



**ՀԱՅԱՍՏԱՆՈՒՄ ՄԻՆՉԵՎ 2050 Թ.
ԷՆԵՐԳԱՄԱՏԱԿԱՐԱՐՄԱՆ ԾԱԽՍԵՐԻ
ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄՆԵՐԸ**



**ԱԶԱԿՑՈՒԹՅՈՒՆ ԿԱՅՈՒՆ
ԷՆԵՐԳԵՏԻԿԱՅԻ ԱՆՑՄԱՆԸ
ԾՐԱԳԻՐ**

2017

ՀԱՅԱՍՏԱՆՈՒՄ ՄԻՆՉԵՎ 2050 Թ. ԷՆԵՐԳԱՄԱՏԱԿԱՐԱՐՄԱՆ ԾԱԽՍԵՐԻ ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄՆԵՐԸ

Ծանոթագրությունը պատրաստել է Գուննար Քոյե Օլսենը, Կայուն Էներգետիկայի Միջազգային Ցանց (INFORSE), նախագիծ 11/9 2017

Այս հրատարակումը պատրաստվել է «ԷԿՈԹԻՄ» - Էներգետիկայի և Շրջակա Միջավայրի Բնագավառի Խորհրդատվական ՀԿ կողմից «Աջակցություն կայուն Էներգետիկայի անցմանը» Արևելյան Եվրոպայի հասարակական կազմակերպությունների միջազգային ծրագրի շրջանակներում: Ծրագիրը ֆինանսավորել է CISU հիմնադրամը (Դանիայի Թագավորություն OVE ՀԿ (Դանիա Թագավորություն) տրամադրված դրամաշնորհով:

This note “Costs of Future Energy Supply, Armenia 2050” was prepared by Gunnar Olesen, INFORSE EUROP, 9/11/2017.

The publication in Armenian is prepared by «EcoTeam Energy and Environmental consulting» NGO within «Strengthening civil society to advocate for sustainable energy transition» project under the grant agreement with NGO OVE (Denmark). The project is funded by CISU Foundation (Denmark).

The Project is an NGO Cooperation across the INFORSE-Europe network in 5 Eastern European countries: Armenia, Belarus, Macedonia, Serbia, Ukraine and Denmark.

The overall development objective of the Project is the transition of the 5 project countries, and ultimately the region to sustainable energy in a way that eliminates energy poverty and reduces poverty in general via creation of local jobs in energy efficiency and renewable energy.

The electronic version of the publication can be found on the following web-sites:

<http://users.freenet.am/~ecoteam/>

<http://www.inforse.org/europe/ASET.htm>

«EcoTeam Energy and Environmental consulting» NGO
22a Abovian str. Apt 53, Yerevan, 0001, Republic of Armenia
e-mail: ecoteam.ngo@gmail.com
<http://users.freenet.am/~ecoteam/>



ՀԱՅԱՍՏԱՆՈՒՄ ՄԻՆՉԵՎ 2050 Թ. ԷՆԵՐԳԱՄԱՏԱԿԱՐԱՐՄԱՆ ԾԱԽՍԵՐԻ ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄՆԵՐԸ

Բովանդակություն

Ներածություն.....	3
Ընդհանուր ենթադրություններ.....	4
Տեխնոլոգիաների գները.....	4
Էներգիայի արտադրություն (ամբողջական բեռնվածքով աշխատանքի ժամերը).....	7
Ծախսերի գնահատումները.....	10
Սցենարների համեմատություն.....	15

Ներածություն

Էներգիայի արտադրության և սպառման կառուցվածքի առումով Հայաստանը կարող ընտրել մի քանի տարբերակներից մեկը. (1) վերականգնվող էներգիայի տարբերակ, ըստ որի էներգասպառումը 30-40 տարիների ժամանակամիջոցում աստիճանաբար կանցնի վերականգնվող էներգիայի աղբյուրներից սպառմանը, (2) բազային տարբերակ (business as usual), ըստ որի էներգասպառման հաշվեկշռում զգալի մասնաբաժին ունենալու են հանածո վառելիքները, և (3) միջուկային էներգիայի օգտագործմամբ տարբերակ, ըստ որի գործող Հայաստանի ատոմային էլեկտրակայանը (ՀԱԷԿ) փոխարինվելու է նոր ատոմային էլեկտրակայանով: Այս հոդվածում համեմատվում են 2050թ.-ին ակնկալվող ծախսերը և օգուտները՝ էներգահամակարգի զարգացման վերականգնվող էներգիայով կամ բազային տարբերակների միջև: Միջուկային էներգիայի օգտագործման տարբերակը այստեղ չի բերվում, քանի որ նոր ատոմակայանի կառուցումը գնահատվել է որպես ավելի ծախսատար և ռիսկային ներդրում և առաջացնում է էներգասպառման ծախսերի Էական աճ: Եվ եթե Հայաստանի տնտեսության զարգացման օպտիմալ ուղղին ենք ընտրելու, ապա այդ տարբերակը կենսունակ չէ:

Ակնհայտ է, որ մինչև ընդհուպ 2050թ. տնտեսության զարգացման կանխատեսումները բավականին անորոշ են: Վերլուծությունը հիմնված է միջազգային մակարդակով ճանաչված առկա աղբյուրների հիման վրա, այնուամենայնիվ այն անհրաժեշտ է դիտարկել որպես «լավագույն» գնահատում՝ այսօրվա գիտելիքների և արված ենթադրությունների շրջանակներում: Եթե վերականգնվող էներգիայի աղբյուրների տեխնոլոգիաների կամ էներգաարդյունավետության բարելավման միջոցառումների հետ կապված ծախսերը կնվազեն ավելի արագ տեմպերով, քան նախատեսված էր, օրինակ, ինչպես դա տեղի ունեցավ անցյալում որոշ տեխնոլոգիաների հետ, ապա վերականգնվող էներգիայով տարբերակը կդառնա ավելի Էժան, ընդ որում հնարավոր լուծումների շարքը կունենա այլ տեսք: Իսկ եթե հանածո վառելիքի գները նվազելու են կանխատեսումներից ավելի արագ և CO₂ արտանետումների համար չեն մոցվելու լրացուցիչ վճարումներ, ապա ավելի Էժան կդառնա բազային տարբերակը:

Ընդհանուր ենթադրություններ

Վերականգնվող էներգիայով տարբերակի (որը կանվանենք “ակտիվ” տարբերակ) և բազային տարբերակի վերլուծման համար օգտագործվել են 2050թ.-ի համար էներգետիկ հաշվեկշռի արժեքները, որոնք գնահատվել են INFORSE-ի կողմից 2017թ.-ին, իսկ տեխնոլոգիաների և վառելիքի կանխատեսվող գների համար օգտագործվել են 2030թ.-ի համար կանխատեսվող գների մասին առկա և մատչելի տեղեկատվությունը, որը մշակվել է հեղինակությունը վայելող միջազգային հաստատությունների կողմից: Վառելիքի տեսակարար գների համար օգտագործվել են “Միջազգային էներգետիկ գործակալության” (IEA) “Նոր քաղաքականության սցենար”-ի տվյալներ, իսկ անհրաժեշտության դեպքում՝ լրացուցիչ տվյալներ: Աղյուսակ 1-ում բերվում են տարբեր տեսակի վառելիքի կանխատեսվող տեսակարար գները՝ 1 ՄՎտժ էլեկտրական էներգիայի արտադրության համար:

Աղյուսակ 1. 2030թ.-ի համար վառելիքի տեսակարար գները: Եվրո/ՄՎտժ արժեքները վերահաշվարկվել են ԴԹԿ*/ԳՋ (DKK), ԴԷԳ 2017** Դանիայի էներգետիկ գործակալություն, www.ens.dk, “Brændselspriser 2017”. Ածուխի մատակարարման գները վերցված են միայն Դանիայի աղբյուրներից. Փայտե ձողիկների գները գնահատվել են ԴԷԱ 2017-ից՝ գները նվազեցնելով 11%, հաշվի առնելով Դանիայի հետ համեմատ ճայաստանում ցածր աշխատավարձերը:

Վառելիքի տեսակարար գինը, €/ՄՎտժ, 2030	Կրտսդրության / ներմուծման գինը, €/ՄՎտժ	Գինը կայաններում	Գինը տնային տնտեսությունների ամար	Աղբյուրներ
Ածուխ	9.1	10.2		ԴԷԳ 2017/ՄԱԳ, Նոր քաղաքականության սցենար, ածուխը ներմուծվում է ծովով, + տեղափոխման ծախսը
Դիզելային վառելիք	60.1		64.1	ԴԷԳ 2017/ՄԱԳ, Նոր քաղաքականության սցենար
Բնական գազ	31.7	32.7	33.1	ԴԷԳ 2017/ՄԱԳ, Նոր քաղաքականության սցենար
Փայտե ձողիկներ	19.2	21.4	23.2	ԴԷԳ 2017/ՄԱԳ, գները նվազեցված են ճայաստանում աշխատավարձերի համապատասխանեցնելու համար
Ծղոտ	14.4	22.3		ԴԷԳ 2017
Կենսավառելիք, հեղուկ			83.2	Գնահատված է հիմնվելով ԴԷԳ 2017 տվյալների վրա

*Դանիայի Թագավորության Կրոն (DKK)

**ԴԷԳ՝ Դանիայի էներգետիկ գործակալություն (Danish Energy Agency)

Չափարկներում օգտագործված է 5% տոկոսադրույքը, որովհետև դա այն դրույքն է, որը ճայաստանը պետք է կարողանա օգտագործել ապագայում՝ ֆինանսական ռազմավարական ներդրումներ կատարելու համար: Ճայաստանի կենտրոնական բանկի ընթացիկ տոկոսադրույքը 6% է:

Տեխնոլոգիաների գները

Էներգամատակարարման տեխնոլոգիաների գների և ցուցանիշների տվյալները վերցված են Դանիայի էներգետիկ գործակալությունից, էլեկտրական և Ջերմային էներգիայի Տեխնոլոգիական Կատալոգից և, անհրաժեշտության դեպքում, այլ

աղբյուրներից (<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>):
 Էներգիական հիմնական տեխնոլոգիական սարքավորումները և դրանց ցուցանիշները բերված են Աղյուսակ 2-ում:

Ներդրումները տրված են €/կՎտ միավորներով՝ Էլեկտրական Էներգիայի կամ ջերմային Էներգիայի միայն ջերմություն արտադրող կայանների համար, բացառությամբ արևային Էներգիայի աղբյուրների դեպքից, երբ օգտագործվում է ՄՎտժ տարեկան ելքը: Կենսագազ ՕԳԳ-ն հաշվարկված է օգտագործելով վառելիքի ջերմատվության ստորին արժեքը, այսպիսով՝ կոնդենսացման ջրաջեռուղիչների համար հնարավոր է 100%-ից բարձր ՕԳԳ:

Հողմաէլեկտրակայանների համար ՕԳԳ-ի փոխարեն օգտագործվում է դրվածքային հզորության օգտագործման գործակիցը (Capacity Factor, (CF)): Ջերմային պոմպերի համար ՕԳԳ-ի փոխարեն օգտագործվում է արտադրողականության գործակիցը (Coefficient of Performance (COP)): Երկրաջերմային համակցված ցիկլով (ՀՑ) ՋԷԿ-երում արդյունավետությունը չափվում է օգտագործված Էներգիայի տոկոսով և կորուստները անտեսվում են:

Աղյուսակ 2. Ներդրումային և շահագործման & սպասարկման ծախսեր, շահագործման կյանքի տևողությունը, Էլեկտրական և ջերմային ՕԳԳ-ն

Տեխնոլոգիաներ	Ներդրումներ (€/կՎտ _{էլք})	Շահագործման ժամկետ (տարի)	Ֆիկսված *Շ&Ս (€/տարի/կՎտ)	Փոփոխական Շ&Ս (€/ՄՎտժ)	Էլեկտրական ՕԳԳ-ն	Ջերմային ՕԳԳ-ն	Աղբյուր
Մեծածավալ արևային ջերմային Էներգիայի արտադրություն	374.5	30	0.57	0			DEA1
Հողմային կայաններ, մայրցամաքային	1320	25	0	13	35%	CF	DEA1
Հիդրոէներգետիկա, հին ՋԷԿ-եր	0	50	50	0			IEA1*
Հիդրոէներգետիկա, նոր ՋԷԿ-եր	2125	50	50	0			IEA1
Միջին չափի Ֆոտովոլտային կայաններ	760	30	8				Own1
Խոշոր Ֆոտովոլտային կայաններ	475	30	5				Own1
Ապակենտրոնացված համակցված ցիկլով /ՀՑ/** ՋԷԿ-եր, փայտե ձողիկների օգտագործում	3000	30	29	3.8667	29%	77%	DEA1
Ապակենտրոնացված ՀՑ-ով ՋԷԿ-եր (ծղոտ)	4000	25	40	6.4	29%	72%	DEA1
Ապակենտրոնացված ՀՑ-ով ՋԷԿ-եր (կենսագազ)	5900	20	0	35.067	43%	48%	DEA1
Ապակենտրոնացված ՀՑ-ով ՋԷԿ-եր (գազ)	860	25	28.6	4.3	57%	32%	DEA1
Կենտրոնացված ՀՑ-ով ՋԷԿ-եր (փայտե ձողիկներ կամ ածուխ)	2010	40	61.6	2.2	43%	47%	DEA1

Կենտրոնական Էլեկտրակայաններ, գազ, գազատուրբինային համակցված ցիկլով Էլեկտրակայաններ	860	25	28.6	4.3	61%		DEA1
ԱԷԿ	7144	40	0	27			Own2
Մեծ բոյլերային կայաններ, գազ, կոնդենսացում	60	25	1.95	1.1	0%	104%	DEA1
Մեծ բոյլերային կայաններ, փայտե ձողիկներ, կոնդենսացում	800	20	0	5.4	0%	108%	DEA1
Կենսագազի արտադրություն	2213	20	127				DEA1
Կենսագազի արդիականացում	318	15	0	4			DEA1
Մեծ ջերմային պոմպեր	603	20	4	0	COP =	3.00	DEA1
Ջերմային Էներգիայի խոշոր պահուստներ	486	20	0.63	0.6		88%	DEA1
Էլեկտրոլիզ-H2, AEC	1000	20	28.75	0	60%	15%	DEA1
Էլեկտրոլիզ-H2, SOEC	590	28.75	20	0	98%	-15%	DEA1
H ₂ պահեստարան	11000	30	69	0			Own3
Երկրաջերմային Էներգիայով ջեռուցում	1600	25	209	0			DEA1
Երկրաջերմային համակցված ցիկլով ՋԷԿ-եր	1585	35	40	0	50%	50%	Arm1
Ջերմային պոմպերի վերջավոր սպառողներ	1375	20	14	0	COP =	3.63	DEA2
Ջրաջեռուցիչների վերջավոր սպառողներ, գազ	250	22	4	7.2	100%		DEA2
Ջրաջեռուցիչների վերջավոր սպառողներ, փայտե ձողիկներ	1150	20	7	0	89%		DEA2
Արևային ջեռուցման վերջավոր սպառողներ	1000	20	20	0			IRENA
Վառելիքային Էլեմենտներ	400	5		10	55%		DEA1

*Շահագործման և սպասարկման ծախսեր

**ՅՑ՝ համակցված ցիկլ

Աղյուսակ 2-ի տվյալների աղբյուրներ՝

DEA1: Դանիական Էներգետիկ գործակալություն, Էլեկտրաէներգիայի և ջերմամատակարարման տեխնոլոգիաների կատալոգ, անհրաժեշտության դեպքում տվյալները լրացվում է այլ աղբյուրներից: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>:

DEA2: Energinet Դանիան և Դանիայի Էներգետիկ գործակալություն ՝ « Անհատական ջեռուցման կայանները և Էներգետիկ տրանսպորտը », մայիս 2012, gaskedel.

IEA1: Հիդրոէներգետիկայի հիմունքները, IEA, միջին չափի հիդրոէլեկտրակայան, տե՛ս https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/hydropower_essentials.pdf.

IEA1* Նույնը, ինչ որ նախկին տողում, բայց առանց ներդրումային ծախսերի, քանի որ կայանները առկա են:

Own1: Արևային էներգիայի ծախսերը հիմնված են Better Energy արևային էներգիայի ընկերության տվյալների վրա: Օգտագործվում են 2016-2017թթ. իրական ծախսերի տվյալները և մինչև 2030 թվականը զարգացման պահպանողական գնահատումները (գների նվազում):

Own2: Ծախսերի գնահատումը կատարվել է շինարարության փուլում գտնվող Flamanville և Oikuluoto ատոմակայանների վերաբերյալ առկա տվյալների հիման վրա, ներառյալ ԱԷԿ-ների շահագործման, պահպանման և շահագործումից դուրս բերելու ծախսերի գնահատումներ: Ներդրումները ներառում են շահագործման դադարեցման ծախսերը և 5 տարվա շինարարական ժամանակահատվածի տոկոսադրույքի ծախսերը: Շահագործումը և սպասարկումը ներառում է վառելիքի ու թափոնների մշակման/վերամշակման ծախսերը:

Own3: Տարբեր աղբյուրներից ներդրումային ծախսերի, շահագործման և սպասարկման ծախսերի սեփական գնահատումներ, ներառյալ DEA1 և ջրածին վառելիքով աշխատող կայաններում պահեստարանների մեծածավալ արտադրության ծախսերի գնահատում:

Արմ1. “Ջերմաղբյուր երկրաջերմային էլեկտրակայանի” նախագծի արժեքը 1574 ԱՄՆ դոլար/ կՎտ է: Համաձայն գների ինդեքսի՝ գինը բարձրացել է 198-ից (հունվար, 2006) մինչև 236 (հունվար, 2016 թ.): Կենսաշրջանը, Շ&Ս տվյալները վերցված են IEA Technology Roadmap Geothermal Heat & Power -ից: Արդյունավետությունը ՀՑ ՋԷԿ-ի համար գործող 250 °C ջերմաստիճանի դեպքում 8000 ժամ/տարի է:

ԻՐԵՆԱ. Հաշվարկված է IRENA- ից (Solar Heating and Cooling for Residential Applications, Technology brief 2015), ենթադրելով, որ վերջնական սպառման համակարգերը երեք անգամ ավելի թանկ են, քան կենտրոնական համակարգերը:

Էներգաարդյունավետության ծախսերը (ջերմային պահանջարկի կրճատման համար) հաշվարկվել են հիմնվելով Արևելյան Եվրոպայի համար գնահատումների վրա. 1000 եվրո՝ ջերմության 1 ՄՎտժ խնայելու համար և 30 տարի ժամկետով ներդրումների համար: Սա միջին արժեքն է տարբեր միջոցառումներից, այդ թվում պատուհանների վերանորոգման, տանիքների և հատակի ջերմամեկուսացման, պատի ջերմամեկուսացման աշխատանքներից (վերջինս ինքնին ավելի թանկ է):

Կենտրոնական ջեռուցման ծախսերի համար օգտագործվել են DEA2-ի տվյալները և այն ենթադրությունը, որ ջերմային ջեռուցման համակարգերի 80%-ը տեղակայված է քաղաքներում որտեղ ջերմության պահանջարկի միջինը՝ 120 ՏՋ/հ, 10%-ը՝ ցածր եկամուտներով բնակավայրերում, իսկ 10%-ը Էներգաարդյունավետ շենքերում: Միջին ներդրման ծախսերը 20.9 €/ ՄՎտժ են՝ տարեկան ջերմամատակարարման դեպքում, իսկ Շ&Ս տարեկան ծախսերը կազմում են ներդրումային ծախսերի 0.85% -ը: Կյանքի տևողությունը 40 տարի է:

Էներգիայի արտադրություն (ամբողջական բեռնվածքով աշխատանքի ժամերը)

Տեխնոլոգիական ծախսերի և էներգիայի պահանջարկի վրա հիմնված ընդհանուր էներգիայի ծախսերը հաշվարկելու համար անհրաժեշտ է գնահատել, թե որքան շատ էներգիա հնարավոր է արտադրել օգտագործելով ցանկացած տեխնոլոգիան: Վերականգնվող էներգիայի աղբյուրների համար այս գործակիցը հիմնականում կախված է մուտքային ցուցանիշներից, մինչդեռ հանածո վառելիքի համար կարևոր է, արդյոք

կայանները օգտագործվում են պիկային, միջանկյալ կամ բազային բեռնվածքով ռեժիմներում: Էներգիայի օգտագործումը կարող է արտահայտվել ամբողջական բեռնվածքով աշխատանքի ժամերի քանակով, տարեկան համարժեք ժամերի քանակով, որի ընթացքում կայանը աշխատում է 100% հզորությամբ: Գործնականում շատ կայաններ ժամանակի մեծ մասը աշխատում են ավելի ցածր հզորությամբ, սակայն այս մեթոդով ոչ ամբողջական բեռնվածքով աշխատանքի ժամերը վերահաշվարկվում են ամբողջական բեռնվածքով, բայց ավելի քիչ աշխատանքի ժամերի քանակով:

Այս ուսումնասիրության համար օգտագործվում են հետևյալ ամբողջական բեռնվածքով ժամերը (տե՛ս Աղյուսակ 3):

Աղյուսակ 3. Տեխնոլոգիաների օգտագործումը, արտահայտված ամբողջական բեռնվածքով աշխատանքի ժամերի քանակով, բացառությամբ արևային սարքերով ջերմության արտադրության և պահեստարանների օգտագործման դեպքերից:

Արևային տաքացում, կենտրոնական	Գործակցի փոխարեն օգտագործվում է տարեկան 650կՎտ.ժ/մ ² արժեքը Հայաստանի համար	
Արևային տաքացում, վերջավոր սպառողներ	Գործակցի փոխարեն օգտագործվում է տարեկան 650կՎտ.ժ/մ ² արժեքը Հայաստանի համար	
Հողմային էլեկտրակայաններ, մայրցամաքային	2050	Համարժեք է CF=35%
Հիդրոէներգետիկա, հին ՀԷԿ-եր	1538	Հաշվարկված է Հայաստանում հիդրոէներգետիկայի վիճակագրության տվյալներից
Հիդրոէներգետիկա, նոր ՀԷԿ-եր	1538	Նույնը, ինչ որ նախկին տողում
Միջին չափի Ֆոտովոլտային կայաններ	1777	Գնահատված է հորիզոնական միավոր մակերեսին արևային ճառագայթման Էներգիայի ներհոսքի տարեկան արժեքից՝ 1750 կՎտժ/մ ² , նոր կայաններ, տե՛ս ստորև
Մեծ Ֆոտովոլտային կայաններ	1777	Նույն է, ինչ որ միջանկյալ արևային կայաններում
Համակցված ցիկլով ՋԷԿ-եր, ածուխ	5500	Այն կայանների համար, որոնք ապահովում են ջերմային Էներգիայի արտադրանքի մեծ մասը, տիպային արժեքը 5500 ժամ է: Բազային բեռնվածքով կայանների և միջին բեռնվածքով այլ կայանների համար այդ արժեքը կարող է լինել մինչև 7000 ժամ: Այս արժեքները կարելի հաշվարկել նաև հիմնվելով վիճակագրական տվյալների վրա, բայց դրանք պետք է շտկվեն պահուստային բեռնվածքի պահանջարկի առումով:
ՀՑ-ով ՋԷԿ-եր, գազ	5500	Նույնը, ինչ որ համակցված ցիկլով ՋԷԿ-եր, ածուխ, տողի համար
ՀՑ-ՋԷԿ-եր, կենսազանգված	7000	Նույնը, ինչ որ համակցված ցիկլով ՋԷԿ-եր, ածուխ, տողի համար
Էլեկտրակայաններ, ածուխ	5000	Այն կայանների համար, որոնք ապահովում են էլեկտրական Էներգիայի արտադրանքի մեծ մասը, շահագործման ընթացքում տիպային արժեքը 5000 ժամ է: Բազային բեռնվածքով կայանների և դրանց հետ աշխատող միջին բեռնվածքով այլ կայանների համար այդ արժեքը կարող է լինել մինչև 7000 ժամ: Միջին

		բեռնվածքով կայանների համար այդ արժեքը կարող է լինել ավելի փոքր:
Էլեկտրակայաններ, գազ	1384	Նույնը, ինչ որ ածուխով աշխատող էլեկտրակայանների համար, սակայն այս տիպի կայանները հաճախ դիտարկվում են որպես պիկային բեռնվածքով կայաններ և ունեն զգալիորեն ավելի քիչ ամբողջական բեռնվածքով աշխատանքի ժամեր՝ 1000 – 2000 կախված համակարգի արժեքից և գազի ծախսից:
Էլեկտրակայաններ, կենսազանգված	1384	Նույն է, ինչ որ գազ օգտագործող էլեկտրակայանների համար
Էլեկտրակայաններ, ատոմային էլեկտրակայան	7000	Բազային բեռնվածքով կայանների համար տիպային արժեքը 7000 ժամ է, իսկ ԱԷԿ-երը հիմնականում օգտագործվում են բարձր ծախսերի/գների պատճառով բազային ռեժիմում:
Մեծ բոյլերներ, գազ	1000	Սովորաբար օգտագործվում են պիկային ռեժիմում և բնութագրվում են 1000 ժամով, սակայն այս արժեքը կարող է ավելի բարձր լինել:
Մեծ բոյլերներ, կենսաանգված	5500	Սովորաբար ծածկում են հատուկ համակարգերում ջերմային բեռնվածքի մեծ մասը: CF = 5500 ժամ:
ՀՑ ՁԷԿ-եր, կենսազանգված	8000	Սովորաբար աշխատում են անընդհատ ռեժիմում, բացառությամբ սպասարկման ժամանակահատվածից: CF = 8000 ժամ/տարի
Կենսագազ, գազի արդիականացում	8000	Սովորաբար աշխատում են անընդհատ ռեժիմում, բացառությամբ սպասարկման ժամանակահատվածը և CF հավասար է 8000 ժամ/տարի
Մեծ ջերմային պոմպեր	2500	Սովորաբար աշխատում են միայն այն դեպքում երբ էլեկտրաէներգիայի արտադրությունը ավելի մեծ է քան պահանջարկը, ինչը կախված է համակարգից, բայց այնուամենայնիվ CF մեծ է 2000-2500 ժամից՝ ներդրումները արդարեցնելու համար:
Չերմության մեծ պահեստարաններ		CF չի օգտագործվում, փոխարենը օգտագործվում է պահեստարանի տարեկան օգտագործման թիվը, և մեր դեպքում այն հավասար է 26-ին (տարվա ընթացքում ամեն երկրորդ շաբաթը)
Էլեկտրոլիզ-H2, AEC	5000	Արժեքը կախված է համակարգից և վերականգնվող էներգիայի արտադրության տևողությունից, սակայն բարձր ծախսերի հետևանքով, այն պետք է լինի 3000 - 7000 ընդգրկույթում:
Էլեկտրոլիզ-H2, SOEC	5000	Նույնը, ինչ որ AEC վառելիքային էլեմենտների համար:
H2 պահեստարան		CF-ն չի օգտագործվում, փոխարենը օգտագործվում է պահեստարանի տարեկան օգտագործման թիվը, և մեր դեպքում այն տարեկան 52 անգամ է (տարվա ընթացքում ամեն շաբաթը):
Երկրաջերմային	8000	Սովորաբար աշխատում են անընդհատ, բացառությամբ սպասարկման ժամանակաշրջանից, մոտ են 8000 ժամ-ին: Միայն ջերմային էներգիա արտադրող

		կայաններում այս արժեքը կարող է ավելի փոքր լինել՝ 5000-7000 ժամ և պայմանավորված է ջերմության պահանջարկով
Անհատական ջերմային պոմպեր	2580	Միայն մեկ աղբյուրից տների ջեռուցման դեպքում (առանց պիկային կամ բազային բեռնվածքի) CF-ի տիպային արժեքը 30% է, ինչը հավասար է ամբողջական բեռնվածքով աշխատանքի 2580 ժամին Հյուսիսային, Կենտրոնական և Արևելյան Եվրոպայի համար, կարող է ավելի մեծ արժեք ունենալ Ատլանտիկ կլիմայական շրջանում և ավելի փոքր արժեք՝ Հարավային Եվրոպայում:
Անհատական գազային բոյլերներ	2580	Նույնը, ինչ որ անհատական ջերմային պոմպերի դեպքում
Անհատական կենսաբոյլերներ	2580	Նույնը, ինչ որ անհատական ջերմային պոմպերի դեպքում

Արեգակնային ՖՎ-ի ամբողջական բեռնվածքով աշխատանքի ժամերի քանակը կարելի է գնահատվել ողջամիտ ճշգրտությամբ հորիզոնական մակերեսին ընկնող արևային ճառագայթման ցուցանիշներից: Ստորև բերված աղյուսակ-4-ում բերված են այդ գնահատականները:

Աղյուսակ 4. Արևային ճառագայթման ներհոսքի Էներգիայի և ամբողջական բեռնվածքով աշխատանքի ժամերի միջև համադրություն /կոռելյացիա/

Համադրությունը հիմնված է	https://emp.lbl.gov/publications/maximizing-mwh-statistical-analysis			
Բանաձև	Հզորության գործակից (CF) = արևային ճառագայթում * 0.0423 / 365			
Արևային ճառագայթում	1000	1500	1750	2000
CF	11.6%	17.4%	20.3%	23.2%
Ամբողջական բեռնվածքով ժամեր	1015	1523	1777	2030

Մեկնաբանություն. Արժեքները բերված են ԱՄՆ-ում վերջերս գործարկված և օպտիմալացված 2013թ.-ից առ այսօր կայանների համար: Ավելի վաղ կայանների համար այս արժեքները 10-20% ավելի ցածր են

Ծախսերի գնահատումները

Հաշվի առնելով վերը նշված տվյալներն ու ենթադրությունները և Հայաստանում ակնկալվող Էներգետիկ հաշվեկշիռը, կարելի է հաշվարկել Էներգետիկ համակարգի ծախսերը, ներառյալ ներդրումների հետ վճարումները, տոկոսադրույքը, շահարկման ու սպասարկման, վառելիքի ծախսերը: Դա արվում է 2050թ. Աղյուսակ 5-ում 100% վերականգնվող Էներգիայով սցենարի համար:

Ներդրումային ծախսերը փոխարկվում են շահագործման ամբողջ ընթացքում հավասար տարեկան վճարումներով, ներառյալ տոկոսադրույքները (հաստատուն ծախսերի վճարումներ): Ինչ վերաբերում է ջերմային խնայողությունների, ապա գնահատվում է, որ ջերմային խնայողությունների 35%-ը կիրականացվի բազային տարբերակով, որտեղ շենքերի վերանորոգումը և նոր պատուհանները տեղադրումը կնվազեցնեն ջերմային պահանջարկը՝ առանց Էներգիայի արդյունավետության բարձրացման համար հատուկ ներդրումների:

Աղյուսակ 5. 2050 թ. Հայաստանում էներգիանայողության ծախսերի գնահատումը 100% վերականգնվող էներգիայով տարբերակի համար, ներառյալ նոր կենտրոնական ջեռուցման համակարգի և ջերմային ինսայողությունների ծախսերը:

	Ներդրումներ, մլն €	Անուկոտետային վճարումներ LFCC, M€	Հաստատուն *Շ&Ս մլն €	Փոփոխական Շ&Ս, մլն €	Վառելիքի ծախսեր, մլն €	Ընդամենը, մլն €
Արևային կենտրոնական ջեռուցում	835	54	1.3	0	0	56
Արևային ջեռուցում, վերջավոր սպառողներ	2361	189	47		0	237
Հողմային էլեկտրակայաններ, մայրցամաքային	1473	105		30	0	134
Հողմային էլեկտրակայաններ, ափամերձ	0	0		0	0	0
Հիդրոէներգետիկա, հին ՀԷԿ-եր	0	0	65		0	65
Հիդրոէներգետիկա, նոր ՀԷԿ-եր	1529	84	36		0	120
Միջին չափի ֆոտովոլտային կայաններ	0	0	0.0		0	0
Մեծ ֆոտովոլտային կայաններ	570	37	6		0	43
ՀՑ-ով ՉԷԿ-եր, ածուխ	0	0	0	0	0.0	0
ՀՑ-ով ՉԷԿ-եր, գազ	2	0		0.1	1	1
ՀՑ-ով ՉԷԿ-եր, կենսազանգված	88	6	1	1	10.1	17
Էլեկտրակայաններ, ածուխ	0	0	0.0	0.0	0	0
Էլեկտրակայաններ, գազ	4	0	0.1	0.0	0	0
Էլեկտրակայաններ, կենսազանգված	1824	106	0.0	33.9	25	166
Էլեկտրակայաններ, ԱԷԿ	0	0	0.0	0.0	0	0
Մեծ բոյլերներ, գազ	0	0	0.0	0.0	0	0
Մեծ բոյլերներ, կենսաանգված	0	0	0.0	0.0	0	0
Կենսազազ, ՀՑ-ով ՉԷԿ-եր	35	3	0	1	0	4
Կենսազազ, գազի արդիականացում	35	3	2	0.4	0	5
Մեծ ջերմային պոմպեր	169	14	1	0.0	0	15

Ջերմային էներգիայի խոշոր պահուստներ	42	3	0.1	1.4	0	5
Էլեկտրոլիզ-H2, AEC	274	22	8		0	30
Էլեկտրոլիզ-H2, SOEC	0	0	0		0	0
H2 պահեստարան	290	19	2		0	21
Երկրաջերմային էներգիա	119	7	3		0	10
Անհատական ջերմային պոմպեր	645	52	6	0.0	0	58
Անհատական գազային բոյլերներ	7	1	0	0	0	1
Անհատական կենսաբոյլերներ	1329	107	9	0.0	87.5	203
Կենսավառելիքի օգտագործում					35	35
Նավթի օգտագործում					1	1
Էլ.էներգիայի ներմուծում/ արտահանում					0	0
Ընդհանուր մատակարարում		811	187	68	159	1226
Կենտրոնական ջեռուցում, 80% աճ	73.0	4	0.6			5
Ջերմային էներգիայի օգտագործման ՕԳԳ-ն	Լրացուցիչ ինսայդուլ թյուններ					
Ջերմային էներգիայի օգտագործման ՕԳԳ-ն	5329	347				347
		1162	188	68	159	1573

Նույն եղանակով ստացված բազային տարբերակի ծախսերը կարելի է գտնել 6-րդ աղյուսակում:

Աղյուսակ 6. Բազային տարբերակով Հայաստանի Էներգահամակարգի 2050թ. ծախսերի գնահատում (առանց կենտրոնական ջեռուցման և միայն ջերմային Էներգիայի ինսայոդությունյամբ): Բազային տարբերակով ծախսերին անհրաժեշտ է գումարել նաև CO₂ արտանետումների ծախսերը (4,66 մլն տ CO₂/տարի):

	Սպառում, Գ-վտժ	Չափ, ՄՎտ/մ2	Ներդրումներ, մլն €	Անուկոտետային վճարումներ LFCC, մլն €	Հաստատուն *Շ&Ս, մլն €	Փոփոխական Շ&Ս, մլն €	Վառելիքի ծախսեր, մլն €	Ընդամենը, մլն €
Արևային կենտրոնական ջեռուցում	0	0	0	0	0.0	0	0	0
Արևային ջեռուցում, վերջավոր սպառողներ	1069	1645299	1069	86	21		0	107
Հողմային Էլեկտրակայաններ, մայրցամաքային	2288	1116	1473	105		30	0	134
Հողմային Էլեկտրակայաններ, ափամերձ	0	0	0	0		0	0	0
Հիդրոէներգետիկա, հին ՀԷԿ-եր	1989	1293	0	0	65		0	65
Հիդրոէներգետիկա, նոր ՀԷԿ-եր	222	145	307	17	7		0	24
Միջին չափի Ֆոտովոլտային կայաններ		0	0	0	0.0		0	0
Մեծ Ֆոտովոլտային կայաններ	918	600	285	19	3		0	22
Համակցված ցիկլով ՋԷԿ-եր, ածուխ	0	0	0	0	0	0	0.0	0
Համակցված ցիկլով ՋԷԿ-եր, գազ	1	0	0	0		0.0	0	0
Համակցված ցիկլով ՋԷԿ-եր, կենսազանգված	0	0	0	0	0	0	0.0	0
Էլեկտրակայաններ, ածուխ	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0
Էլեկտրակայաններ, գազ	2182	959	825	59	27.4	5.7	69	161
Էլեկտրակայաններ, կենսազանգված		0	0	0	0.0	0.0	0	0
Էլեկտրակայաններ, ատոմային Էլեկտրակայան	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0
Մեծ բոյլերներ, գազ	2	2	0	0	0.0	0.0	0	0
Մեծ բոյլերներ, կենսաանգված	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0

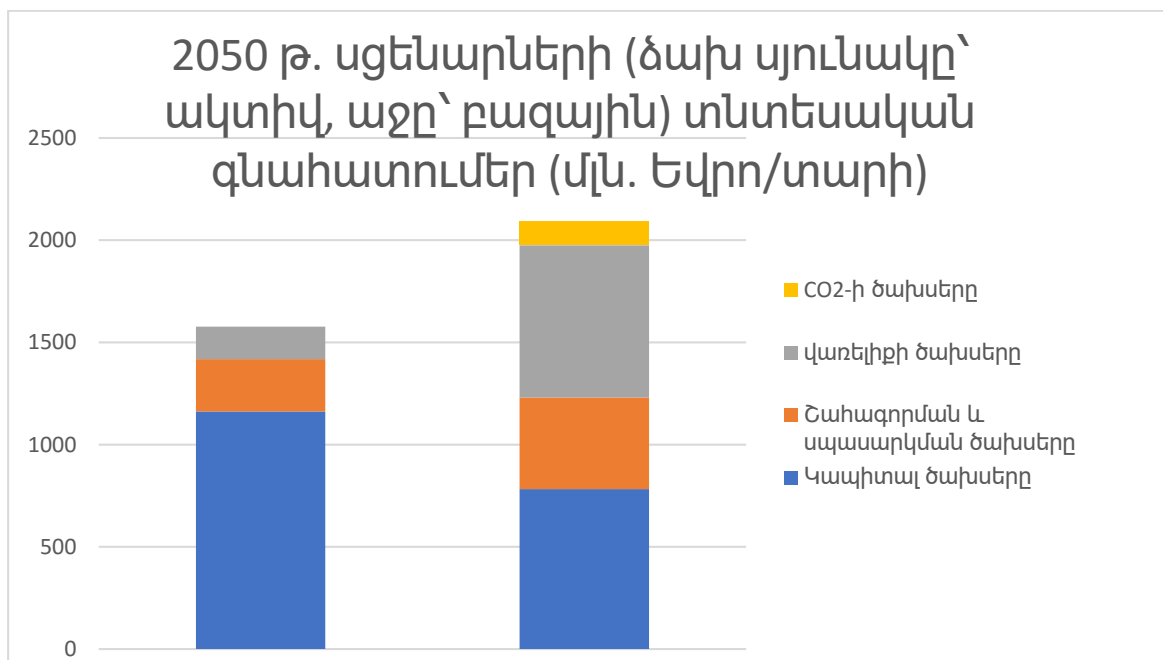
Կենսազագ, համակցված ցիկլով ՋԷԿ-եր	0	0	0	0	0	0	0	0
Կենսազագ, գազի արդիականացում	67	8	21	2	1	0.2	0	3
Մեծ ջերմային պոմպեր	0	0	0	0	0	0.0	0	0
Ջերմային Էներգիայի խոշոր պահուստներ	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0
Էլեկտրոլիզ-Հ ₂ , AEC		0	0	0	0		0	0
Էլեկտրոլիզ-Հ ₂ , SOEC		0	0	0	0		0	0
Հ ₂ պահեստարան		0	0	0	0		0	0
Երկրաջերմային Էներգիա		0	0	0	0		0	0
Անհատական ջերմային պոմպեր	2318	898	1235	99	12	0.0	0	111
Անհատական գազային բոյլերներ	15709	6089	1522	116	24	113	520	773
Անհատական կենսաբոյլերներ	447	154	158	13	1	0.0	10.4	24
Կենսավառելիքի օգտագործում	0						0	0
Նավթի օգտագործում	4019						258	258
Էլ. Էներգիայի ներմուծում/ արտահանում	0						0	0
Ընդհանուր մատակարարում				513	162	149	857	1682

Սցենարների համեմատություն

Երկու սցենարները համեմատվում են ըստ Աղյուսակ 7-ում և Նկար 1-ում բերված տվյալների:

Աղյուսակ 7. 2050թ. համար սցենարների տնտեսական գնահատումների համեմատություն

Հայաստանում մինչև 2050թ. սցենարների իրականացման համար անհրաժեշտ ծախսերի համեմատություն, մլն € /տարի	Կապիտալ ծախսեր	Շահագործման և սպասարկման ծախսեր	Վառելիքի ծախսեր	CO ₂ -արտանետումների ծախսեր	Ընդհանուր հանած CO ₂ -ի ծախսեր	Ընդհանուր
Ակտիվ սցենար, 100% Վերականգնվող էներգիայով կառուցվածք	1162	256	159	0	1577	1577
Բազային սցենար	513	311	857	116.5	1682	1798



Նկար 1. 2050 թ. սցենարների (ծախ սյունակը՝ ակտիվ, աջը՝ բազային) տնտեսական գնահատումներ (մլն. Եվրո/տարի): (1) Կապիտալ ծախսեր, (2) շահագործման և սպասարկման ծախսեր, (3) վառելիքի ծախսեր, (4) CO₂-ի արտանետումների փոխհատուցման ծախսերը, (5) ծախ սյունակը՝ Հայաստան, ակտիվ սցենար, 2050թ., (6) աջ սյունակը՝ Հայաստան, բազային սցենար, 2050թ.:

Նկար 1-ից և Աղյուսակ 7-ից կարելի է տեսնել, որ կատարված ենթադրությունների շրջանակներում 2050թ. “Ակտիվ” սցենարի իրականացնելու ծախսերը ավելի փոքր են բազային սցենարի հետ համեմատած: Առանց CO₂-ի արտանետումների փոխհատուցման ծախսերի դեպքում երկու սցենարների ծախսերի տարբերությունը 7% է, և այն աճում է մինչև 14%, եթե հաշվի է առնվում CO₂-ի արտանետումների փոխհատուցման ծախսերը:

Ճիշտ է, վերը տրվածը ցույց է տալիս “ակտիվ” սցենարին հետևելու տնտեսական ներուժը, սակայն անորոշությունները բավականին մեծ են և գերազանցում են 7%-ոց տնտեսական օգուտները:

Դրա փոխարեն այս վերլուծության հիման վրա կարելի է եզրակացնել, որ սցենարներում դիտարկված ամեն մի տեխնոլոգիական ենթատարբերակը անհրաժեշտ է մանրամասնորեն վերլուծել և առաջին հերթին իրականացնել առավելապես տնտեսապես արդարացված տեխնոլոգիաները: