

ENERGY DEPENDENCY OF A HYBRID DECENTRALIZED ELECTRO-THERMAL SYSTEM FROM POWER DISTRIBUTION GRID**ЕНЕРГИЙНА ЗАВИСИМОСТ НА ХИБРИДНА ДЕЦЕНТРАЛИЗИРАНА ЕЛЕКТРО-ТЕРМИЧНА СИСТЕМА ОТ ЕЛЕКТРОРАЗПРЕДЕЛИТЕЛНАТА МРЕЖА****Y. Stefanov***Technical University of Gabrovo***H. Hinz***Frankfurt University of Applied Science***K. Ivanov***Technical University of Gabrovo***Резюме:**

In this paper is described a research regarding the possible energy dependency from power distribution grid in several decentralized hybrid system structures based on simulations models. They are developed in order to investigate and estimate the possible annual amount of electrical energy consumed from utility grid. All systems are designed to fully provide a residential neighborhood with both electrical and thermal power supply. According to their structure they might consist from combinations of several decentralized generators as combined heat and power plant, peak load boiler, photovoltaic array, wind generators, hydrogen system and lithium-ion battery system. Various possibilities of system architectures from conventional and renewable type are observed as a part of optimization for the electrical and thermal power supply in hybrid decentralized systems and best performing cases are investigated further.

Ключови думи: мрежова зависимост, фотоволтаичен масив, ветрогенератори, микро-термична и електрическа централа, водородна система, система от литиево-йонни батерии, бойлер за покриване на върхова термична консумация, дизелов генератор.

ВЪВЕДЕНИЕ

Напоследък се наблюдава тенденция за нарастване на потребностите от електрическа и термична енергия за задоволяване нуждите на битови и индустриални потребители. Тези растящи нужди трябва да бъдат обезпечени от съществуващите електропреносни и топлоснабдителни мрежи, които да отговарят на настоящите изисквания за енергийна инфраструктура. Това неминуемо може да доведе до увеличаване на годишните разходи за поддръжка и ремонт на изградената инфраструктура, но също така, при достигане на пределна допустима преносна мощност, дефинирана от конструктивните особености на електро разпределителните и топлофикационни мрежи, е възможно да доведе до необходимост от изграждане на нови електро- и топлоснабдителни линии, което само по себе си представлява огромно капиталовложение. Също така трябва да се има в предвид, че изграж-

дането на нови електрически и термични мрежи трябва да съответстват на изискванията, съгласно стратегията 20-20-20 [1] на европейската комисия за преминаване от конвенционални към възобновяеми енергоизточници. От друга страна възможността за локално изграждане на високо-ефективни топлоснабдителни инсталации и преминаване от настоящата форма на електро-снабдяване към изграждане на локални зони с децентрализирано електроснабдяване, при частична или пълна автономия от електрическата мрежа, набира все по-голяма популярност, поради възможността за използване на локални възобновяеми ресурси за генериране на електрическа и термична енергия и практическата възможност за минимизиране на загубите за пренос на електроенергия и термична енергия до крайните потребители. Концепцията за електроснабдяване и снабдяване с

термична енергия от децентрализиран характер е реализирана в среден по големина мащаб, с висока степен на изменение на денонощните и сезонни електрически и термични товари, чрез създадената на територията на гр. Келстербах, Германия хибридна децентрализирана система за електроснабдяване и топлоснабдяване на 180 еднофамилни домакинства, имаща активна връзка към възел от електро разпределителната мрежа ниско напрежение.

ИЗЛОЖЕНИЕ

Изследвани са 10 възможности за реализиране на хибридна децентрализирана система, като всяка една възможна системна конфигурация [5] комбинира в себе си различен брой и вид децентрализирани електрически и термични генератори, формиращи вътрешни подсистеми. За всяка една от тях са изготвени изчисления спрямо пълната системна стойност (NPC) за целия заложен експлоатационен период от 25 години с и без наличие на система за запасяване на електрическа енергия, изпълняваща функцията на буфер между децентрализираната системна генерация и електро разпределителната мрежа. Също така са проведени електроенергетични калкулации на годишното потребление на електрическа енергия. Термичната микроцентра (МТЕЦ) използвана в изследванията е с променлив капацитет, чиито номинални параметри се изменят като започват от 20 kW/39 kW_{th}, преминават през капацитет 50 kW/81 kW_{th}, 70 kW/110 kW_{th} и завършват с номинални мощности от 140 kW/207 kW_{th}. Ветрогенераторите използвани в изследванията имат номинална мощност от 10 kW, а броя им варира от 1 до 6 бр. Някои системи включват в състава си дизелови генератори, които работят в паралел с останалите системни генератори, като техните мощности се изменят от 10 kW през 20 kW, 30 kW и достигат максимална номинална мощност от 40 kW. Използваните фотоволтаични масиви (ФВМ) [3, 7] имат инсталирана мощност от максимум 150 kW_p, като инсталираната им мощност нараства със стъпка на изменение от 25 kW_p, започвайки от 0 kW_p. Някои от разработените системи са

снабдени с водородна система, съставена от водороден хидролизатор с номинални мощности от 20kW, 30 kW и 40 kW, резервоар за синтезиран водород побиращ 25 l, 50 l или 75 l и система от водородни горивни клетки със сумарни номинални мощности от 10kW, 20 kW и 30 kW. Всяка една разработена хибридна децентрализирана система е снабдена с група от литиево-йонни батерии, чиито инсталирани капацитети за запасяване на електрическа енергия започват от 0 kWh, съответстващо на моделирана децентрализирана система без система от литиево-йонни батерии (СЛБ) и се изменят възходящо със стъпка на изменение от 25 kWh, като максималната стойност за номинален инсталиран капацитет е равна на 200 kWh. Всички термични източници са свързани в затворена локална топлоснабдителна система, осигуряваща пълно обезпечаване на системното потребление от термична енергия. Те в зависимост от използваната конфигурация се захранват от втечен природен газ, за който са заложили цени от 0.2 Eur/m³, 0.4 Eur/m³, 0.6 Eur/m³, 0.8 Eur/m³ и 1.0 Eur/m³ или от дизелово гориво с цена за литър започваща от 0,5 Eur/l и достигаща до 0,75 Eur/l за промишлено дизелово гориво, при условие, че не се взема в предвид акцизното увеличение на цената и ДДС (VAT).

Термичните консуматори са свързани към източниците на термична енергия с помощта на топлоснабдителна система с малка дължина, положена подземно. Като термични източници се използват система от водородни горивни клетки, комбинирана микро термична електроцентра, бойлер за покриване на върхова термична консумация и дизелови генератори. Загубите на топлина възникващи при разпределение и снабдяване с термична енергия са минимални, поради компактното разпределение на консуматорите в относително малка територия и използваната многослойна топлоизолация от висок клас на подземната тръбна система. Отразени са като увеличение в термичната консумация от 1% спрямо реално-отчетените стойности.

Електрическата система се състои от две основни шинни системи. Едната е постоянно токова (DC), към която е присъединена

единствено системата от литиево-йонни батерии и имаща напрежение в зависимост от степента на зареденост на литиево-йонните батерии, а другата е трифазна променливо токова шинна електроразпределителна система (АС) с номинално напрежение 400V и честота 50 Hz. В случаите, в които се употребява водородна система е изградена и трета разпределителна система за водород. Две са използваните основни уравнения. Първото използвано уравнение при анализа се използва за изчисляване на всички разходи за консумирана електрическа енергия, горива, първоначална стойност на инсталираните електрически и термични генератори, амортизация, подмяна на амортизирани съоръжения, влияние на инфлация, продажба на генерирани излишъци от електроенергия, намаляване с течение на времето на физически използваемите инсталирани мощности за фотоволтаичен масив и система от литиево-йонни батерии и други. В крайна сметка използваното уравнение се свежда основно до минимизиране на цялостните разходи за генериране на електрическа и термична енергия, както следва:

$$C_{NPC} = f(C_{Ecsr_grid}) + f(C_{Qth}) = \min$$

където:

C_{NPC} – крайни разходи за целия експлоатационен период на системата [Eur];

C_{Ecsr_grid} – цена на електроенергия доставена от мрежата [Eur/kWh];

C_{Qth} – цена на генерирана термична енергия [Eur/kWh_{th}].

С второто от тях се изчислява степента на мрежова зависимост при симулиране на годишната електрическа консумация на разработените модели на хибридни децентрализиращи системи, съгласно следното уравнение:

$$W_{csr_el_grid} = \frac{E_{csr_el_grid}}{\left(\frac{E_{annual_csr_el}}{100} \right)}$$

където:

$W_{csr_el_grid}$ – мрежова зависимост за децентрализираща система от електрическата мрежа [%];

$E_{csr_el_grid}$ – електроенергия доставена от електрическата мрежа към децентрализираща система [kWh/год.];

$E_{annual_csr_el}$ – консумирана електрическа енергия от децентрализираща система за една календарна година [kWh/год.].

Обобщен вид на проведените изчисления е представен в табл.1.

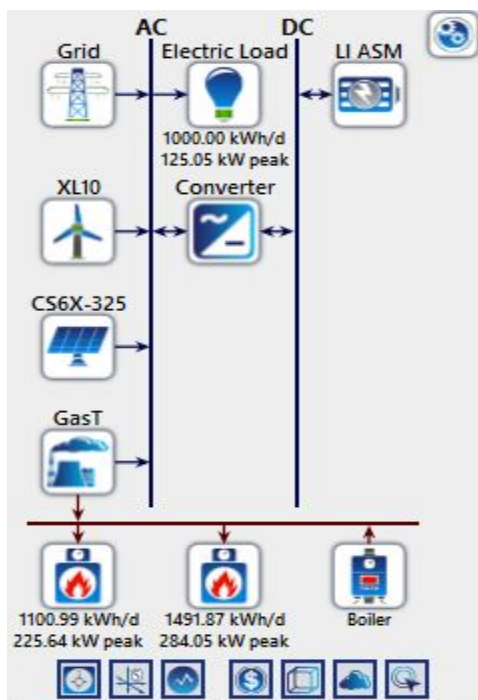
Табл.1. Обобщен вид на проведените изчисления и резултати за разгледаните системи

Елементи	Системни конфигурации									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Водородна система (H2)	X	X	X	X	V	V	V	X	X	X
Микро-термична и електрическа централа (GasT)	V	V	V	V	V	X	X	X	X	V
Дизелов генератор (2),	V	X	V	X	X	X	X	X	V	X
Фотоволтаичен масив (CS6X-325)	V	X	X	V	V	X	V	V	V	V
Ветрогенератор (XL10)	X	V	V	V	X	V	V	V	V	X
Газов водогреен бойлер (BOILER)	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
NPC без LI ASM [Eur]	1604476	1767758	1720472	1934149	2007754	2181303	2659917	2121367	1852374	1383044
Мрежова консумация без LI ASM [kWh/год.]	10024.1	91115.9	7571.02	57992.9	61496.7	71452.2	269470	210486	36294.64	84036.4
Степен на мрежова зависимост [%]	2.66043	24.1824	2.00937	15.3915	16.3214	18.9636	71.5181	55.8634	9.632697	22.3035
Система от литиево-йонни батерии (LI ASM)	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
NPC с LI ASM [Eur]	2287096	2209444	2345907	2348956	2436906	2566073	3071053	2563104	2361945	2045395
Мрежова консумация с LIASM [kWh/год.]	2025.09	22495.4	1050.59	3843.59	11796.2	34859	246660	188684	35771.77	13194.5
Степен на мрежова зависимост [%]	0.53747	5.97033	0.27883	1.0201	3.13075	9.25169	65.4643	50.0773	9.493926	3.50186

Синтезирани са три конфигурации с най-ниски стойности на мрежова зависимост, изградени с помощта на логически блокове

[2]. Избрани са измежду всички разработени модели, заради условието, според което крайната им цена за целия експлоатационен

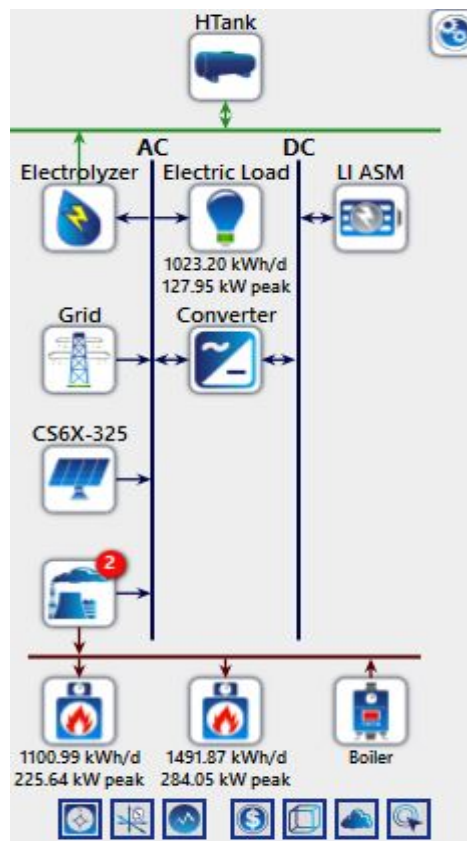
период е необходимо да бъде минимална. Първата избрана конфигурация, която може бъде разгледана е съставена от бойлер за покриване на върхова термична консумация (Boiler), термична микро централа (GasT), AC-DC двупосочен конвертор (Converter), ветрогенератори (XL10) [6], система от литиево-йонни батерии (LI ASM), фотоволтаичен масив (CS6X-325) и електроразпределителна мрежа (Grid). За да бъде спазено реалното физическо разпределение на консуматорите в хибридна децентрализирана система, топлоснабдителната верига е разделена на два консуматора. Те реално обединяват в себе си определен брой домакинства, които се захранват от два термични резервоара, разположени в две абонатни станции на територията на жилищния квартал. Блокова схема за разработената децентрализирана система е представена на фиг. 1.



Фиг. 1. Блокова схема на електрическата и термична вериги при реализираната първа мрежово свързана хибридна система

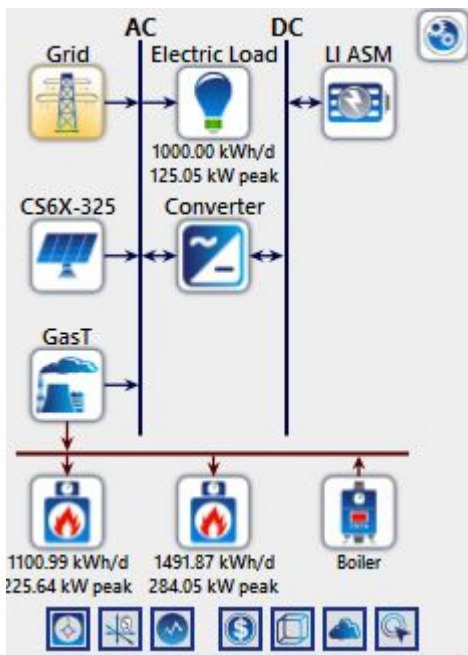
Втората разглеждана структура за децентрализирана хибридна система е съставена от бойлер за покриване на върхова термична консумация (Boiler), термична микро централа (GasT), система от водородни горивни клетки (2), резервоар за синтезиран

водород (HTank) [4], воден електролизатор (Electrolizer), система от литиево-йонни батерии (LI ASM), фотоволтаичен масив (CS6X-325), AC-DC двупосочен конвертор (Converter) и електроразпределителна мрежа (Grid). Блокова схема за разработената децентрализирана система е представена на фиг. 2.



Фиг. 2. Блокова схема на електрическата и термична вериги при реализираната втора мрежово свързана хибридна система

Третата разглеждана конфигурация включва бойлер за покриване на върхова термична консумация (Boiler), термична микро централа (GasT), AC-DC двупосочен конвертор (Converter), система от литиево-йонни батерии (LI ASM), електроразпределителна мрежа (Grid) и фотоволтаичен масив (CS6X-325). Разработеният модел се доближава в максимална степен до реалната конфигурация на разглежданата реална хибридна децентрализирана система за електрическо и термично снабдяване. Блокова схема за разработената децентрализирана система е представена на фиг. 3.



Фиг. 3. Блокова схема на електрическата и термична вериги при реализираната втора мрежово свързана хибридна система

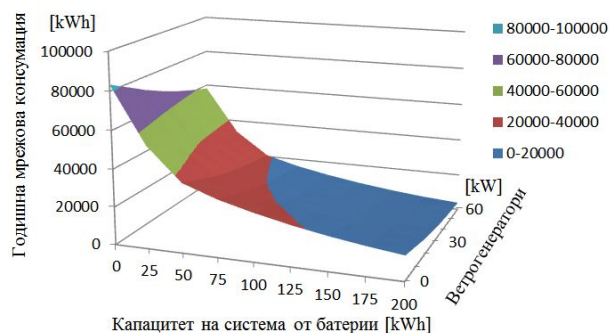
Всяка една от разгледаните системни конфигурации е избрана от гледна точка на изчислените стойности за минимална мрежова зависимост. Получените резултати показват, че са възможни и системи с по-ниско процентно съотношение между сумарната годишна електроенергийна консумация и количествата електроенергия доставена от електроразпределителната мрежа, съгласно талб. 1, но те включват в състава си дизелов генератор. Този конструктивен аспект може да доведе до увеличаване на емисиите от парникови газове, което не се вписва в заложените концепции за минимизиране на влиянието върху околната среда и поради тази причина те не са разгледани в настоящата публикация.

РЕЗУЛТАТИ

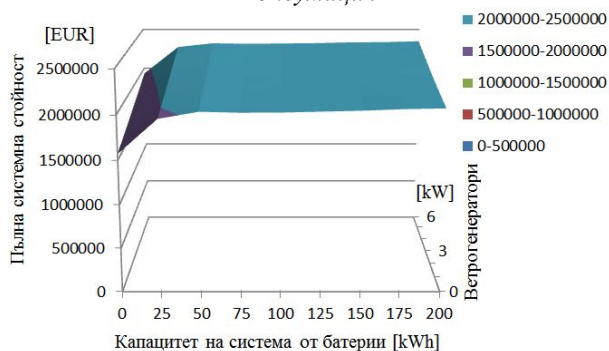
Проведени са редица изследвания, в които са симулирани възможните варианти за структура на взетите под внимание системни конфигурации. За всяка една от тях е изчислена степента на мрежова зависимост в проценти и е направена съпоставка с изчисленията за очакваните експлоатацион-

ни разходи при различни номинални мощности за всяко едно от използваните съоръжения.

Основен критерий, при анализиране на резултатите е постигане на минимална консумация от електроразпределителната мрежа със стойност до 5% на годишна база за покриване на собствените електрически нужди на консуматорите. Моделите са разработени с помощта на софтуерния продукт HomerPro [8], а изчисленията относно генерираните данни за електрическа консумация и крайна цена на моделираните децентрализирани системи са обобщени с MS Excel. Изведените данни спрямо първата разгледана децентрализирана система сочат, че най-добри параметри за консумирана от мрежата електроенергия от 3843.589 kWh/год. системата достига при употребата на МТЕЦ с параметри 70/115 kW/kW_{th}, ФВМ с инсталирана мощност в размер на 150 kW_p, ветропарк с мощност от 60 kW или 6 броя вятърни турбини с мощност от по 10 kW, СЛБ с капацитет от 200 kWh. Резултатите са показани на фиг.4 а). Крайната изчислена цена е 2348956 Eur, а нейното изменение е показано на фиг.4 б).

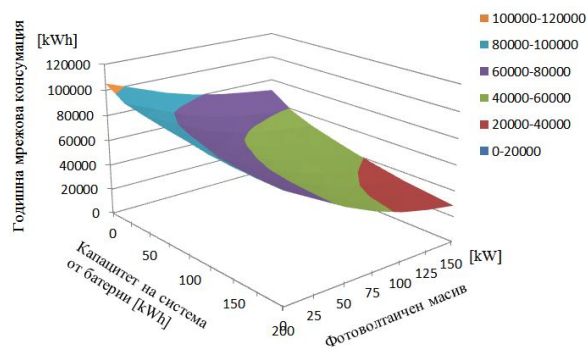


Фиг. 4 а). Резултати за изменения в мрежова консумация

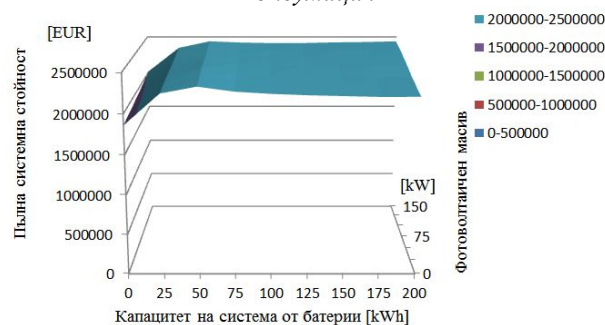


Фиг. 4 б). Резултати за изменения в крайна цена

Данните от изчисленията проведени за втория разгледан модел на децентрализирана система сочат, че най-добри показатели за консумирана от мрежата електроенергия от 11796.21 kWh/год. системата достига при употребата на МТЕЦ с параметри 70/115 kW/kW_{th}, ФВМ с инсталирана мощност в размер на 150 kW_p, водороден електролизер 40 kW, масив от водородни горивни клетки с обща мощност от 30 kW, резервоар за синтезиран водород 75 l, СЛБ с капацитет от 200 kWh. Крайната изчислена цена е 2436906 Eur. Въпреки това системна конфигурация използваща същите параметри с изключение на МТЕЦ, който за този случай е с размерност 50/81 kW/kW_{th}, показва резултат за консумирана от мрежата енергия равна на 28617.03kWh/год. Изчислената стойност за NPC при тази конкретна системна конфигурация е по-малка в сравнение с горепосочената и се равнява на 2435412 Eur. Поради това, че разликата в стойностите за крайна цена е малка, за предпочитане е първия вариант, поради по-малкото количество електроенергия консумирано от електрическата мрежа. Като цяло не се наблюдава сериозна разлика между количествата електроенергия доставяни към консуматорите в децентрализираната система при трите номинални размерности за елементите на използваните водородни системи. Въпреки това се наблюдава отчетлива разлика в цената на системна конфигурация изградена с участие на водородна система имаща водороден електролизер 20 kW, масив от водородни горивни клетки с обща мощност от 10 kW, резервоар за синтезиран водород 25l. Това се дължи на зададената еднаква максимална продължителност на експлоатационния период за всички съоръжения участващи във водородната система при разлики в номиналните мощности. Изчисленията за постигнати нива на консумирана електрическа енергия за годишен период са показани на фиг.5 а), а изчисленията за крайна стойност на разработената система са поместени на фиг. 5 б).

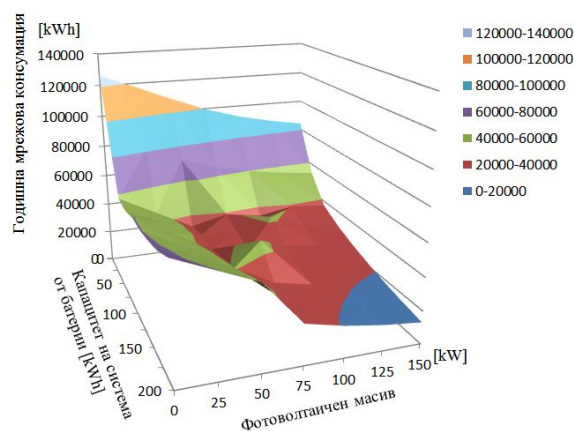


Фиг. 5 а). Резултати за изменения в мрежова консумация

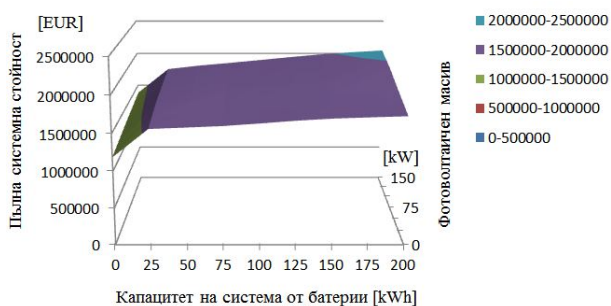


Фиг. 5 б). Резултати за изменения в крайна цена

Третата моделирана децентрализирана система постига минимална мрежова консумация в размер на 13194,5 kWh, използваща СЛБ с размерност на наличния капацитет от 200 kWh, МТЕЦ с параметри 50/81 kW/kW_{th} и фотоволтаичен масив с размерност от 150 kW_p. Крайна цена е в размер на 2045395 Eur. Резултатите за консумирана електрическа енергия за годишен период са показани на фиг. 5 а), а изчисленията за крайна стойност на разработената система са поместени на фиг. 5 б).



Фиг. 6 а). Резултати за изменения в мрежова консумация



Фиг. 6 б). Резултати за изменения в крайна цена

Показаните резултати от системи с различна конфигурация на използваните генератори от конвенционален и възобновяем тип имат за цел да демонстрират достигане и преминаване на заложената стойност от максимум 5% за независимост от електрическата мрежа, при сравняване на стойностите за изчислена финансова себестойност за целият експлоатационен период и при приемане на променливи цени на конвенционалните горива.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Направените изчисления сочат, че при използване на системна конфигурация от бойлер за покриване на върхова термична консумация (Boiler), термична микро централа (GasT), AC-DC двупосочен конвертор (Converter), система от литиево-йонни батерии (LI ASM), електроразпределителна мрежа (Grid) и фотоволтаичен масив (CS6X-325) може да бъде достигната оптимална степен на мрежова независимост при най-оптимална крайна цена за целия експлоатационен период. Решението до каква степен на независимост от електроразпределителната система ще бъде една система зависи от балансирането между разходи и мрежова консумация, като в крайна сметка при оптимизиране на настоящата хибридна система се набляга на балансирано решение за минимална крайна цена. В предстоящите

изследвания ще бъдат разгледани и други системни конфигурации, които ще бъдат сравнени също и по цена на произведен 1 kWh електрическа енергия и по начална себестойност, като се проследи ефекта от интегрирането на система от литиево-йонни батерии и до каква степен нейната размерност указва влияние над степента на мрежова независимост.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] J.M. Barroso, "Climate and Energy Priorities for Europe: The Way Forward," European Council, Mar. 2014;
- [2] Lambert et al. Micropower Systems Modeling With Homer. Integration of Alternative sources of Energy. John Wiley & Sons, Inc, 379-418, 2006;
- [3] D. King, S. Gonzalez and G. Galbraith, "Performance Model for Grid-Connected; Photovoltaic Inverters", Sandia Report, Sept. 2007
- [4] O.Madani, T.Das, "Decentralized Control of a Fuel Cell Ultra-capacitor Hybrid Network", 2013 American Control Conference (ACC), Washington, DC, USA, June 17-19, 2013, 978-1-4799-0178-4/\$31.00 ©2013 AACC, p.5362-5367;
- [5] J. B. Fulzele, "Optimum Planning of Hybrid Renewable Energy System Using HOMER", International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE), Vol. 2, No. 1, February 2012, pp. 68-74;
- [6] Fortunato, B., et al., Economic Optimisation of a Wind Power Plant for Isolated Locations, Solar Energy, 60 (1997), 6, pp. 347-358;
- [7] G. Delvecchio, M. Guerra, C. Lofrumento, F. Neri, "A Study for Optimizing a Stand-Alone Hybrid Photovoltaic-Diesel System to Feed Summer Loads", International Conference on Renewable Energy and Power Quality, ICREPQ, Spain, pp. 167-168, 2005;
- [8] Gerry S, "Optimal Rural Microgrid Energy Management Using HOMER", International Journal of Innovations in Engineering and Technology (IJET), Vol. 2 Issue 1 February 2013, p. 113-118;