Energy Plant
- ☒ Biogas
- ☒ Transport Hub
- ☒ Transnational Link

1. Select Biomass Sources

Filter Icons

2. new P2G location or

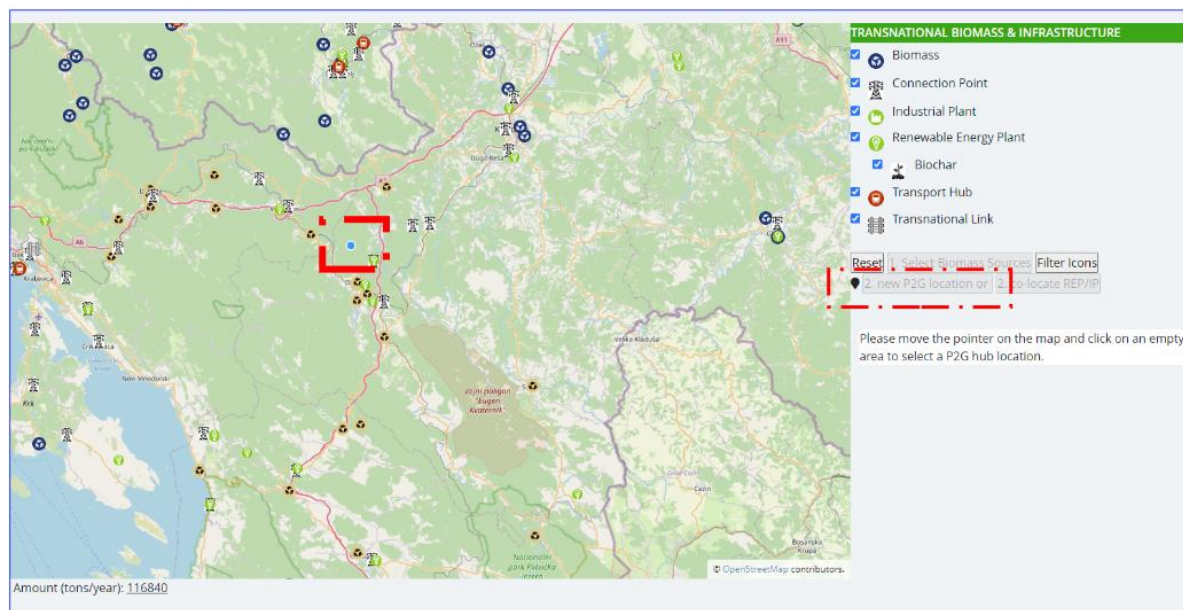
2. co-locate REP/IP

Please select **new P2G location** to select a point on the map for a P2G hub location.

Please select **co-locate REP/IP** to co-locate with existing Renewable Energy Plant or an Industrial Plant.

Selected Biomass Sources: [25] | Total Amount (tons/year): 116840

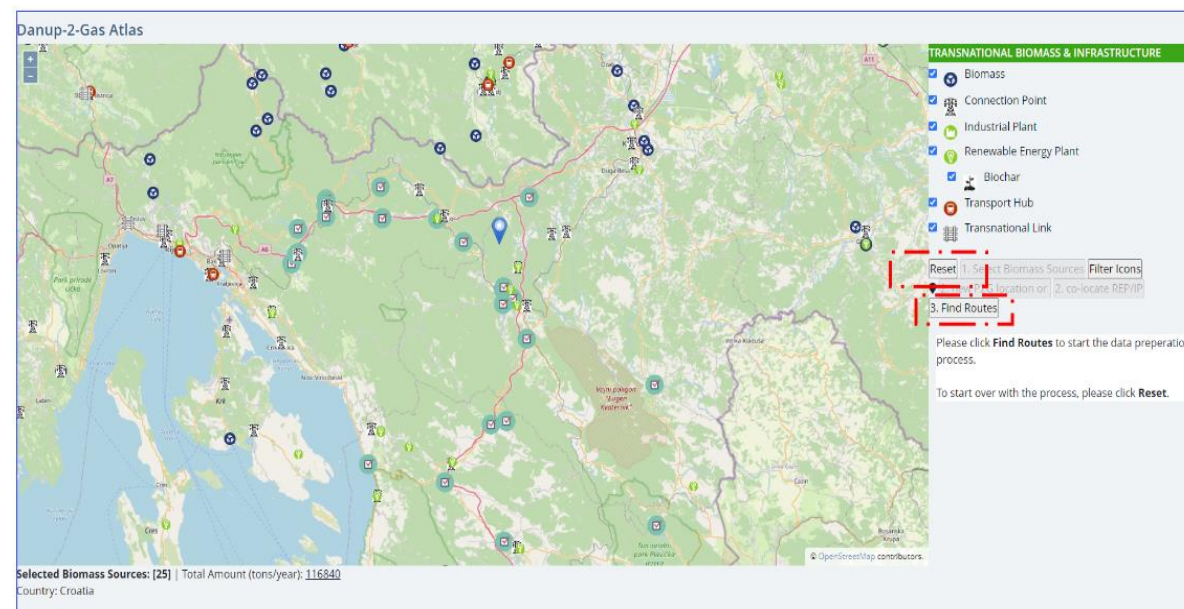
© OpenStreetMap contributors.

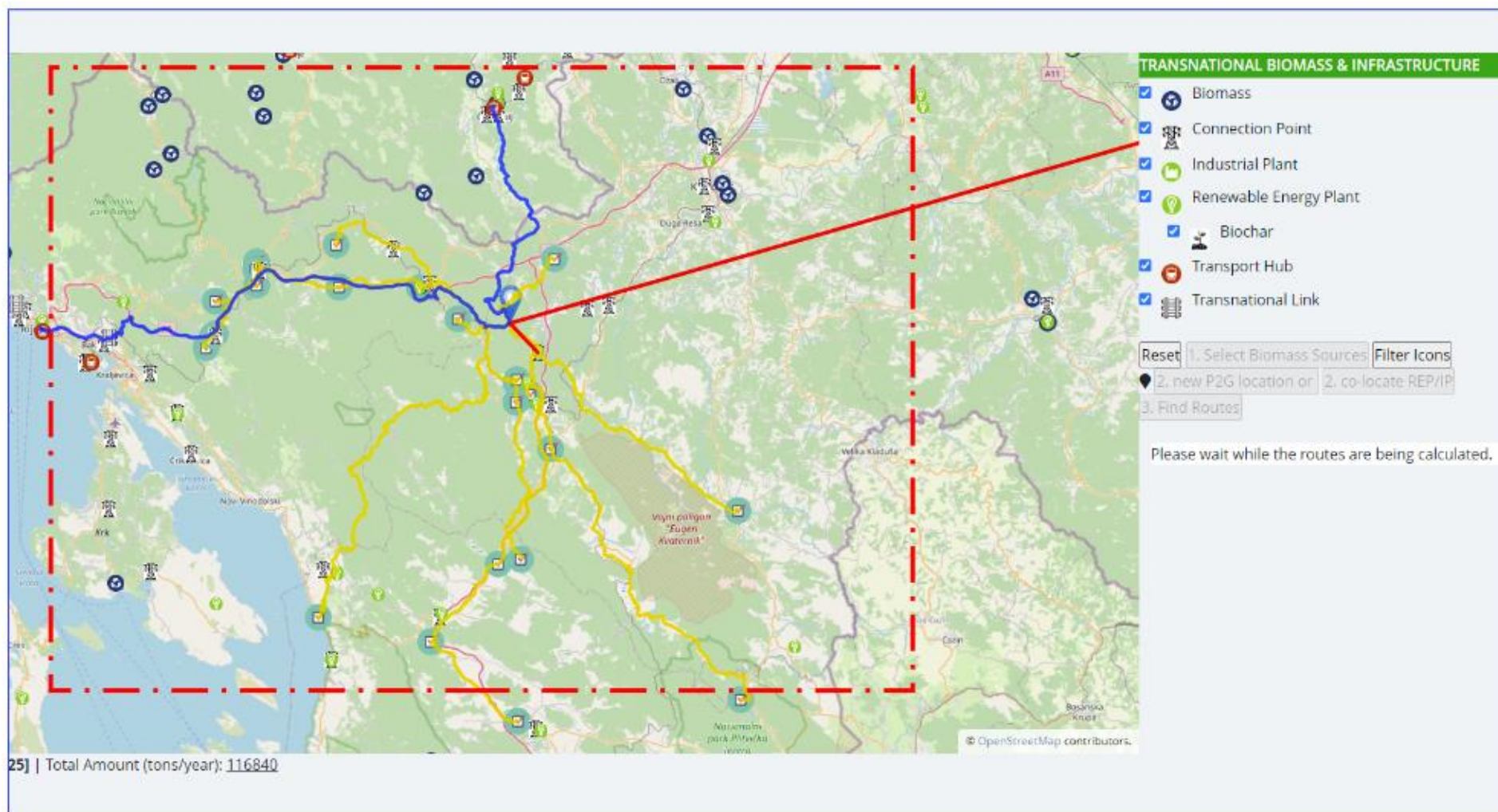


Alegerea unui punct care reprezintă zona unde se dorește realizarea Hub-ului P2G.

Este posibilă realizarea funcției de *Undo* sau resetarea parametrilor

Instrumentul de optimizare din cadrul Atasului Online incepe apoi procesul de cătuare a soluțiilor optime, a rutelor celor mai favorabile pentru hub-ul P2G







OPTIMIZATION TOOL SI BAZE DE DATE



	Category	Description
Identification	BM-Number	For counting and reference purposes
	Type	Wood and woody biomass; Herbaceous biomass; Aquatic biomass; Animal and human waste biomass
	Sub-type	Per each Type*
	Owner address	Company address of biomass owner.
	Location name	Short name of the location
	Location long	Longitude coordinate
	Location lat	Latitude coordinate
Quantity	Amount	Amount of biomass available [tons/year]. Industrial amounts of over 15 tons per day are of main interest.
	Status	in-use or idle
Characteristics	LHV	[MJ/ton]. Low heating value. Taken from reference books** or based on expert estimation.
	Bulk density	[tons/m ³]. Taken from reference books or based on expert estimation
	Moisture	[%]. Needed for calculation of Dry Matter Content (DMC) and biochar yield. DMC = 1-(Moisture/100). Taken from reference books or based on expert estimation.
	Hemicellulose	[% dry]
	Lignin	[% dry]
	Cellulose	[% dry]
	Ash content	[% dry]
	Contaminants	[% dry]. S, Cl, Hg, Cd
	Carbon	[%]. Carbon content. Taken from reference books or based on expert estimation.
	Price	For purchasing the biomass at the source. Annual average should be used in case of fluctuations. [l per ton].
Transport	Transport price	[l per ton per kilometer]. Applies to distances to TH1 and TH2. (e.g. by truck)
	TH1	Reference to the Transport hub table (e.g. nearest sea port) [TH-Number].
	TH2	Reference to the Transport hub table (e.g. nearest train station) [TH-Number].

	Category	Description
Identification	REP-Number	For counting and reference purposes.
	Type	See REP types*. REPs are considered as candidates for P2G colocations. P, W and Bm plants of over 1 MW power are of interest. Bg > 500 kW, and H > 10 MW. O type plants could be for production of biochar etc.
	Owner Address	Company address of plant owner.
	Name	Short name of the REP (location or plant name)
	Location long	Longitude coordinate
	Location lat	Latitude coordinate
Electricity	Power	Power [MW]. Eligible for: P, H, W, Bm, Bg, O
	Production	Average annual production [MWh]. Eligible for: P, H, W, Bm, Bg, O
	Status	[%] free capacity (not utilized / surplus)
Heat	Power	Heat power [MW _t]. Eligible for: Bm, Bg, O
	Production	Average annual heat production [MWh _t]. Eligible for: Bm, Bg, O
	Status	[%] free capacity (not utilized / surplus)
Biomethane	Capacity	Flow rate [m ³ /h]. Eligible for: Bg, O
	Production	Average annual production [m ³]. Eligible for: Bg, O
	Status	[%] free capacity (not utilized / surplus)
Biochar	Production	Average annual production [tons]. Eligible for: Bm, O
	Status	[%] free capacity (not utilized / surplus)
Connection points**	CP 1	Reference to the Connection points table [CP-Number] e.g. electrical grid; substation availability
	CP 2	Reference to the Connection points table [CP-Number] e.g., natural gas grid
	CP 3	Reference to the Connection points table [CP-Number] e.g. water grid: rivers, lakes, town water system, drill well, etc.
Transport	TH 1	Reference to the Transport hub table (e.g. sea port) [TH-Number].
	TH 2	Reference to the Transport hub table (e.g. train station) [TH-Number].

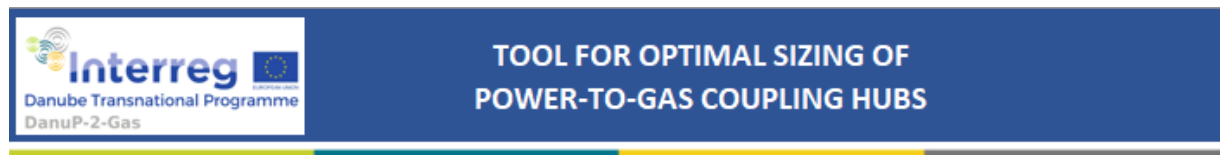
- Baze de date biomasă și infrastructură
- Informații calitative și cantitative
- Lipsa datelor a fost o problema
- Pe baza acestor date colectate s-au facut scenariile cu ajutorul Optimization Tool
- Seturile de date au fost mandatorii pentru fiecare țară participantă în proiect



	Category	Description
Identification	IP-Number	For counting and reference purposes.
	Type	See IP types*. IPs are considered as candidates for P2G colocations. Plants with power > 1 MW are of interest; Top 3-5 biggest NG consumers in country.
	Owner Address	Company address of plant owner.
	Name	Short name of the IP (location or plant name)
	Location long	Longitude coordinate
	Location lat	Latitude coordinate
Electricity	Power	Power [MW].
	Consumption	Average annual consumption [MWh].
Heat	Power	Heat power [MW _t].
	Consumption	Average annual heat consumption [MWh _t].
(Renewable) Natural gas	Power	Flow rate [m ³ /h].
	Consumption	Average annual consumption [m ³].
Connection points**	CP 1	Reference to the Connection points table [CP-Number] e.g. electricity
	CP 2	Reference to the Connection points table [CP-Number] e.g., natural gas
	CP 3	Reference to the Connection points table [CP-Number] e.g. water
Transport hubs	TH 1	Reference to the Transport hub table (e.g. sea port) [TH-Number].
	TH 2	Reference to the Transport hub table (e.g. train station) [TH-Number].

	Category	Description
Identification	CP-Number	For counting and reference purposes.
	Type	See CP types*
	Owner Address	Company address of connection point owner.
	Name	Short name of the CP (location or other relevant name)
	Location long	Longitude coordinate
	Location lat	Latitude coordinate
Electricity	Voltage	Either HV or MV. HV means higher than 110 kV and MV means lower than 110 kV.
	CP-Number	[km]. Distance to nearest natural gas connection point. Exit Connection points
Natural gas	Pressure	Pressure [Pa].
Water	Flow rate	[m ³ /h]. Should be over 1 m ³ /h.

	Category	Description
Identification	TH-Number	For counting and reference purposes.
	Type	See TH types*
	Owner Address	Company address of transport hub owner.
	Name	Short name of the TH (location or other relevant name). Should be able to process bulk loads. Should have facilities for covered storage.
	Location long	Longitude coordinate
	Location lat	Latitude coordinate
Capacity	Transport hub capacity	[tons/year].
€	Price	[€ per ton per kilometer]



Financial parameters		
Parameter	Value	Unit
Maximal investment payoff period	20	years
Administration and building period	5	years
Maximal investment	#####	l
Investment subsidy	0.0	%

Optimization parameters		
Parameter	Value	Unit
Starting date of simulation	01/01/2022	Pick date
Last date of simulation	31/12/2022	Pick date
Sampling time	24	h
Amount of memory required (cca)	1.10	GB

Hydrogen and CO ₂ prices		
Parameter	Value	Unit
Price for selling hydrogen	0.0150	l/mol
Maximal mass of hydrogen to sell daily	1,000	kg/day
Tax on CO ₂ emissions	0.0500	l/kg
Tax on biochar	0.0	%

Start Optimization

Monthly precipitation		
Month	Value	Unit
January	39.1	mm
February	37.5	mm
March	36.5	mm
April	48.2	mm
May	63.4	mm
June	81	mm
July	58.3	mm
August	51.3	mm
September	43.9	mm
October	49.7	mm
November	48.7	mm
December	49.4	mm

Optimization Tool este un instrument in de tip Excel, realizat de cei de la UNIZG-FER

Are taburi de input si output. Datele colectate în cele două baze de date precizate anterior se introduc în câmpurile specifice.

În afara acestor date, există și alte date prestabilite sau care necesită introducerea manuală.

De asemenea este nevoie și de introducerea unor date temporale, dar și date privind subvenția în procente dacă este cazul.



Renewable energy plant (REP) parameters		Customize
Type of plant (production profile)	None	
Annual electrical energy production [MWh]		
Annual heat production [MWh]		
Price for produced heat [€/MWh]		
Annual biomethane (gas) production [MWh]		

Industrial plant (IP) parameters		Customize
Type of plant (consumption profile)	24/7 (generic)	
Annual electrical energy consumption [MWh]	102,458	
Annual heat production [MWh]	647,571	
Price for produced heat [€/MWh]	0.00	
Annual methane (gas) consumption [MWh]	5,809,914	

Existing REP & IP grid connections	
Type of existing electrical connection	Distribution
Existing electrical connection capacity [MW]	220.00
Type of existing gas connection	Transmission
Existing gas connection capacity [MW]	1,500.00
Existing water connection capacity [m³/h]	100.00

Grid investment prices		
Electrical grid	Type of grid connection point	Distribution
	Distance to the nearest electrical grid connection point [km]	15.00
	Unit cost for electrical transmission grid connection [€/kW km]	10.00
	Unit cost for electrical distribution grid connection [€/kW km]	5.00
	Capacity cost for electrical transmission grid connection [€/kW]	1.00
	Capacity cost for electrical distribution grid connection [€/kW]	0.50
	Calculated unit cost of electrical grid connection [€/kW]	0.50
Gas grid	Type of grid connection point	Transmission
	Distance to the nearest gas grid connection point [km]	15.00
	Unit cost for gas transmission grid connection [€/kW km]	15.00
	Unit cost for gas distribution grid connection [€/kW km]	7.50
	Capacity cost for gas transmission grid connection [€/kW]	2.00
	Capacity cost for gas distribution grid connection [€/kW]	2.00
	Calculated unit cost of gas grid connection [€/kW]	2.00
Water grid	Distance to the nearest water grid connection point [km]	20.00
	Unit cost for water grid connection [€/kW km]	2.00
	Capacity cost for water grid connection [€/kW]	2.00
	Calculated unit cost of water grid connection [€/kW]	2.00

Electricity prices		
	Type of connection	Distribution
	Start time of day tariff [hour]	7
	End time of day tariff [hour]	22
	Start time of weekend tariff [hour]	7
	End time of weekend tariff [hour]	22
	Day tariff	
	Electricity price without grid or operator fees, including taxes [€/kWh]	0.65
	Grid/operator fees of the transmission system, including taxes [€/kWh]	0.48
	Grid/operator fees of the distribution system, including taxes [€/kWh]	0.78
	Night tariff	
	Electricity price without grid or operator fees, including taxes [€/kWh]	0.56
	Grid/operator fees of the transmission system, including taxes [€/kWh]	0.31
	Grid/operator fees of the distribution system, including taxes [€/kWh]	0.51
	Weekend tariff	
	Electricity price without grid or operator fees, including taxes [€/kWh]	0.47
	Grid/operator fees of the transmission system, including taxes [€/kWh]	0.28
	Grid/operator fees of the distribution system, including taxes [€/kWh]	0.40
	Monthly peak power price [€/kW]	1.02
	VAT percentage applicable to electricity business [%]	19
	Price for buying electricity at day tariff [€/kWh]	1.43
	Price for selling electricity at day tariff [€/kWh]	0.55
	Price for buying electricity at night tariff [€/kWh]	1.07
	Price for selling electricity at night tariff [€/kWh]	0.47
	Price for buying electricity at weekend tariff [€/kWh]	0.87
	Price for selling electricity at weekend tariff [€/kWh]	0.39

Gas prices		
	Type of connection	Transmission
	Start of winter period	October
	End of winter period	March
	Winter period	
	Gas price without grid/operators fees, including taxes [€/kWh]	0.18000
	Gas supply fee, including taxes [€/kWh]	0.83000
	Transmission system fee for consumption, including taxes [€/kWh/day]	0.280000
	Transmission system fee for injection, including taxes [€/kWh/day]	0.280000
	Distribution system fee for consumption, including taxes [€/kWh]	0.100000
	Distribution system fee for injection, including taxes [€/kWh]	0.700000
	Summer period	
	Gas price without grid/operators fees, including taxes [€/kWh]	0.20000
	Gas supply fee, including taxes [€/kWh]	0.80000
	Transmission system fee for consumption, including taxes [€/kWh/day]	0.270000
	Transmission system fee for injection, including taxes [€/kWh/day]	0.100000
	Distribution system fee for consumption, including taxes [€/kWh]	0.700000
	Distribution system fee for injection, including taxes [€/kWh]	0.150000
	VAT percentage applicable to gas business [%]	19
	Price for buying gas in winter period [€/kWh]	1.290000
	Price for selling gas in winter period [€/kWh]	0.051261
	Price for buying gas in summer period [€/kWh]	1.270000
	Price for selling gas in summer period [€/kWh]	0.068067



Dry anaerobic digester		
Parameter	Value	Unit
Unit price	21,000,000.00	€/ (kg/s)
Lifetime	20	years

Dry biomass to biochar plant		
Parameter	Value	Unit
Unit price	600,000.00	€/ (kg/s)
Lifetime	20	years

Combined heat and power (CHP)		
Parameter	Value	Unit
Unit price	7,000,000.00	€/ (kg/s)
Lifetime	20	years

Demineralizer		
Parameter	Value	Unit
Unit price	19,000.00	€/ (mol/s)
Lifetime	20	years

Dry biomass (BM) storage		
Parameter	Value	Unit
Unit price	10.00	€/kg
Lifetime	20	years

Water (H ₂ O) storage tank		
Parameter	Value	Unit
Unit price	0.02	€/mol
Lifetime	20	years

Carbon dioxide (CO ₂) storage tank		
Parameter	Value	Unit
Unit price	0.80	€/mol
Lifetime	20	years

Wet anaerobic digester		
Parameter	Value	Unit
Unit price	20,000,000.00	€/ (kg/s)
Lifetime	20	years

Wet biomass to biochar plant		
Parameter	Value	Unit
Unit price	500,000.00	€/ (kg/s)
Lifetime	20	years

Carbon capture plant		
Parameter	Value	Unit
Unit price	80,000.00	€/ (mol/s)
Lifetime	20	years

Precipitation collector		
Parameter	Value	Unit
Unit price	2.00	€/m ²
Lifetime	20	years

Wet biomass (BM) storage		
Parameter	Value	Unit
Unit price	5.00	€/kg
Lifetime	20	years

Oxygen (O ₂) storage tank		
Parameter	Value	Unit
Unit price	0.40	€/mol
Lifetime	20	years

Methane (CH ₄) storage tank		
Parameter	Value	Unit
Unit price	0.60	€/mol
Lifetime	20	years

Biogas separator		
Parameter	Value	Unit
Unit price	17,000,000.00	€/ (kg/s)
Lifetime	20	years

Gasification + water gas shift plant		
Parameter	Value	Unit
Unit price	1,000,000.00	€/ (kg/s)
Lifetime	20	years

Electrolyser		
Parameter	Value	Unit
Unit price	2,500.00	€/kW
Lifetime	20	years

Methanation reactor		
Parameter	Value	Unit
Unit price	325,000.00	€/ (mol/s)
Lifetime	20	years

Biochar (BC) storage		
Parameter	Value	Unit
Unit price	15.00	€/kg
Lifetime	20	years

Hydrogen (H ₂) storage tank		
Parameter	Value	Unit
Unit price	1.70	€/mol
Lifetime	20	years

Heat exchanger		
Parameter	Value	Unit
Unit price	100.00	€/kW
Lifetime	20	years

Alți parametrii:

Digestor anaerobic

Centrala biomasă – biochar

CHP

Demineralizator

Capacități/unități stocare biomasă, apă, dioxid de carbon, metan, hidrogen

Pentru toate acestea este stipulat prețul și durata de viață. Acești factori, influențează costul investiției finale și rentabilitatea acesteia.



Biomass (BM) prices															
Biomass source number	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Biomass source name	BM-60 Cedar	BM-109 Korenić	BM-117 Trbović	BM-145 Sabina	BM-123 Stupovi	BM-135 Bagrem	BM-96 Ravna	BM-81 Drvoproizvod	BM-76 DIR	BM-59 Šerif	BM-119 Translogika	BM-146 Šantek	BM-150 Drvo Prom	BM-79 Galeković	BM-107 Drvometalija
Consider this source?	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes
Purchase cost [€/t]	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30
Production capacity [t/year]	14,361.00	1,323.00	1,104.00	731.00	1,018.00	837.00	1,968.00	2,914.00	3,478.00	18,219.00	1,069.00	722.00	654.00	3,248.00	3,311.00
Road distance to P2G hub [km]	50.00	35.00	50.00	50.00	15.00	20.00	65.00	30.00	40.00	70.00	70.00	60.00	70.00	70.00	60.00
Road transport cost [€/t km]	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27
Type [-]	dry	dry	dry	dry	dry	dry	dry	dry	dry	dry	dry	dry	dry	dry	dry
Calculated unit biomass cost [€/t]	18.80	14.75	18.80	18.80	9.35	10.70	22.85	13.40	16.10	24.20	24.20	21.50	24.20	24.20	21.50

Ulterior, se introduc sursele de biomasa vizate. Este important ca sursele de biomasa să fie din aceeași zonă, regiune, pentru un calcul mai corect și pentru prețuri de transport cât mai mici.

Este important de specificat și tipul biomasei (umedă sau uscată)

Cantitatea de biomasa este și ea necesară, alături de costul de producție, prețul de transport și distanța față de cel mai apropiat hub de transport.



RESULTS

Investment specifications			
	Element	Price	Size
Processes	Dry anaerobic digester	36,596,175.80 €	1.742675 kg/s
	Wet anaerobic digester	0.00 €	0.000000 kg/s
	Dry biomass to biochar plant	0.00 €	0.000000 kg/s
	Wet biomass to biochar plant	0.00 €	0.000000 kg/s
	Biogas separator	26,662,928.08 €	1.568408 kg/s
	Gasification + water gas shift plant	0.00 €	0.000000 kg/s
	Combined heat and power (CHP)	0.00 €	0.000000 kg/s
	Carbon capture plant	0.00 €	0.000000 mol/s
	Electrolyser	75,515,918.32 €	30,206.37 kW
	Demineralizer	1,741,707.02 €	91.668790 mol/s
	Precipitation collector	2,000.00 €	1,000.00 m ²
	Methanation reactor	7,551,591.83 €	23.235667 mol/s
	Heat exchanger	576,244.55 €	5,762.4455 kW
	Total for processes	148,646,565.59 €	
Storages	Dry biomass storage	0.00 €	0.0000 kg
	Wet biomass storage	0.00 €	0.0000 kg
	Biochar storage	0.00 €	0.0000 kg
	Water storage tank	0.00 €	0.0000 mol
	Oxygen storage tank	0.00 €	0.0000 mol
	Hydrogen storage tank	0.00 €	0.0000 mol
	Carbon dioxide storage tank	0.00 €	0.0000 mol
	Methane storage tank	129,487,726.03 €	215,812,876.7123 mol
	Total for storages	129,487,726.03 €	
Connections enlargement	Electrical connection	515,572.44 €	49.10 MW
	Gas connection	161,684.80 €	80.84 MW
	Water connection	47.66 €	5.96 m ³ /h
	Total for connections	677,304.90 €	
	Total investment	278,811,596.52 €	
	Payoff period	16.78 years	

Operational costs for selected period			
		Price	Amount
Electrical energy	Produced by REP	0.00 €	0.00 MWh
	Consumed by IP	0.00 €	0.00 MWh
	Net consumption without investment	0.00 €	0.00 MWh
	Peak power without investment	0.00 €	0.00 kW
	Consumed by P2G	27,938,988.93 €	120,201.48 MWh
	Net consumption with investment	27,938,988.93 €	120,201.48 MWh
	Peak power with investment	982,037.44 €	196,407.49 kW
Heat	Produced by REP	0.00 €	0.00 MWh
	Produced IP	0.00 €	0.00 MWh
	Net production without investment	0.00 €	0.00 MWh
	Consumed by P2G	0.00 €	-13,039.95 MWh
	Net production with investment	0.00 €	13,039.95 MWh
Methane	Produced by REP	0.00 €	0.00 MWh
	Consumed by IP	0.00 €	0.00 MWh
	Net consumption without investment	0.00 €	0.00 MWh
	Produced by P2G	41,553,640.16 €	114,472.84 MWh
Water	Net consumption with investment	-41,553,640.16 €	-114,472.84 MWh
	Water consumed by P2G	5,805.33 €	14,513.32 m ³
Inputs	Dry biomass bought	315,890.63 €	15,357.85 t
	Wet biomass bought	0.00 €	0.00 t
	Biochar bought	0.00 €	0.00 t
Outputs	Biochar sold	19,494.23 €	1,075.05 t
	Hydrogen sold	0.00 €	0.00 t
	CO2 emitted	0.00 €	0.00 kg
	Total operational cost without investment	0.00 €	
	Total operational cost with investment	-12,330,412.06 €	
	Savings with introduction of P2G	12,330,412.06 €	

Între rezultate se remarcă:

- valoarea totală a investiției
- Perioada de amortizare a investiției
- Suma de bani necesară de investit pentru fiecare element
- Suma de bani returnată sau cheltuită pentru fiecare outuput
- Unitatea de măsură pentru fiecare element
- Costuri operaționale totale
- Economisirea prin intorucerea tehnologiei P2G



RESULTS

Investment specifications

	Element	Price	Size
Processes	Dry anaerobic digester	14,673,563.55 €	1.397482 kg/s
	Wet anaerobic digester	0.00 €	0.000000 kg/s
	Dry biomass to biochar plant	0.00 €	0.000000 kg/s
	Wet biomass to biochar plant	0.00 €	0.000000 kg/s
	Biogas separator	10,690,739.16 €	1.257734 kg/s
	Gasification + water gas shift plant	0.00 €	0.000000 kg/s
	Combined heat and power (CHP)	0.00 €	0.000000 kg/s
	Carbon capture plant	0.00 €	0.000000 mol/s
	Electrolyser	30,278,781.92 €	24,223.03 kW
	Demineralizer	697,389.97 €	73.409471 mol/s
	Precipitation collector	1,000.00 €	1,000.00 m ²
	Methanation reactor	3,027,878.19 €	18.633097 mol/s
	Heat exchanger	231,050.40 €	4,621.0079 kW
	Total for processes	59,600,403.19 €	
Storages	Dry biomass storage	0.00 €	0.0000 kg
	Wet biomass storage	0.00 €	0.0000 kg
	Biochar storage	0.00 €	0.0000 kg
	Water storage tank	0.00 €	0.0000 mol
	Oxygen storage tank	0.00 €	0.0000 mol
	Hydrogen storage tank	0.00 €	0.0000 mol
	Carbon dioxide storage tank	0.00 €	0.0000 mol
	Methane storage tank	0.00 €	0.0000 mol
	Total for storages	0.00 €	
Connections enlargement	Electrical connection	3,547.99 €	14.19 MW
	Gas connection	0.00 €	0.00 MW
	Water connection	4.77 €	4.77 m ³ /h
	Total for connections	3,552.76 €	
	Total investment	59,603,955.95 €	

Operational costs for selected period

		Price	Amount
Electrical energy	Produced by REP	0.00 €	0.00 MWh
	Consumed by IP	24,033,333.33 €	102,200.00 MWh
	Net consumption without investment	24,033,333.33 €	102,200.00 MWh
	Peak power without investment	888,967.42 €	177,793.48 kW
	Consumed by P2G	40,458,321.89 €	171,992.17 MWh
	Net consumption with investment	64,491,655.22 €	274,192.17 MWh
	Peak power with investment	2,070,232.35 €	414,046.47 kW
Heat	Produced by REP	0.00 €	0.00 MWh
	Produced IP	0.00 €	678,900.00 MWh
	Net production without investment	0.00 €	678,900.00 MWh
	Consumed by P2G	0.00 €	-18,658.51 MWh
	Net production with investment	0.00 €	697,558.51 MWh
Methane	Produced by REP	0.00 €	0.00 MWh
	Consumed by IP	1,440,588,397.43 €	6,057,529.54 MWh
	Net consumption without investment	1,440,588,397.43 €	6,057,529.54 MWh
	Produced by P2G	39,638,655.88 €	163,796.10 MWh
	Net consumption with investment	1,389,213,751.08 €	5,893,733.44 MWh
Water	Water consumed by P2G	8,260.48 €	20,651.20 m ³
Inputs	Dry biomass bought	457,058.20 €	21,975.13 t
	Wet biomass bought	0.00 €	0.00 t
	Biochar bought	0.00 €	0.00 t
Outputs	Biochar sold	27,893.76 €	1,538.26 t
	Hydrogen sold	0.00 €	0.00 t
	CO2 emitted	0.00 €	0.00 kg
	Total operational cost without investment	1,465,510,698.19 €	
	Total operational cost with investment	1,456,213,063.57 €	
	Savings with introduction of P2G	9,297,634.62 €	



RESULTS

Investment specifications				
	Element	Price	Size	
Processes	Dry anaerobic digester	60,191.85 €	0.002866	kg/s
	Wet anaerobic digester	0.00 €	0.000000	kg/s
	Dry biomass to biochar plant	0.00 €	0.000000	kg/s
	Wet biomass to biochar plant	0.00 €	0.000000	kg/s
	Biogas separator	43,854.07 €	0.002580	kg/s
	Gasification + water gas shift plant	0.00 €	0.000000	kg/s
	Combined heat and power (CHP)	0.00 €	0.000000	kg/s
	Carbon capture plant	0.00 €	0.000000	mol/s
	Electrolyser	177,794.76 €	71.12	kW
	Demineralizer	0.00 €	0.000000	mol/s
	Precipitation collector	1,113.06 €	556.53	m ²
	Methanation reactor	17,779.48 €	0.054706	mol/s
	Heat exchanger	1,356.71 €	13.5671	kW
	Total for processes	302,089.93 €		
Storages	Dry biomass storage	0.00 €	0.0000	kg
	Wet biomass storage	0.00 €	0.0000	kg
	Biochar storage	0.00 €	0.0000	kg
	Water storage tank	0.00 €	0.0000	mol
	Oxygen storage tank	0.00 €	0.0000	mol
	Hydrogen storage tank	0.00 €	0.0000	mol
	Carbon dioxide storage tank	9,718.15 €	12,147.6924	mol
	Methane storage tank	0.00 €	0.0000	mol
	Total for storages	9,718.15 €		
Connections enlargement	Electrical connection	0.00 €	0.00	MW
	Gas connection	2,209.54 €	0.09	MW
	Water connection	0.00 €	0.00	m ³ /h
	Total for connections	2,209.54 €		
Total investment		314,017.63 €		
Payoff period		14.70 years		

Operational costs for selected period				
		Price	Amount	
Electrical energy	Produced by REP	150,267.67 €	1,250.65	MWh
	Consumed by IP	0.00 €	0.00	MWh
	Net consumption without investment	-150,267.67 €	-1,250.65	MWh
	Peak power without investment	0.00 €	0.00	kW
	Consumed by P2G	77,252.72 €	328.38	MWh
	Net consumption with investment	-110,962.32 €	-922.27	MWh
	Peak power with investment	2,796.46 €	559.29	kW
Heat	Produced by REP	0.00 €	0.00	MWh
	Produced IP	0.00 €	0.00	MWh
	Net production without investment	0.00 €	0.00	MWh
	Consumed by P2G	0.00 €	-34.10	MWh
	Net production with investment	0.00 €	34.10	MWh
Methane	Produced by REP	0.00 €	0.00	MWh
	Consumed by IP	0.00 €	0.00	MWh
	Net consumption without investment	0.00 €	0.00	MWh
	Produced by P2G	40,203.34 €	166.13	MWh
Water	Net consumption with investment	-40,203.34 €	-166.13	MWh
	Water consumed by P2G	0.00 €	0.00	m ³
Inputs	Dry biomass bought	0.69 €	22.29	t
	Wet biomass bought	0.00 €	0.00	t
	Biochar bought	0.00 €	0.00	t
Outputs	Biochar sold	28.29 €	1.56	t
	Hydrogen sold	25,603.56 €	3.41	t
	CO2 emitted	0.00 €	0.00	kg
Total operational cost without investment		-150,267.67 €		
Total operational cost with investment		-174,000.36 €		
Savings with introduction of P2G		23,732.69 €		



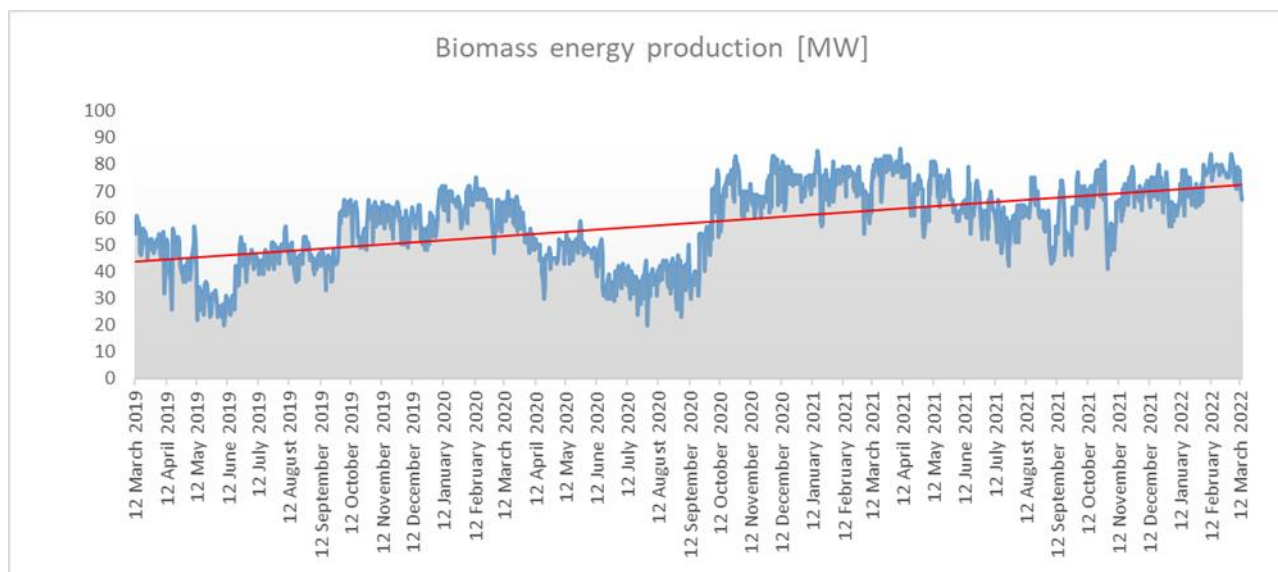
ANALIZA LEGISLATIVA + STRATEGIE

- Lipsa de informații generale, dar și precise despre hidrogen, despre legislația power to gas, despre utilitatea diferitelor tipuri de gaze (biogaz, biometan) în domeniul energiei, producerii de energie sau înlocuirea altor metode de generare a energiei.
- Nu există măsuri care să încurajeze utilizarea energiei verzi în anumite domenii precum industria de orice fel sau transportul (ex. transportul public). Ar putea fi luate măsuri pentru a încuraja fabricile și fabricile mai mici sau mai mari să fie alimentate cu energie electrică verde. Transportul public ar putea fi încurajat să se concentreze mai mult pe vehiculele (autobuze, microbuze) cu propulsie electrică care utilizează energie verde. Ar putea fi, de asemenea, încurajate troleibuzele și tramvaiele.
- Măsurile care există deja și care promovează energia verde, deși unele dintre ele sunt programe naționale sunt insuficient implementate, sunt insuficient promovate fie că este vorba de furnizarea de energie verde a unei gospodării, a unui bloc sau a altor clădiri (mall-uri, hale industriale) , , parcuri tehnologice). Proprietarii în cauză, investitorii trebuie încurajați cu diverse beneficii, eventual scutiri de taxe pentru a-i determina să opteze pentru energia verde.
- Instabilitatea mediului politic. Guvernele, prim-miniștrii și ministerele de resort (implicit și ministrul de energie) se schimbă foarte des, astfel încât multe idei nu ajung să fie puse în practică. Ministerul Energiei a fost mutat (atașat și spart) de alte ministere sau a fost un minister de sine stătător.
- Dirijarea fondurilor și investițiilor către scopuri greșite sau investiții realizate în locuri nepotrivite - în cazul microhidrocentralelor - care au fost amplasate pe râuri de munte, uneori în zone în care acest tip de activitate nu este permis. Multe dintre ele nu funcționează, iar cele care nu dau roade în ceea ce privește cantitatea de energie pe care o produc. Acestea au fost descrise de specialiștii în mediu și energie ca fiind nepotrivite. În schimb, au avut un efect negativ asupra ecosistemelor asupra faunei și florei piscicole.
- Din 2017, - nicio subvenție sau altă schemă de sprijin pentru capacitățile de energie regenerabilă nou instalate și, prin urmare, nu s-au făcut noi investiții relevante în această perioadă
- Utilizarea insuficientă a instalațiilor de producere a energiei verzi, astfel încât există încă un precedent și o popularitate mai mare a acestor surse.
- S-a bazat mult timp pe energie electrică pe cărbune și pe energia nucleară în detrimentul altor surse regenerabile de energie electrică.
- Întârzierea proceselor legislative care ar putea îmbunătăți situația energetică a țării. Exemplul perfect este liberalizarea pieței de energie, proces despre care se vorbește încă din 2020 dar a început abia în 2021 și atunci cu mari probleme și întârzieri și multe ambiguități. Aceeași situație s-a întâmplat și în cazul legii offshore care presupune exploatarea zăcămintelor de gaze din Marea Neagră (apele teritoriale ale României), legea fiind amânată cu mai bine de un an.
- Deși au existat multe exemple de bune practici în țările vest-europene în ceea ce privește energia verde încă de la utilizarea acesteia în transport sau subvenționarea energiei verzi pentru gospodării sau consumatorii necasnici (centre comerciale, industrie), acestea nu au fost adoptate în România.



La nivel național, printre obiectivele României enumerate în PNIESC se numără:

- Implementarea rapidă a cadrului legal necesar deciziilor finale de investiții în exploatarea resurselor de gaze naturale în zona Mării Negre;
- Dezvoltarea de noi capacități asupra Sistemului Energetic Român și integrarea cu alte piețe din regiune precum și promovarea utilizării hidrogenului;
- Dezvoltarea/optimizarea infrastructurii existente a rețelelor de energie electrică și gaze naturale, cu impact pozitiv asupra capacității de preluare a energiei produse din SRE și asupra nivelului de interconectivitate;
- Dezvoltarea capacităților de stocare.
- Dezvoltarea proiectelor de cogenerare de înaltă eficiență; Cogenerarea de înaltă eficiență este o modalitate de a produce energie electrică și căldură, care permite reducerea emisiilor poluante
- Creșterea gradului de interconectare joacă un rol important în securitatea aprovizionării cu gaze naturale și energie electrică, deoarece va facilita schimburile transfrontaliere, în special în caz de urgență
- Implementarea prevederilor pachetului legislativ „Energie curată pentru toți europenii” va avea ca efect promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, întrucât acestea presupun adaptarea condițiilor de piață pentru a facilita integrarea energiei din surse regenerabile în SEN
- Adoptarea tehnologiilor avansate poate contribui prin implementarea soluțiilor de captare a carbonului, dezvoltarea capacităților de producere a energiei fără emisii, noi capacități de stocare. De asemenea, va facilita implementarea proiectelor pilot și demonstrative pentru promovarea utilizării hidrogenului în producția de energie electrică și în sectorul industrial.
- Promovarea energiei curate și a eficienței energetice pentru a sprijini o economie cu emisii reduse de carbon. Obiectiv specific 6.1 Creșterea producției de energie din surse regenerabile mai puțin exploatate (biomasă, biogaz, geotermal);
- Creșterea ponderii bioenergiei, defalcată pe energie termică, electricitate și transport, și în ceea ce privește furnizarea de biomasă, defalcată pe materii prime și proveniență (diferențierea între producția internă și import). Pentru biomasa forestieră, o evaluare a sursei acesteia
- Elaborarea de noi strategii și obiective naționale, inclusiv pe termen lung sau sectoriale (de exemplu, ponderea energiei din surse regenerabile în termoficare, utilizarea energiei din surse regenerabile în clădiri, energie din surse regenerabile produsă de orașe, comunități energetice). și consumatorii autonomi, energia recuperată din nămolurile obținute din tratarea apelor uzate)
- Promovarea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice, cu emisii scăzute de carbon;



Pentru anul 2022, biomasa ocupă locul 7 în topul mijloacelor de producție. În continuarea afirmației de mai sus privind investițiile viitoare și dezvoltarea de noi instalații de fructificare a biomasei în scop energetic, reamintim că producția de energie din biomasă depinde într-o măsură covârșitoare de materia primă, respectiv biomasă. Ceea ce duce la cea mai mare problemă a României în acest sens. Romania este o țară cu o suprafață mare împădurită, în special zonele carpatice și precarpătice și nu numai atât, ci și cu suprafețe agricole mari. De mai multe ori pe parcursul anului au loc lucrări silvice și agricole, rezultând atât biomasă agricolă, cât și forestieră, dar aceasta rămâne, de cele mai multe ori, nefolosită sau ajunge să fie folosită în alte mijloace. Lemnul și tufișul din pădure sunt folosite pentru încălzire în sobe, în special în mediul rural unde nu există acces la gaz sau în scop zootehnic, biomasă agricolă. Aceste tipuri de biomasă au fost menționate fără a le menționa pe celelalte, cum ar fi carnea și conacul de nămol de canalizare etc.

Prin urmare, aceasta este cea mai mare problemă. Colectare deficitară sau inexistentă a biomasei. Dacă la nivelul județului NUTS3 sau la nivelul clusterului de localități ar exista o colectare centralizată a biomasei care ar fi cumva subvenționată sau recompensată, probabil s-ar colecta depozite considerabile de biomasă.



VA MULTUMESC!

Adelin Lazar / URBASOFIA
lazar.adelin@urbasofia.eu

www.urbasofia.eu

