

ՀԱՍՏԱՏՈՒՄ ԵՄ
«Էլեկտրաէներգետիկական
համակարգի օպերատոր» ՓԲԸ
գլխավոր տնօրենի
պարտականություննեղ նշանադրող
Դ. Գրիգորյան
«18» 2024թ.

**Հայաստանի Հանրապետության
Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի
հաղորդման ցանցի
2025-2034 թվականների
զարգացման տասնամյա ծրագիր**

ԲՈՎԱՆԴԱԿՈՒԹՅՈՒՆ

	ՀԱՄԱՌՈՏ ԱԿՆԱՐԿ	6
1.	ՆԵՐԱԾՈՒԹՅՈՒՆ	28
1.1.	ՀՅՉՏԾ-ի ՄՇԱԿՄԱՆ ՀԵՏ ԿԱՊՎԱԾ ԶԱՂԱԶԱԿԱՆՈՒԹՅՈՒՆԸ ԵՎ ՕՐԵՆՍԴՐԱԿԱՆ ՇՐՋԱՆԱԿԸ	28
1.2.	ՈԱԶՄԱԿԱՐԱԿԱՆ ԾՐԱԳՐԻ ՊԱՅԱՆՋՆԵՐԸ ՀՅՉՏԾ-ի ՄՇԱԿՄԱՆ ՆԿԱՏՄԱՍԲ	34
1.3.	ԷՆԵՐԳԵՏԻԿԱՅԻ ՄԱՍԻՆ ՕՐԵՆՔԸ ԵՎ ՀՅՉՏԾ-իՆ ԱՌՆՉՎՈՂ ՊԱՐՏԱԿՈՐՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ	37
1.4.	ԷՀՑ ԿԱՆՈՆՆԵՐԸ ՈՐՊԵՍ ՀՅՉՏԾ-ի ՄՇԱԿՄԱՆ ՀԻՄՔ	38
2.	ԷՆԵՐԳԵՏԻԿ ԲՆԱԳԱՎԱՌԻ ՆԵՐԿԱ ԻՐԱՎԻՃԱԿԸ ԵՎ ՍՊԱՍՎՈՂ ՄԱՐՏԱՀՐԱՎԵՐՆԵՐԸ	39
2.1.	ՆԱԽԱԲԱՆ	39
2.2.	ՓԱՍՏԱՑԻ ՍՈՑԻԱԼԱԿԱՆ ԵՎ ՏՆՏԵՍԱԿԱՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿԸ ՀԱՅԱՍՏԱՆԻ ՀԱՆՐԱՊԵՏՈՒԹՅՈՒՆՈՒՄ	40
2.3.	ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՀԱՇՎԵԿՇԻՈՐ 2011-2022 ԹԹ ԸՆԹԱՑՔՈՒՄ	45
2.4.	ՎԵՐՋԻՆ ԵՐԿՈՒ ՏԱՐՎԱ ՓՈՓՈԽՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ ՀԱՂՈՐԴՄԱՆ ՑԱՆՑՈՒՄ	50
2.5.	ՀԱՂՈՐԴՄԱՆ ՑԱՆՑԻ ԸՆԹԱՑԻԿ ԵՎ ՀԵՌԱՆԿԱՐԱՅԻՆ ԾՐԱԳՐԵՐԸ	57
2.6.	ՀԱՂՈՐԴՄԱՆ ՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԱՌԿԱ ՄԱՐՏԱՀՐԱՎԵՐՆԵՐԸ	59
2.7.	ՆԵՐԿԱ ԻՐԱՎԻՃԱԿԻ ԱՄՓՈՓՈՒՄ	61
3.	ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՊԱՅԱՆՋԱՐԿԻ ԵՎ ԲԵՌԻ ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄ	62
3.1.	ՆԵՐԱԾՈՒԹՅՈՒՆ	62
3.2.	ՏՎՅԱԼՆԵՐԻ ԱՌԱՆՁԻՆ ԽՄԲԵՐԻ ՀԱՐԱՐԵՐԱԿՑՈՒԹՅԱՆ ՄԱԿԱՐԴԱԿԻ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅՈՒՆ	63
3.3.	ԲՆԱԿՉՈՒԹՅԱՆ ԱՃԻ ՄԻՏՈՒՄՆԵՐԸ	64
3.4.	ՀՆԱ-Ն Ա ԴՐԱ ԲԱՂԱԴՐԻՉՆԵՐԸ ՈՐՊԵՍ ՊԱՅԱՆՋԱՐԿԻ ԿԱՆԽԱՏԵՍՄԱՆ ՀԻՄՔ	68
3.5.	ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ԸՆԴՀԱՆՈՒՐ ՍՊԱՌՄԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄ	75
3.6.	ԿԱՆԽԱՏԵՍՎՈՂ ԲԵՌԻ ԲԱՇԽՈՒՄԸ՝ ՆԵՐՔԵՎԻՑ ՎԵՐԵՎ ՄՈՏԵՑՄԱՍԲ	78
3.7.	ԵԶՐԱԿԱՑՈՒԹՅՈՒՆ	107
4.	ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԱՇԽԱՏԱՆՔԻ ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ ՄՇԱԿՈՒՄԸ	110
4.1.	ՆԵՐԱԾՈՒԹՅՈՒՆ	110
4.2.	ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ ՄՇԱԿՄԱՆ ՇՐՋԱՆԱԿԸ	111
4.3.	ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ ՄՇԱԿՄԱՆ ՄԵԹՈԴԱԲԱՆՈՒԹՅՈՒՆԸ	117
4.4.	ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ ՄՇԱԿՄԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՆԵՐԸ	118
4.5.	ԵԶՐԱԿԱՑՈՒԹՅՈՒՆ	122

5.	ԱՐՏԱԴՐԱԿԱՆ ՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՀԱՇՎԵԿՇՈՒ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅՈՒՆ	123
5.1.	ՆԵՐԱԾՈՒԹՅՈՒՆ	123
5.2.	ՍՈՒՏՔԱՅԻՆ ՏՎՅԱԼՆԵՐ	124
5.3.	ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ	139
5.4.	ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԱՐԱԳԱԳՈՐԾՈՒԹՅԱՆ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅՈՒՆ	153
5.5.	ԵԶՐԱԿԱՑՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐ ԵՎ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐ	159
6.	ՑԱՆՑԻ ՄՈԴԵԼՆԵՐԻ ՄՇԱԿՈՒՄԸ ԵՎ ՑԱՆՑԻ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅՈՒՆԸ	162
6.1.	ՆԵՐԱԾՈՒԹՅՈՒՆ	162
6.2.	ՑԱՆՑԻ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅԱՆ ՍՈՒՏՔԱՅԻՆ ՏՎՅԱԼՆԵՐԸ	164
6.3.	ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ ԵՎ ՌԵԺԻՄՆԵՐԻ ԸՆՏՐՈՒԹՅՈՒՆ	169
6.4.	ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿ	319
6.5.	ՍՏԱՏԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿ	393
6.6.	ԴԻՆԱՄԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿ	398
6.7.	ՑԱՆՑԻ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐՆ ԸՍՏ ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ	409
6.8.	ԼԱՐՄԱՆ ՄԱԿԱՐԴԱԿՆԵՐԻ ՈՐՈՇՈՒՄ: ՌԵԱԿՏԻՎ ՀԶՈՐՈՒԹՅԱՆ ՊԱՀԱՆՋԱՐԿԻ ԳԼԱՅԱՏՈՒՄ: ՌԵԱԿՏԻՎ ՀԶՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՍԱՐՔՎԱԾՔՆԵՐԻ ԱՌԱՋԱՐԿՈՒՄ ԸՍՏ ԱՆՀՐԱԺԵՇՏՈՒԹՅԱՆ ԵԶՐԱԿԱՑՈՒԹՅՈՒՆ	413
6.9.	ԵԶՐԱԿԱՑՈՒԹՅՈՒՆ	434

ՀԱՊԱԿՈՒՄՆԵՐԻ ՑԱՆԿ

ՀԱԷԿ	Հայկական ատոմային էլեկտրական կայան
ԻԷԱ	Ինքնավար էներգաարտադրող
ՀԾՄ	Հաշվեկշռման ծառայություն մատուցող
ՀՇԳՑԷ	Համակցված շոգեգազային ցիկլով աշխատող էներգաբլոկ
ԷՀԱՀ	Էլեկտրական էներգիայի հաշվառման ավտոմատացված համակարգ
ՀԷՑ	Հայաստանի էլեկտրական ցանցեր
ԷԷՀ	Էլեկտրաէներգետիկական համակարգ
ԷԷՇՕ	Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի օպերատոր
ԷԷՀՕ	Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի օպերատոր
ՕԳ	Օդային գիծ
ԷՀՑ կանոններ	ՀՀ Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի հաղորդման ցանցային կանոններ
ՀՆԱ	Համախառն ներքին արդյունք
ՀՆԱ ԳՊ	Համախառն ներքին արդյունք ըստ գնողունակության պարիտետի
ՋԳ	Ջերմոցային գազեր
ՀԷԿ	Հիդրոէլեկտրակայան
ԲԼՀՀ	Բարձր լարման հաստատուն հոսանքի փոխակերպիչ կայան
փոխակերպիչ կայան	
ԲԷՑ	Բարձրավոլտ էլեկտրական ցանցեր
ՊԷԱ	Պետություն-Մասնավոր Գործընկերության պայմանագրերի շրջանակում գործող Արտադրող

ՆԾՁՊ	Նվազագույն ծախսերով զարգացման պլան
ԲԿՏ	Բեռի կորստի տևողություն
ԲԿՀ	Բեռի կորստի հավանականություն
ԱԷԿ	Ատոմային էլեկտրակայան
ՀԾԿՀ	Հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողով
ՖՎ	Ֆոտովոլտային
ՎԷԱ	Վերականգնվող էներգիայի աղբյուրներ
ՀՀ	Հայաստանի Հանրապետություն
ԻԻՀ	Իրանի Իսլամական Հանրապետություն
ԱրԷԿ	Արևային էլեկտրակայան
ԵԿ	Ենթակայան
ՀՀՕ	Հաղորդման համակարգի օպերատոր
ՋԷԿ	Ջերմաէլեկտրակայան
ՀՑԶՏԾ	Հաղորդման ցանցի զարգացման տասնամյա ծրագիր
ԱՄՆ ՄԶԳ	ԱՄՆ միջազգային զարգացման գործակալություն
ԲՊՏԿ	Բլոկի պատրաստականություն և տնտեսական կարգավարում
ՀոԷԿ	Հողմային էլեկտրակայան
ՀոԷԿ ԸԶԿ	Հողմային էլեկտրակայանի ընդհանուր զուգակցման կետ

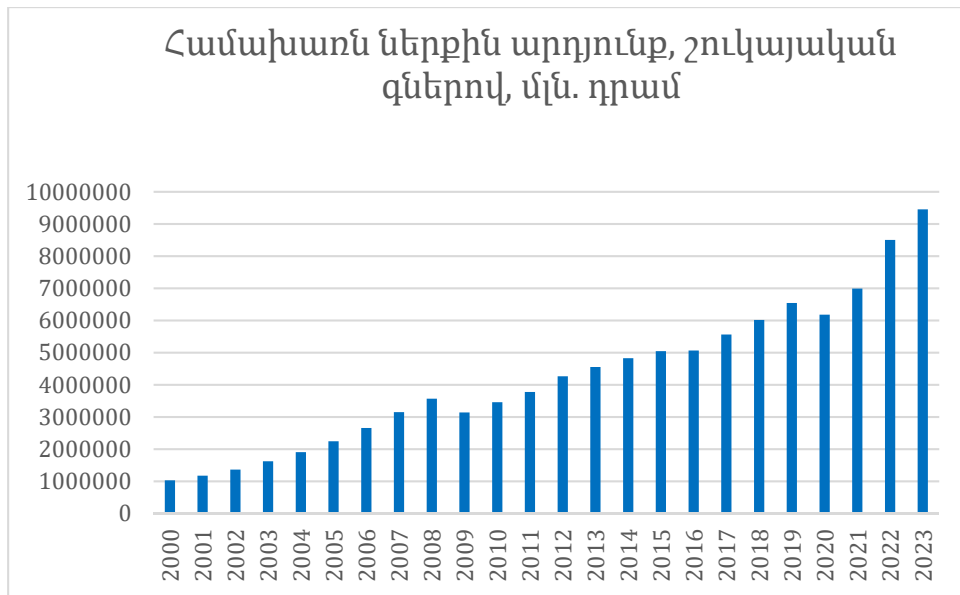
ՀԱՄԱՌՈՑ ԱԿՆԱՐԿ

Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի հաղորդման ցանցի 2025 – 2034 թվականների զարգացման տասնամյա ծրագիրը (ՀՑՏՏԾ) նախատեսված է ՀՀ ԷՀՑ կանոններով որպես տնտեսապես հիմնավորված նվազագույն ծախսերով ծրագիր, որը կապահովի երկրի Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի անխափան աշխատանքը՝ հուսալիության և անվտանգության ցուցանիշների ապահովմամբ: Այդ նպատակով ՀՑՏՏԾ-ն հաշվի է առնում Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի ներկա իրավիճակը, վերլուծում է զարգացման հավանական սցենարներ, որոնք ներառում են պահանջարկի կանխատեսում, արտադրական հզորությունների ավելացում և ՀԱԷԿ-ի շահագործումից դուրսբերման ծրագրեր՝ գոյություն ունեցող ցանցի համապատասխանությունը որոշելու, նոր ցանցի համար անհրաժեշտ ներդրումները գնահատելու և առաջնահերթություն սահմանելու համար: ՀՑՏՏԾ-ն վերանայվում է Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի օպերատորի (ԷԷՀՕ) կողմից երկու տարին մեկ անգամ՝ մատնանշելով Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի հաջորդ տասը տարվա զարգացման ուղիները:

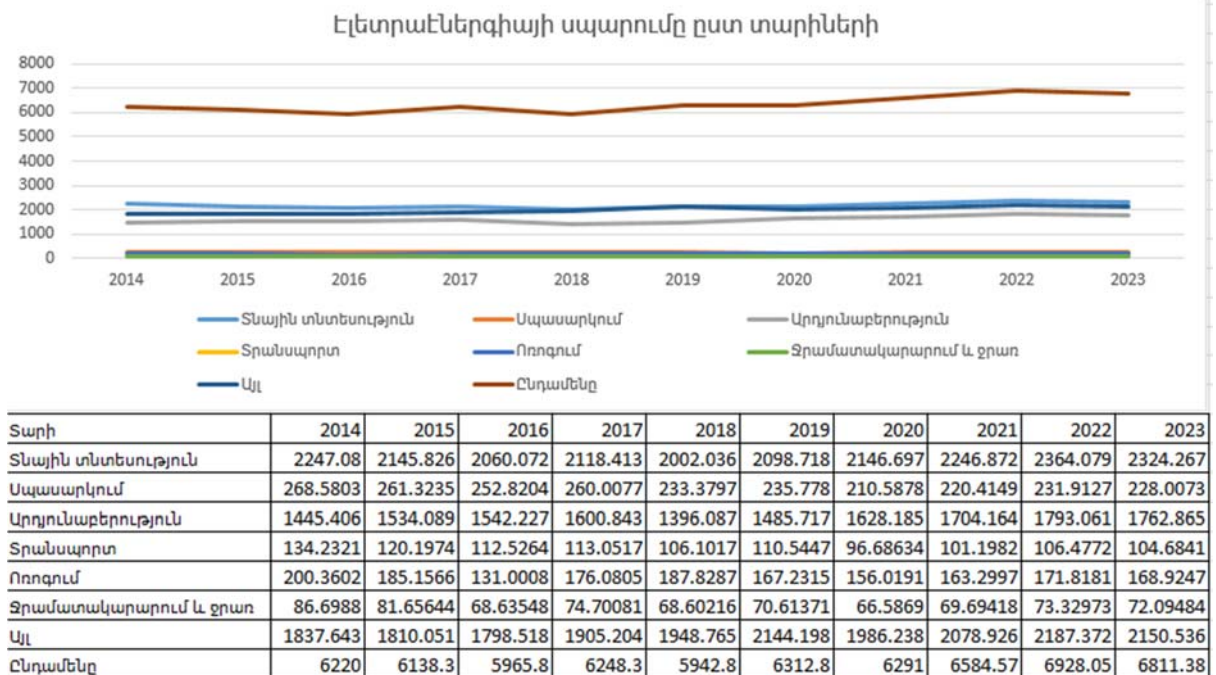
ԷՆԵՐԳԵՏԻԿ ԲՆԱԳԱՎԱՌԻ ՆԵՐԿԱ ԻՐԱՎԻՃԱԿԸ ԵՎ ՍՊԱՍՎՈՂ ՄԱՐՏԱՅՐԱՎԵՐՆԵՐԸ

Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի ներկա իրավիճակի ուսումնասիրությունը թույլ է տալիս հասկանալ համակարգի հիմնական բնութագրերը, ներառյալ, համակարգի կառուցվածքը, արտադրական կառուցվածքի զարգացումը, սոցիալական և տնտեսական հարաչափերը, որոնք հետագա զարգացման համար կարևորագույն չափորոշիչներ են հանդիսանում: Այս ուսումնասիրությունը նաև հիմք է հանդիսանում ՀՑՏՏԾ-ում ներառված բեռի կանխատեսման և սցենարների մշակման բաժինների համար: Այս բաժնի հիմնական տարրերն են սոցիալ-տնտեսական ցուցանիշները, Էլեկտրաէներգիայի արտադրությունը, սպառումը և կորուստները, պիկային բեռը, հաղորդման համակարգի պլանավորման վերաբերյալ նախորդ հաշվետվությունների և այլ ռազմավարական զեկույցների տվյալները: Բաժնում ներկայացված է Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի ներկա իրավիճակը և հեռանկարային միտումները:

Ինչպես վկայում են համախառն ներքին արդյունքի (ՀՆԱ) աճի և արդյունաբերական զարգացման ցուցանիշները, տնտեսությունը վերջին տասը տարվա ընթացքում աճել է, COVID-19 համաճարակից հետո, հաջորդող տարիներին, դիտվել է տնտեսական ցուցանիշների որոշակի անկում:

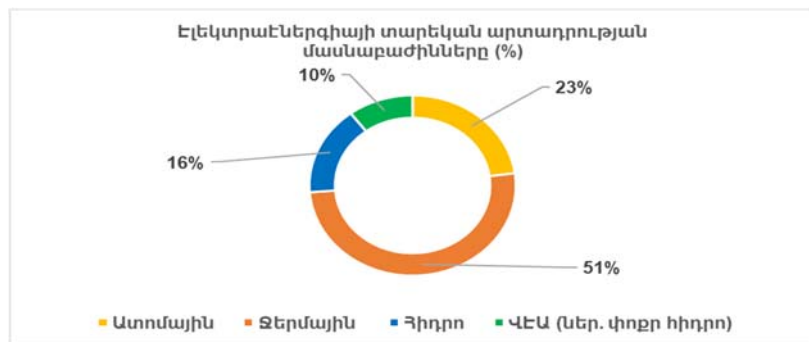


Էլեկտրաէներգիայի սպառման տատանումներ են գրանցվել 2014 և 2023 թվականներին: Սակայն, ակնհայտ երևում է, որ սպառումը տարիներ շարունակ մնում է գրեթե անփոփոխ՝ տատանվելով 6800 ԳՎտժ-ի շուրջ, որի մեծ մասը կազմում է կենցաղային սպառումը:



Արտահանումը դեպի ԻԻՀ տատանվում է 1200-1600 ԳՎտժ/տարի, ինչը պայմանավորված է երկրների միջև ձեռք բերված համաձայնագրերով: Հաղորդման ցանցի տարեկան կորուստները վերջին տարիներին նվազել են 14%-ով:

Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգետիկական համակարգի առկա արտադրական հզորությունը 2023 թվականին կազմել է 4203.29 ՄՎտ, ներառյալ ատոմային, հիդրո և ջերմային կայանների արտադրական հզորությունը: 2023 թվականին Հայկական ատոմային էլեկտրակայանի արտադրանքը կազմել է



ընդհանուր տարեկան արտադրանքի 23%-ը, ջերմային և խոշոր հիդրոէլեկտրակայաններն արտադրել են ընդհանուր տարեկան արտադրանքի 51%-ը, ՎԷԱ-ների օգտագործմամբ կայանների արտադրանքը (հիմնականում փոքր հիդրոկայաններ և ՖՎ կայաններ), կազմել է մնացած 33%-ը: ՎԷԱ ները դանդաղ, սակայն կայուն տեմպերով ինտեգրվում են Հայաստանի համակարգին: Համաձայն ՀՀ Հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովից ստացված տեղեկանքի այժմ ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգին միացված են 205.49 ՄՎտ արտադրական և 268.4 ՄՎտ ինքնավար արևային էլեկտրակայաններ:

220 կՎ լարման ցանցը մատակարարում է տասնչորս 220/110 կՎ լարման ենթակայան, որոնց ընդհանուր հզորությունը կազմում է 2835 ՄՎԱ: Բաշխման ցանցը ներառում է հարյուր քսանվեց 110 կՎ լարման ենթակայաններ: ԷԷՅՕ-ի կողմից ներկայումս շահագործվում է տասնչորս 220 կՎ լարման ենթակայան, երկու 110 կՎ լարման ենթակայան, 7046,27 կմ էլեկտրահաղորդման գծեր և մոտ 5600 հենարան՝ բարձր լարման հաղորդման ցանցում: Մոտավորապես տասներեք ենթակայանի վերականգնման աշխատանքներ են ընթանում կամ արդեն ավարտվել են: 220 կՎ լարման գծերի, 220/110/35 կՎ լարման ենթակայանների արդիականացումը և SCADA համակարգերի ներդնումը էլեկտրաէներգետիկական համակարգում իրականացված փոփոխությունների մասն են:

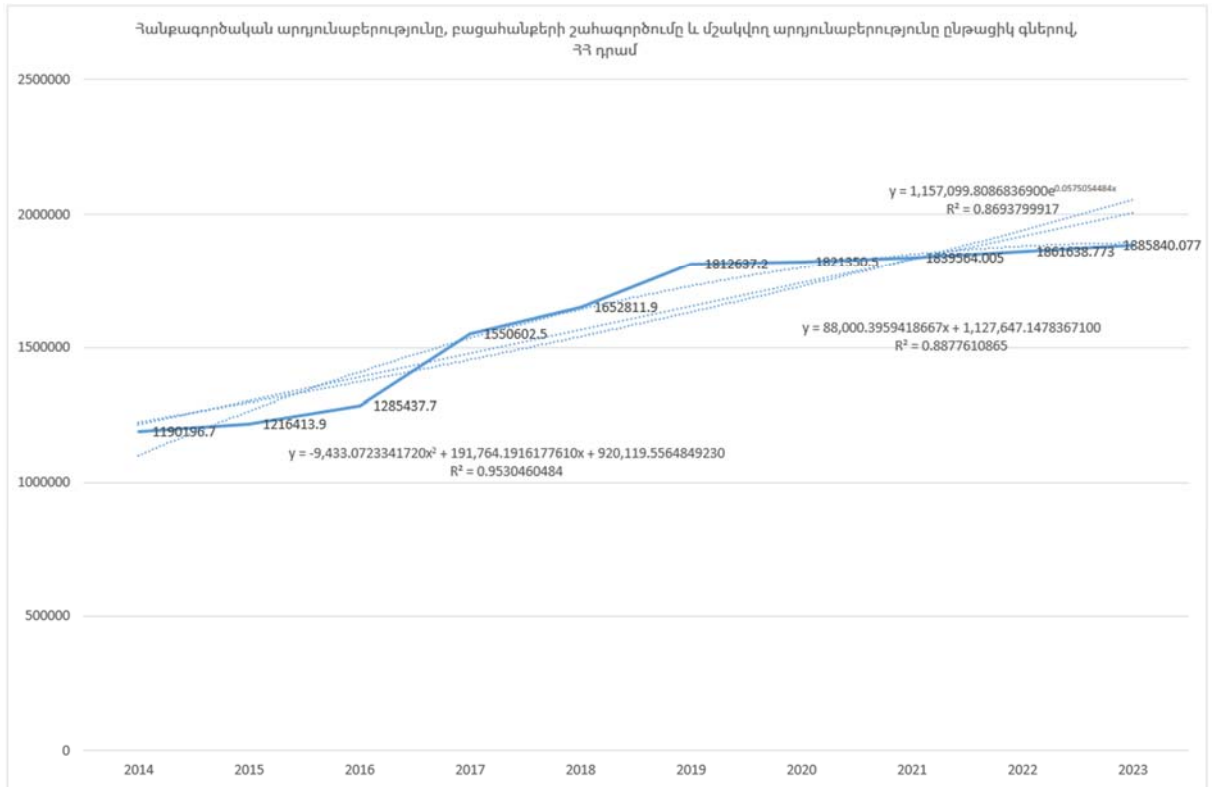
Վերլուծությունը ցույց է տալիս, որ համակարգի ներկայիս չափսերը համապատասխան են, հաշվի առնելով իր ժամանգած կառուցվածքը, սակայն զարգացման որոշ հիմնական գործոններ (օրինակ՝ վերականգնվող էներգիայի աղբյուրների ինտեգրումը, բաշխված արտադրության ավելացումը և մրցակցային էլեկտրաէներգետիկական շուկայի զարգացումը, ինչպես նաև Վրաստանի հետ միջնաժամկետից դեպի երկարաժամկետ ինտեգրումը) պահանջում են գործողություններ կատարել ոչ միայն ենթակառուցվածքների շրջանակներում, այլ շահագործման և թվայնացման ուղղությամբ: Էլեկտրաէներգետիկական համակարգում մատչելի և անվտանգ մատակարարման ապահովմանն ուղղված ՀՀ կառավարության ծրագրերը ենթադրում են 2026 թվականից հետո ՀԱԷԿ երկրորդ էներգաբլոկի շահագործման ժամկետի երկարաձգում և այդ ժամկետի ավարտից հետո նոր ատոմակայանի կառուցում: Բացի այդ, ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական համակարգի զարգացման ծրագրերում ներառված են հայկական էներգահամակարգն Իրանական էներգահամակարգի հետ միացնող 400 կՎ լարման երկշղթա գծերի և Վրացական էներգահամակարգի հետ բարձր լարման հաստատուն հոսանքի (ԲԼՀՀ) փոխակերպիչ կայանի կառուցումը:

ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՊԱՅԱՆՁԱՐԿԻ ԵՎ ԲԵՌԻ ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄ

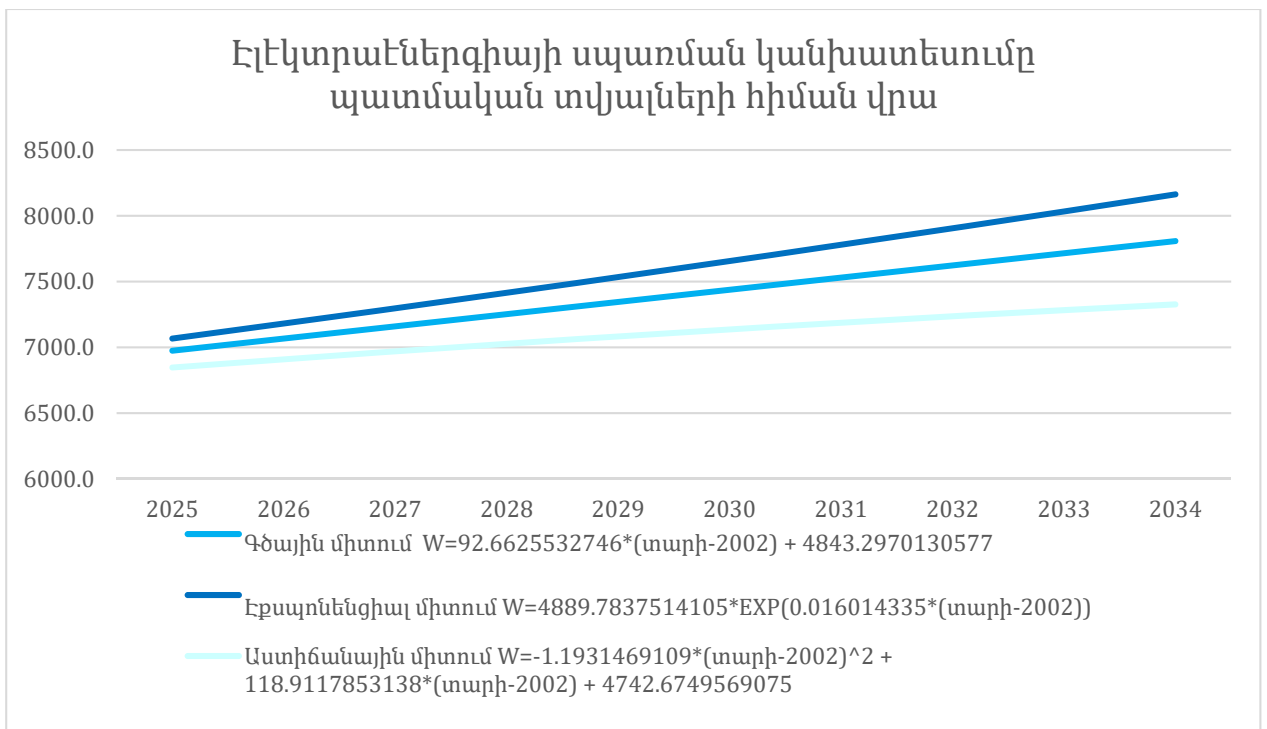
ՀՀ Էներգահամակարգի հաղորդման ցանցի Էլեկտրաէներգիայի և հզորության պահանջարկը, հատկապես՝ դրանց տարածքային բաշխվածությունը ճիշտ գնահատելու համար պահանջարկի կանխատեսման մեթոդաբանությունը նկատելիորեն բարելավվել է՝ հիմքում ունենալով շատ ավելի բազմազան և մանրամասներ պարունակող պատմական տվյալներ, օրինակ՝ բնակչության և տնային տնտեսությունների քանակական փոփոխությունները, ՀՆԱ-ի և դրա բաղադրիչների փոփոխությունները և այլն: ՀՅԶՏԾ-ի մշակման ժամանակ Էլեկտրաէներգիայի սպառման ու պիկային բեռի և դրանց տարածական բաշխման կանխատեսումը հիմնված է «վերևից ներքև» և «ներքևից վերև» մոտեցումների համադրության վրա, որտեղ երկուսն էլ ներառում են բազմապրոֆիլ պատմական տվյալների վիճակագրական վերլուծություն: Պիկային բեռի կանխատեսումը հիմնված է Էլեկտրաէներգիայի սպառման համապատասխան միտումների վրա՝ հաշվի առնելով հաղորդման համակարգից բաշխման համակարգ մատակարարվող Էլեկտրական Էներգիայի ծավալները:

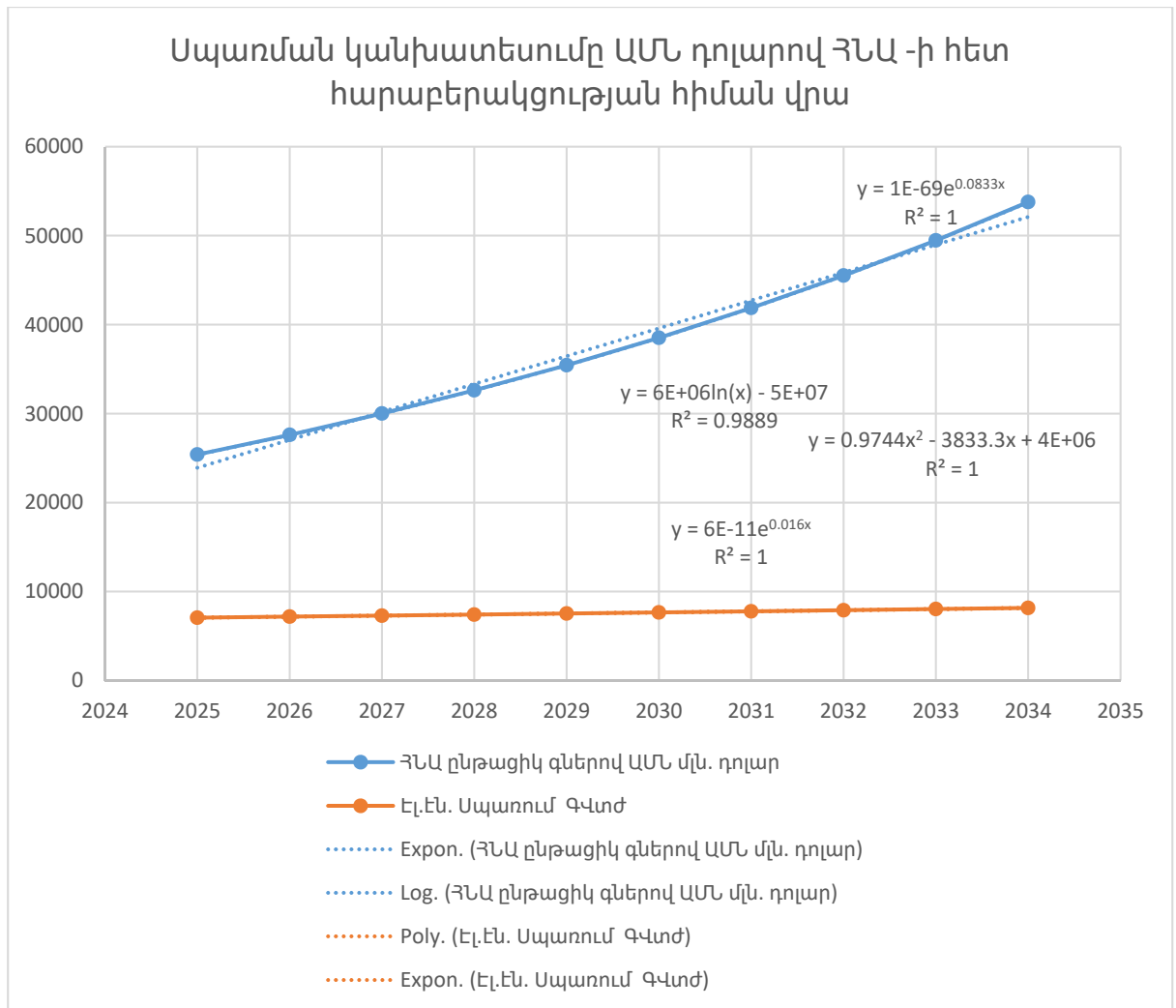
Նախնական բեռի բաշխումն ըստ հաղորդման ցանցի հանգույցների (հիմնականում՝ ենթակայանների, որոնք կապում են հաղորդման և բաշխման ցանցերը) օգտագործվել է կանխատեսվող բեռի տարածական բաշխման համար: Առանձին ենթակայանների տարեկան բեռի փոփոխության տեմպերը հիմնված են սպառման միտումների կանխատեսման վրա՝ ըստ այդ ենթակայաններից սնվող մարզերի: Ընդ որում, բեռի աճի տեմպերը ըստ մարզերի կանխատեսվել են այնպես, որ ընդհանուր բեռի հաշվարկված աճի տեմպը համապատասխանի ընտրված տարբերակների համար ստացած բեռի աճի տեմպին: Վերջինս, իր հերթին, գնահատվել է «վերևից ներքև» մոտեցման միջոցով:

Վերևից ներքև մոտեցումը թույլ է տալիս վերլուծել տարբեր գործոնների ազդեցությունը Էլեկտրաէներգիայի սպառման և համակարգի ընդհանուր բեռի վրա: Դրանք են՝ բնակչությունը, ՀՆԱ-ն և ՀՆԱ-ի բաղադրիչները (հանքագործական արդյունաբերությունը, բացահանքերի շահագործումը և մշակող արդյունաբերությունը, տես՝ նկարը), ինչպես նաև Էներգաարդյունավետության բարելավման ազդեցությունը բեռի վրա: Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման և առանձին բաղադրիչների փոփոխման միտումները որոշվել են ռեգրեսիոն վերլուծության գործիքների միջոցով՝ հաշվի առնելով այս ցուցանիշների վրա եղանակային պայմանների ազդեցությունը: Վերլուծության նպատակով բացահայտվել են Էլեկտրաէներգիայի սպառման պարամետրերը, որոնք բարձր հարաբերակցություն ունեն այս ցուցանիշների հետ՝ իրենց համապատասխան միտումներով: Բարձր հարաբերակցություն ունեցող միտումների և կախվածությունների բացահայտումը՝ երևույթի ողջամիտ հիմնավորմամբ, հնարավորություն է տվել ձևավորել Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման կանխատեսման տարբերակներ՝ համապատասխան միտումներով:

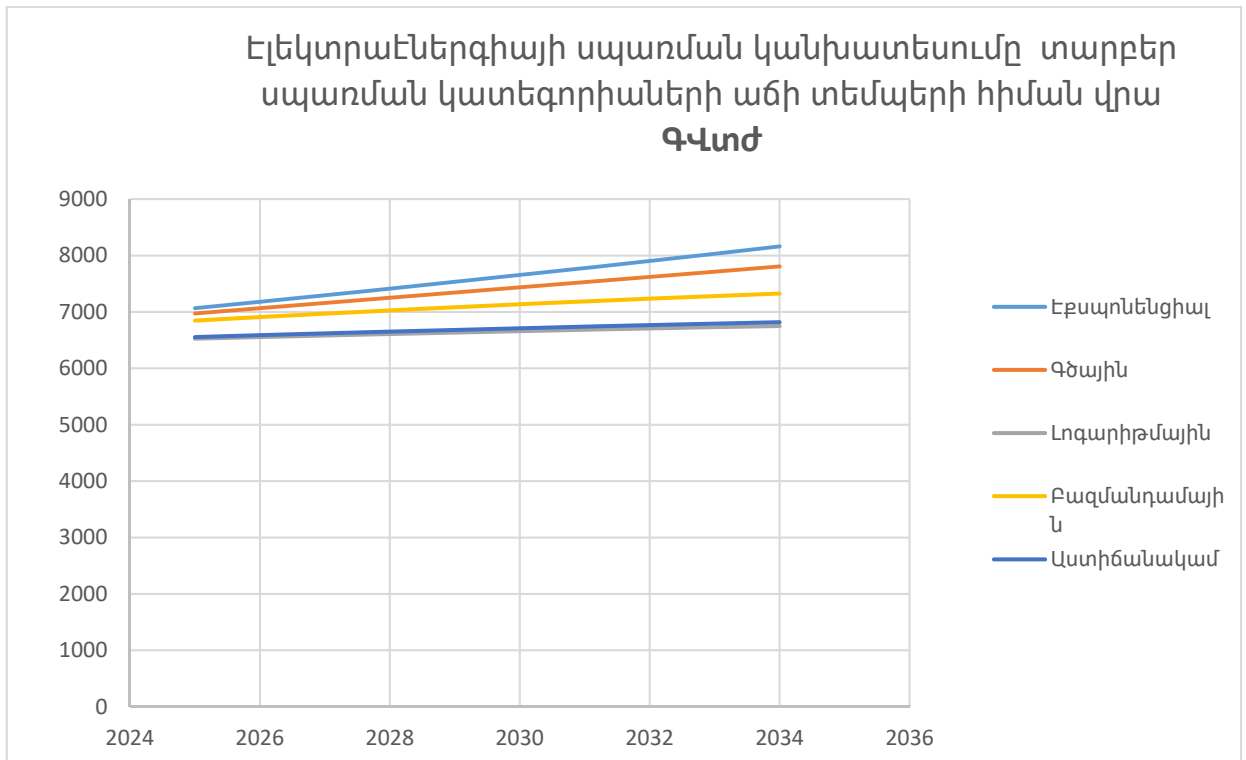


Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման աճը՝ գծային, Էքսպոնենցիալ և աստիճանային միտումների հիման վրա, որոնք արտացոլում են անցյալում նկատված աճը:





Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման աճը՝ ազգային արժույթով արտահայտված հաստատուն գնով ՀՆԱ-ի դինամիկայից Արտարժույթի միջազգային հիմնադրամի (ԱՄՀ) գծային, լոգարիթմական և աստիճանային կախվածության հիման վրա:



Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման աճը՝ ԱՄՆ ընթացիկ դոլարով արտահայտված ՀՆԱ-ի դինամիկայից (ԱՄՆ-ի կանխատեսման տվյալներով) գծային և աստիճանային կախվածության հիման վրա:

Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման աճը հիմնված տարբեր ոլորտներում Էլեկտրաէներգիայի սպառման աճի տեմպերի (ցածր, միջին, բարձր) վրա : Էլեկտրաէներգիայի սպառումը ոլորտներում հետևում է մի շարք միտումների՝ միջին աճի տեմպի և անցյալում այդ միտումի հետ հարաբերակցության մակարդակի համաձայն:

Ստորև բերված աղյուսակում ներկայացված է Էլեկտրաէներգիայի սպառման կանխատեսման երկու տարբերակների և Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի նվազագույն ծախսերով զարգացման պլանի հիմնական սցենարի արդյունքների համեմատությունը: Որպես վատատեսական տարբերակ ներկայացված է Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառումը՝ Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման աճի աստիճանային միտումի հիման վրա (2025-2034 թվականներին՝ 0.56% միջին աճի տեմպով), և որպես լավատեսական տարբերակ՝ Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառումը, որպես մեկ շնչին ընկնող Էլեկտրաէներգիայի սպառման (գծային կախվածություն մեկ շնչին ընկնող ըստ ԳՊ-ի հաշվարկված ՀՆԱ-ից՝ ԱՄՆ-ի կանխատեսման տվյալներով) և բնակչության արտադրյալը (2025-2034 թվականներին՝ 3% միջին աճի տեմպով): Լավատեսական սցենարը 2025-2034 թվականներին հետևում է 1.8% միջին տարեկան աճի տեմպին:

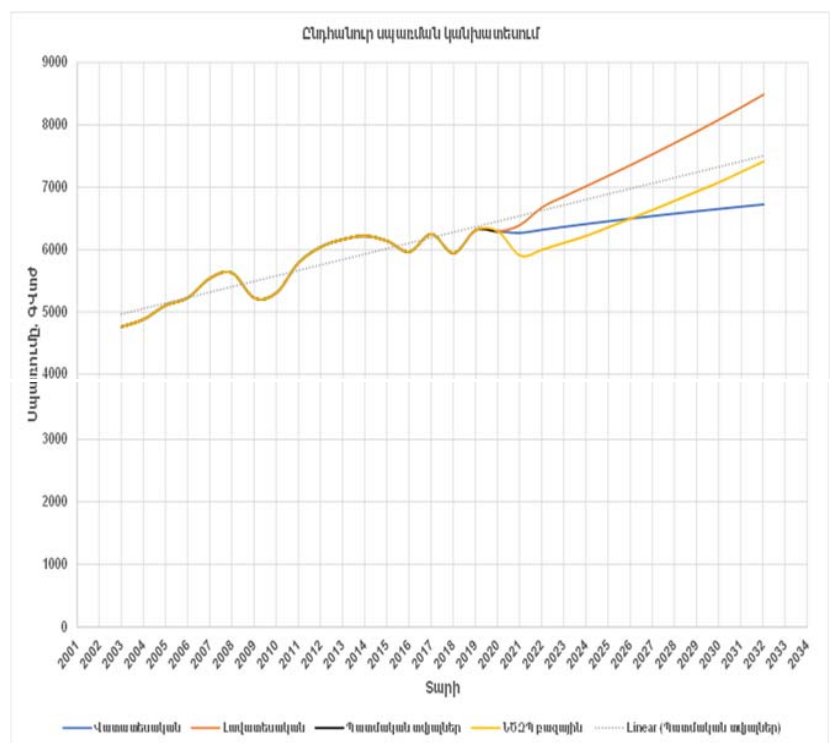
ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՍՊԱՌՄԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՄԱՆ ՍՑԵՆԱՐԻ ԱՅԼԸՆՏՐԱՆՔԱՅԻՆ ՏԱՐԲԵՐԱԿՆԵՐ										
Տարի	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Հիմնական տարբերակ (ԳՎտժ)	7058.8	7185.9	7315.2	7446.9	7580.9	7717.3	7856.3	7997.7	8141.7	8288.2
Վատատեսական տարբերակ (ԳՎտժ)	6887.9	6926.5	6965.2	7025.8	7043.5	7082.9	7122.6	7184.5	7202.6	7242.9
Լավատեսական տարբերակ (ԳՎտժ)	7226.2	7442.98	7666.3	7919.9	8133.1	8377.1	8628.4	8913.9	9153.9	9428.5

Էլեկտրաէներգիայի սպառման կանխատեսման այս այլընտրանքներն ունեն երկու կարևոր հատկանիշ.

ա) դրանք հաշվարկվում են՝ հիմնվելով պատմական կայուն միտումների վրա, ինչը ներշնչում է բարձր վստահություն, որ ապագան կզարգանա նույն կերպ,

բ) դրանք ընդգրկում են բավականին լայն ժամանակահատված, որը բավարար է ապագայում սպասվող արդյունքների լայն շրջանակը ներառելու համար (ներառյալ ՆՃՇԴ-ի համապատասխան կանխատեսումների հետ համեմատության դեպքում):

Կանխատեսվող սպառման տարեկան փոփոխությունների հիման վրա կազմվել է պիկային բեռի կանխատեսումը: 2021 թվականի պիկային բեռը, որը համապատասխանում է -9°C, բավականին տիպային է՝ հաղորդման համակարգի բեռի (այսինքն՝ բաշխիչ ցանցը մատակարարելու և հաղորդման ցանցի կորուստները ծածկելու տեսանկյունից) և պիկային բեռի հարաբերակցության առումով: Հետևաբար, կանխատեսվող պիկային բեռը հիմնված է 2021 թվականի փաստացի պիկային բեռի մեծության վրա և բացի այդ, կարելի է ենթադրել, որ դրա աճի տեմպերը հավասար են սպառման աճի տեմպերին: Ենթադրելով, որ պիկային բեռի կորուստների տոկոսը շատ չի փոխվում բեռի աննշան



փոփոխությունից կախված՝ ընդունվել է, որ հաղորդման ցանցի առանձին հանգույցներում պիկային բեռը աճելու է նույն միջին տեմպով. Պիկային բեռը ցանցի հանգույցների միջև բաշխելու համար կիրառվել է սպառման կանխատեսման ներքևից վերև մոտեցումը՝ մարզերը օգտագործելով որպես սպառման կանխատեսման տարածքային միավորներ, որտեղ նույն շրջանում տեղակայված ենթակայանի յուրաքանչյուր հանգույց ունի բեռի աճի նույն բնութագրերը: Ըստ մարզերի կանխատեսումը հիմնված է յուրաքանչյուր մարզի բնակչության թվաքանակի կանխատեսման վրա (էքսպոնենցիալ միտումով, ընդլայնվել է ընդհանուր բնակչության կանխատեսմանը համապատասխանելու համար) և յուրաքանչյուր մարզում մեկ շնչին ընկնող սպառման կանխատեսման վրա (գծային միտումով): Էլեկտրաէներգիայի սպառման կանխատեսման արժեքները ըստ մարզերի ընդլայնվել են այնպես, որ դրանց գումարը համապատասխանի Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման կանխատեսման համար ընտրված տարբերակներին: Ըստ մարզերի սպառման տարեկան աճի տեմպերի հիման վրա հաշվարկվել են ենթակայանների ապագայի ակտիվ բեռները: Հաշվարկման գործընթացում կատարվել է առկա բաշխված արտադրության ազդեցության ճշգրտում: Ամփոփ արդյունքները ներկայացված են հետևյալ աղյուսակում:

ԸՍՏ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐԻ ԿԱՆԽԱՏԵՍԱՎՈՂ ԱԿՏԻՎ ՊԻԿԱՅԻՆ ԲԵՌՆԵՐԸ ԳՈՒՄԱՐՆԵՐԸ ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ և ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ԱՅԼԸՆՏՐԱՆՔՆԵՐՈՒՄ		
Տարի	P _{առավ} (ՄՎտ) - լավատեսական	P _{առավ} (ՄՎտ) - վատատեսական
2025	1237.37	1179.44
2026	1274.49	1186.04
2027	1312.73	1192.69
2028	1352.11	1199.37
2029	1392.67	1206.08
2030	1434.45	1212.84
2031	1477.49	1219.63
2032	1521.81	1226.46
2033	1567.47	1233.33
2034	1614.49	1240.23

Բնակչության նվազման, կենսամակարդակի բարձրացման և տնտեսական ակտիվության միասնական ազդեցությունը՝ հաշվի առնելով բաշխված արտադրության զարգացումը, հանգեցնում է տարեկան սպառման և պիկային պահանջարկի ցածրից մինչև չափավոր աճի: Մասնավորապես, այն հարցը, թե ինչպես է բավարարվում պիկային պահանջարկը, ուսումնասիրվում է հաշվեկշռի վերլուծության ժամանակ: Սպառման/բաշխված արտադրության տարածքային բաշխվածությունն ազդում է ցանցի տոպոլոգիայի վրա, ինչը պետք է հաստատվի ցանցի վերարտադրման միջոցով:

ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԱՇԽԱՏԱՆՔԻ (ՉԱՐԳԱՑՄԱՆ) ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ ՄՇԱԿՈՒՄԸ

Սցենարների մշակումը՝ ՀՅԶՏԾ-ի կարևորագույն մաս է կազմում, քանի որ դրանք ներկայացնում են ՀՀ Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի տեսանելի զարգացման ուղիները՝ հաշվի առնելով պահանջարկի կանխատեսման այլընտրանքը, արտադրական հզորությունների զարգացումը, ինչպես նաև համակարգի շահագործման և շուկայի զարգացման հատուկ ասպեկտները: Ունենալով պահանջարկի հիմնավոր գնահատական՝ անհրաժեշտ է դիտարկել արտադրական հզորությունների համադրման տարբեր հետազոտելի ընտրված ժամանակահատվածում: Որոշ հետազոտելի որոշվել են միայն քաղաքական պարտավորությունների հիման վրա, իսկ մյուսները ներառում են ԷԷՀՕ –ի դիրքորոշումը:

Պահանջարկի զարգացման երկու սցենարները՝ լավատեսական և վատատեսական, ընդգրկում են ՀՀ բնակչության և տնտեսության զարգացման ակնկալվող արդյունքների լայն շրջանակ:

Հայաստանի Հանրապետության համար կրիտիկական նշանակություն ունեցող, սակայն ոչ ցանկալի իրավիճակը՝ բազային արտադրությունն առանց ՀԱԷԿ-ի, համարվում է կարևոր խթան՝ բարձր պահանջարկի կանխատեսման այլընտրանքային սցենար մշակելու համար: Այլ իրադարձություններ, որոնք մտահոգություն են առաջացնում (պատերազմ և երկրաշարժ), արդեն ներառված են բեռի և արտադրության տվյալների շարքում, քանի որ դրանք ուսումնասիրվելու են որպես ցածր պահանջարկով կանխատեսման սցենարի մաս, որտեղ առկա է արտադրական և հաղորդման հզորությունների պակասորդ:

Արտադրության համապատասխանությունը Էլեկտրաէներգետիկական համակարգում գործող Էլեկտրակայանների՝ համակարգի բեռը մշտապես ծածկելու ունակությունն է: Արտադրության համապատասխանության վերլուծությունը շատ կարևոր է Էլեկտրաէներգիա սպառողների համար, քանի որ այն ցույց է տալիս, կարո՞ղ է արդյոք Էլեկտրամատակարարումը լինել հուսալի և անվտանգ՝ ցանկացած պահի : Համապատասխանության ուսումնասիրության նպատակն է գնահատել, բավարա՞ր են արդյոք մատակարարման և հաղորդման առկա հզորությունները համակարգի պահանջարկը սահմանված ժամկետում (սովորաբար մեկ տարում) և տարբեր սցենարների պարագայում ծածկելու համար և եթե ոչ, ապա պատկերացում կազմել ռիսկերի, դրանց ազդեցության և ծագման հաճախականության վերաբերյալ:

Համապատասխանության ուսումնասիրության մեթոդաբանության հիմքում դրվել է հավանականային մոտեցումը՝ Դետերմինիստական մոդելավորման մեթոդի կիրառմամբ: Արդյունքները որոշվել են պլանավորման յուրաքանչյուր տարվա համար՝ ըստ համապատասխան սցենարի մուտքային տվյալների, այսինքն, հաշվի առնելով ջերմային, արևային ՖՎ, հողմային, հիդրոկայանների հզորությունների ընդհանուր առկա քանակն ու համակարգի բեռը: Հարևան երկրների հետ Էլեկտրաէներգիայի փոխհոսքերը մոդելավորվել են, մասնավորապես Իրանի հետ «Գազ-Էլեկտրաէներգիայի փոխանակումը» արտացոլելու նպատակով: Մշակվել են տարբեր սցենարներ՝ , հաշվի առնելով պահանջարկի կանխատեսման տատանումները, ՀԱԷԿ-ի հասանելիությունը և համակարգում ՎԷԱ-ների ինտեգրման մակարդակը:

Այլ մուտքային տվյալներ, ինչպիսիք են ջերմային Էներգիայի արտադրության բնութագրերը և հարաչափերը, հիդրոկայանների և ՖՎ կայանների արտադրության

Ժամային գրաֆիկները, օգտագործվել են ներկայումս առկա տեղեկատվության հիման վրա: Բեռի ժամանակային գրաֆիկները մշակվել է՝ օգտագործելով վերջին տասը տարիների բեռ-ջերմաստիճան կախվածությունը և այս ՀՅՏՏԾ-ի շրջանակում մշակված բեռի կանխատեսումը: Հետազոտության նպատակն էր՝ ցույց տալ Էներգահամակարգի աշխատանքի արդյունավետության, արագագործության և միջհամակարգային փոխհոսքերի հիմնական ասպեկտները: 2034 թվականի կարգավարման մոդելավորման արդյունքները այնուհետև օգտագործվել են համակարգի արագագործության վերլուծության համար և հետագայում կօգտագործվեն ցանցի վերլուծության համար:



Սցենար 1
• Բեռի կանխատեսման հիմնական սցենար



Սցենար 2
• Բեռի կանխատեսման լավատեսական սցենար



Սցենար 3
• Բեռի կանխատեսման վատատեսական սցենար

ՑԱՆՑԻ ՄՈՂԵԼՆԵՐԻ ՄՇԱԿՈՒՄ ԵՎ ՑԱՆՑԻ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅՈՒՆ

Ցանցի վերլուծությունը՝ ՀՅՏՏԾ-ի հիմնական և կարևորագույն քայլերից է, քանի որ այդ գործընթացի միջոցով պլանավորողը գնահատում է գոյություն ունեցող ենթակառուցվածքի վիճակը, արդյոք այն պատրաստ է մշտապես ապահովել պահանջարկ/առաջարկ հաշվեկշիռը թե կպահանջվեն որոշակի բարելավման գործողություններ: Ցանցի վերլուծության համար անհրաժեշտ են տվյալներ, որոնք պատրաստվել և վերլուծվել են պահանջարկի կանխատեսման, սցենարների մշակման և արտադրության համապատասխանության վերլուծության ժամանակ: Ցանցի վերլուծության սկզբնական փուլում ստուգվում է ցանցի կայունացված ռեժիմի հաշվարկման մոդելը, այնուհետև՝ կիրառվում են ԷՀՑ կանոններով նախատեսված պլանավորման չափանիշները:

Ցանցի մանրամասն մոդելավորման և վերլուծության համար ընտրվել է երեք սցենար.

1. Բեռի հիմնական սցենար
2. Բեռի լավատեսական սցենար
3. Բեռի վատատեսական սցենար

Առաջարկվող սցենարների ընտրությունը պայմանավորված է նրանով, որ ներառում է բեռի և ՎԷԱ ինտեգրման տարբերակների (և դրանց համադրությունների) ողջամիտ

շրջանակ, որը թույլ է տալիս ճիշտ գնահատել հաղորդման ցանցում ներդրումների տեխնիկական անհրաժեշտությունը և դրանց տնտեսական հիմնավորումները:

Վերոնշյալ գործընթացի առաջին քայլը ներառում է ցանցի կայունացված ռեժիմի հաշվարկման մոդելի գնահատումը, ճշգրտումը և օպտիմալացումը՝ Համակարգի օպերատորին հասանելի մոդելավորման փորձարկված գործիքակազմի միջոցով: Այս գործընթացը որոշիչ նշանակություն ունի, քանի որ թույլ է տալիս մինչև ցանցի բարելավմանը և/կամ ընդլայնմանն ուղղված որևէ լրացուցիչ նախագծման աշխատանք կատարելը ունենալ հստակ պատկերացում՝ ցանցի հիմնական վիճակի վերաբերյալ:

Հայկական Էներգահամակարգի հաղորդման ցանցի ճշգրտված և վավերացված մոդելներն օգտագործվել են կայունացված ռեժիմում ցանցի աշխատանքի վերլուծության և անհրաժեշտ ներդրումները որոշելու նպատակով, ինչպես նաև հաշվարկելու ԿՄ առավելագույն հոսանքները, ինչը, իր հերթին, հնարավորություն է տալիս ստուգելու անջատիչների համապատասխանությունը: Տեխնիկական սահմանափակումները (չերմային հզորությունները՝ կախված արտաքին պայմաններից և լարման շեղումների տիրույթը ցանցի բնականոն և հետվթարային ռեժիմում) հստակ սահմանվել են որպես հիմք՝ ցանցի վերլուծության և պլանավորման համար:

Ցանցի վերլուծությունը հիմնված է ընթացիկ ներդրումային ուղղությունների փաթեթի վրա, որոնք արդեն պլանավորվել էին պլանավորման նախորդ գործընթացում և դրանց որոշ մասը իրականացման փուլում է: Թեև դրանք հաստատվել են ապագայի համար, այս ներդրումային ուղղությունները անհրաժեշտ է վերլուծել ծախսարդյունավետության տեսանկյունից՝ սույն ՀՅՏԾ-ի շրջանակում: Ցանցի վերլուծությունը ցույց է տվել, որ նախանշված այս փաթեթից բացի այլ լրացուցիչ ներդրումների կարիք չկա:

Ցանցի մոդելների կառուցման ալգորիթի ցանցի զարգացման այլընտրանքների հաշվիչի (ՉԱՀ) համար (մաս 2)

Հոսքաբաշխման հաշվարկների արդյունքները և դրանց մեկնաբանությունը վկայում են ցանցի կայունության մասին:

Առաջարկվող ներդրումներն ապահովում են, որպեսզի կայունացված ցանցի աշխատանքի բոլոր սահմանափակումները մինչև 2034 թվականը բավարարվեն: Լարման շեղումները գտնվում են նեղ տիրույթում, ինչը վկայում է ցանցի կայունության մասին:

Այնուամենայնիվ, 400 կՎ լարման նոր հաղորդման գիծը, որի շահագործման արդյունքում կմեծանա դեպի Իրան արտահանվող հզորությունը, N-1-1 իրավիճակում մեկ այլ խնդիր է առաջացնում: 400 կՎ լարման գծերից մեկի նորոգման ժամանակ և մյուսի վթարային անջատման դեպքում 220 կՎ լարման երկու ՕԳ-ները գերբեռնվելու են՝ եթե դեպի Իրանական Էներգահամակարգ արտահանումը գերազանցի այդ գծերով հզորության առավելագույն թույլատրելի մեծությունները: Հայկական Էներգահամակարգում նման իրավիճակ ստեղծվելու դեպքում պետք է դիտարկել դեպի Իրան արտահանման ավտոմատ կրճատման անհրաժեշտությունը՝ խնդիրը լուծելու նպատակով:

Կարճ միացման հոսանքների հաշվարկների արդյունքները չեն բացահայտել որևէ կոնկրետ խնդիր՝ հետագա քննարկման համար:

**ԱՆՀՐԱԺԵՇՏ ԵՎ ԼՐԱՑՈՒՑԻՉ ՆԱԽԱԳԾԵՐԻ ԸՆՏՐՈՒԹՅՈՒՆ ԵՎ ԱՍՓՈՓԻՉ
ԱՂՅՈՒՄԱԿՆԵՐԻ ՊԱՏՐԱՍՏՈՒՄ**

Ցանցի վերլուծության ընթացքում վերլուծվել են մի շարք ռեժիմներ՝ ընտրված զարգացման սցենարների համար: Դիտարկվել և վերահաստատվել է մի շարք նախագծերի անհրաժեշտությունը, որոնք պետք է իրականացվեն՝ որպեսզի Հայաստանի

Հանրապետության հաղորդման ցանցը կարողանա հաղթահարել կանխատեսվող սպառման աճի և ՎԷԱ լայնածավալ ինտեգրման հետ կապված խնդիրները: 2025-2034 թվականների ՀՅՁՏԾ-ում նախագծերի ընտրությունը սահմանափակվել է ընթացիկ ներդրումային ուղղություններով (այսինքն՝ այն նախագծերով, որոնք արդեն պլանավորված է իրականացնել): Դրանց վերլուծությունը ցույց է տվել, որ կապահովվի կայուն և ճկուն ցանց, որն ունակ է հաղթահարել պլանավորման հորիզոնում կանխատեսելի մարտահրավերները: Հետևաբար, ցանցի այս վերլուծության ժամանակ նախագծերի ընտրության և օպտիմալ ժամանակացույցի մշակման համար կիրառվող առաջադեմ մեթոդների անհրաժեշտությունը չկար: Որպես ցանցի վերլուծության ընթացքում իրականացված աշխատանքների շարունակություն՝ կազմվել է աղյուսակ, որտեղ ներկայացված են նախապես սահմանված նախագծերի և դրանց բաղադրիչների ցանկը և ընդհանուր կապիտալ ծախսերը:

ՀՅՁՏԾ-ի եզրափակիչ մասում ներկայացվում է հնարավորինս ճշգրիտ տեղեկատվություն՝ հաղորդման ցանցի ընթացիկ նախագծերի ակնկալվող ծախսերի և իրականացման ժամկետների վերաբերյալ: Նախագծերի ծախսերը գնահատվել են տարրերի մեկ միավորի արժեքով և կարող են ճշգրտվել յուրաքանչյուր նախագծի նախնական կամ մանրամասն հաշվարկների ժամանակ, երբ դրանք պատրաստ լինեն: Ծախսերը գնահատվել են մոտավոր, հատկապես, 400/220 կՎ լարման ենթակայանների և բարձր լարման երկար օդային գծերի մասով, որոնք անցնում են տարբեր անհատական բնութագրեր ունեցող տեղանքներով:

Ստորև բերված աղյուսակում ներկայացված են նախագծերի բաղադրիչները և ընդհանուր կապիտալ ծախսերը:

ԱՌԱՆՁԻՆ ՆԵՐՈՂՈՒՄԱՅԻՆ ԲԱՂԱԴՐԻՉՆԵՐԻ ԿԱՊԻՏԱԼ ԾԱԽՍԵՐԸ և ԸՆԴԱՄԵՆԸ ԿԱՊԻՏԱԼ ԾԱԽՍԵՐԸ																	
Ներդրումային տարի	Նախագիծ	500 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	400 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	400 կՎ երկշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	400 կՎ բջիջներ (մլն ՀՀ դրամ)	400/220 կՎ հաստատուն ծախսեր (մլն ՀՀ դրամ)	400/220 կՎ ավտոտրանսֆորմատոր (մլն ՀՀ դրամ)	220 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	220 կՎ երկշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	220 կՎ բջիջներ (մլն ՀՀ դրամ)	220/110 հաստատուն ծախսեր (մլն ՀՀ դրամ)	220/110 կՎ տրանսֆորմատոր (մլն ՀՀ դրամ)	110 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	110 կՎ երկշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	110 կՎ բջիջներ (մլն ՀՀ դրամ)	Շունտային ռեակտորներ (մլն ՀՀ դրամ)	Ընդամենը կապիտալ ծախսեր (մլն ՀՀ դրամ)
2025	Մասրիկ-1 Նոր ՖՎ Էլեկտրակայանի միացում																0
2025	ՀԱԷԿ-Մարաշ 220 կՎ լարման Նոր գծի միացումը Երևանի ՋԷԿ 220/110 կՎ լարման ենթակայանին								332.1								332.1
2025	ՀԱԷԿ 220/110 կՎ լարման ենթակայանում երկրորդ ավտոտրանսֆորմատորի տեղադրում									102.5		1004.5			73.8		1180.8
2028	Այգ-1 Նոր ՖՎ Էլեկտրակայանի միացում								442.8	410							852.8

ԱՌԱՆՁԻՆ ՆԵՐՐԴՐՈՒՄԱՅԻՆ ԲԱՂԱԴՐԻՉՆԵՐԻ ԿԱՊԻՏԱԼ ԾԱԽՍԵՐԸ և ԸՆԴԱՄԵՆԸ ԿԱՊԻՏԱԼ ԾԱԽՍԵՐԸ																	
Ներդրումային տարի	Նախագիծ	500 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	400 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	400 կՎ երկշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	400 կՎ բջիջներ (մլն ՀՀ դրամ)	400/220 կՎ հաստատուն ծախսեր (մլն ՀՀ դրամ)	400/220 կՎ ավտոտրանսֆորմատոր (մլն ՀՀ դրամ)	220 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	220 կՎ երկշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	220 կՎ բջիջներ (մլն ՀՀ դրամ)	220/110 հաստատուն ծախսեր (մլն ՀՀ դրամ)	220/110 կՎ տրանսֆորմատոր (մլն ՀՀ դրամ)	110 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	110 կՎ երկշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	110 կՎ բջիջներ (մլն ՀՀ դրամ)	Շուկայային ռեսկուրսներ (մլն ՀՀ դրամ)	Ընդամենը կապիտալ ծախսեր (մլն ՀՀ դրամ)
2028	400 կՎ լարման Հայաստան-Իրան միջհամակարգային երկշղթա օդային գծի և 400 կՎ լարման Նորավան ենթակայանի կառուցում			391.14	959.4	17000	2837.2			615						738	61263.6
2028	Բեռի վերաբաշխում Շահումյան-2 և Հաղթանակ 220/110 կՎ լարման ենթակայանների միջև, նոր 110 կՎ լարման միացման գծերի կառուցում													123			123

ԱՌԱՆՁԻՆ ՆԵՐՈՂՈՒՄՅՈՒՆ ԲԱՂԱԴՐԻՉՆԵՐԻ ԿԱՊԻՏԱԼ ԾԱԽՍԵՐԸ և ԸՆԴԱՄԵՆԸ ԿԱՊԻՏԱԼ ԾԱԽՍԵՐԸ																	
Ներդրումային տարի	Նախագիծ	500 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	400 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	400 կՎ երկշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	400 կՎ բջիջներ (մլն ՀՀ դրամ)	400/220 կՎ հաստատուն ծախսեր (մլն ՀՀ դրամ)	400/220 կՎ ավտոտրանսֆորմատոր (մլն ՀՀ դրամ)	220 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	220 կՎ երկշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	220 կՎ բջիջներ (մլն ՀՀ դրամ)	220/110 հաստատուն ծախսեր (մլն ՀՀ դրամ)	220/110 կՎ տրանսֆորմատոր (մլն ՀՀ դրամ)	110 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	110 կՎ երկշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	110 կՎ բջիջներ (մլն ՀՀ դրամ)	Շուկային ռեակտորներ (մլն ՀՀ դրամ)	Ընդամենը կապիտալ ծախսեր (մլն ՀՀ դրամ)
2028	400 կՎ լարման հատող գծի երկարացում Նորավան 400/220 կՎ լարման ենթակայանից մինչև կանխատեսվող Դդմաշեն 400/220 կՎ լարման ենթակայանի տեղակայման վայրը, որպես երկշղթա գիծ, այնուհետև որպես միաշղթա գիծ՝ մինչև Հայաստան-Վրաստան միջսահմանային գծի վրա Նախատեսվող ԲԼՀՀ փոխակերպիչ կայանը, այսինքն՝ մինչև Նախատեսվող Այրում 500/400/220 կՎ լարման կայանի տեղակայման վայրը, և ԲԼՀՀ փոխակերպիչ կայանի ու Վրաստանի միջև նոր 500 կՎ լարման գծի կառուցում	1246.4	12988.8	40362.17	959.4											1845	57401.77

ԱՌԱՋԻՆ ՆԵՐՂՈՒՄԱՅԻՆ ԲԱՂԱԴՐԻՉՆԵՐԻ ԿԱՊԻՏԱԼ ԾԱԽՍԵՐԸ և ԸՆԴԱՄԵՆԸ ԿԱՊԻՏԱԼ ԾԱԽՍԵՐԸ																	
Ներդրումային տարի	Նախագիծ	500 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	400 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	400 կՎ երկշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	400 կՎ բջիջներ (մլն ՀՀ դրամ)	400/220 կՎ հաստատուն ծախսեր (մլն ՀՀ դրամ)	400/220 կՎ ավտոտրանսֆորմատոր (մլն ՀՀ դրամ)	220 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	220 կՎ երկշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	220 կՎ բջիջներ (մլն ՀՀ դրամ)	220/110 հաստատուն ծախսեր (մլն ՀՀ դրամ)	220/110 կՎ տրանսֆորմատոր (մլն ՀՀ դրամ)	110 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	110 կՎ երկշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	110 կՎ բջիջներ (մլն ՀՀ դրամ)	Շունտային ռեակտորներ (մլն ՀՀ դրամ)	Ընդամենը կապիտալ ծախսեր (մլն ՀՀ դրամ)
2028	Նոր Դիմաշեն 400/220 կՎ լարման ենթակայանի կառուցում՝ երկու 500 ՄՎԱ հզորության ավտոտրանսֆորմատորներով				319.8	8500	4452.6		1073.79	717.5							15063.69
2028	Այրում 500/400/220 կՎ լարման նոր ենթակայանի կառուցում մեկ 300 ՄՎԱ հզորության 400/220/10 կՎ լարման ավտոտրանսֆորմատորով				319.8	8500	1529.3			205							10554.1
2028	ԲԼՀՀ փոխակերպիչ կայանի կառուցում																36900

ԱՌԱՆՁԻՆ ՆԵՐՂՈՒՄԱՅԻՆ ԲԱՂԱԴՐԻՉՆԵՐԻ ԿԱՊԻՏԱԼ ԾԱԽՍԵՐԸ և ԸՆԴԱՄԵՆԸ ԿԱՊԻՏԱԼ ԾԱԽՍԵՐԸ																	
Ներդրումային տարի	Նախագիծ	500 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	400 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	400 կՎ երկշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	400 կՎ բջիջներ (մլն ՀՀ դրամ)	400/220 կՎ հաստատուն ծախսեր (մլն ՀՀ դրամ)	400/220 կՎ ավտոտրանսֆորմատոր (մլն ՀՀ դրամ)	220 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	220 կՎ երկշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	220 կՎ բջիջներ (մլն ՀՀ դրամ)	220/110 հաստատուն ծախսեր (մլն ՀՀ դրամ)	220/110 կՎ տրանսֆորմատոր (մլն ՀՀ դրամ)	110 կՎ միաշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	110 կՎ երկշղթա գիծ (մլն ՀՀ դրամ)	110 կՎ բջիջներ (մլն ՀՀ դրամ)	Շունտային ռեակտորներ (մլն ՀՀ դրամ)	Ընդամենը կապիտալ ծախսեր (մլն ՀՀ դրամ)
2028	220/110 կՎ լարման Քաջարան ԵԿ-ի կառուցում 125 ՄՎԱ հզորությամբ երկու ավտոտրանսֆորմատորների տեղակայմամբ: ԵԿ-ի միացումը Մեղրի-1 220 կՎ լարման ՕԳ-ին «մուտք-ելք» սխեմայով:																

Ուսումնասիրության արդյունքում ցանցի ուժեղացմանն ուղղված նախագծերի համապատասխան օգուտները գնահատվել են՝ կորուստների կրճատման արդյունքների և դրանց դրամայնացման հիման վրա: Նախագծի իրականացումից հետո տարեկան օգուտների և տարեկան ծախսերի համեմատությունը թույլ է տալիս գնահատել ծրագրի շահութաբերությունը միայն կորուստների տեսանկյունից: Այդ համեմատության արդյունքում պարզվել է, որ մեկ նախագիծ չափազանց շահավետ է, իսկ մյուսները, թեև գրավիչ չեն ծախսերի և օգուտների վերլուծության տեսանկյունից, համարվում են անհրաժեշտ, քանի որ դրանք պահանջված են ցանցի շահագործման հետ կապված տարբեր խնդիրներ լուծելու համար:

Նախագծերի իրականացման ժամանակացույցը շատ կարևոր է: Քանի որ այս ՀՅԶՏԾ-ն ներառում է միայն ընթացիկ ներդրումային ուղղությունները (նախագծեր, որոնք արդեն մեկնարկել են կամ հաստատված են իրականացման համար), որոշ կանխատեսումներ էլ արվել են՝ նախագծերի իրականացման և նախատեսված ավարտի ժամկետների վերաբերյալ առկա տեղեկատվության հիման վրա:

1. Մասրիկ-1 Նոր ՖՎ էլեկտրակայանի կառուցման աշխատանքները ավարտված են:
2. «ՀԱԷԿ-Մարաշ 220 կՎ լարման Նոր գծի միացումը Երևան ԶԷԿ 220/110 կՎ լարման ենթակայանին» նախագծի՝ հողանցման իրավունքի տրամադրման և հողի գնման փուլը հնարավոր կլինի ավարտել 2025 թվականին: Դրան զուգահեռ պետք է սկսել նախագծման և մրցույթի փուլը՝ 2025 թվականի վերջնաժամկետին հասցնելու համար:
3. Նոր ՎԷԱ էլեկտրակայանների միացմանն ուղղված նախագծերը կհամապատասխանեցվեն միացման ընթացակարգ անցնելու պահանջին:
4. «400 կՎ լարման Հայաստան-Իրան միջհամակարգային երկշղթա օդային գծի և 400 կՎ լարման Նորավան ենթակայանի կառուցում» նախագիծը կառուցման փուլում է:
5. «Բեռնի վերաբաշխում Շահումյան-2 և Հաղթանակ 220/110 կՎ լարման ենթակայանների միջև, Նոր 110 կՎ լարման միացման գծերի կառուցում» նախագծի իրականացումը բարդ է, ինչը պայմանավորված է նախատեսվող երթուղու կառուցման առանձնահատկություններով, բայց նաև շատ կարևոր: Հողանցման իրավունքի ձեռքբերման և հողի գնման փուլը բավականին զգայուն գործընթաց է ու լավ կլինի այն սկսել և ավարտել հնարավորինս շուտ:
6. «400 կՎ լարման հատող գծի երկարացում Նորավան 400/220 կՎ լարման ենթակայանից մինչև կանխատեսվող Դրմաշեն 400/220 կՎ լարման ենթակայանի տեղակայման վայրը, այնուհետև մինչև Հայաստան-Վրաստան միջսահմանային գծի վրա նախատեսվող ԲԼՀՀ փոխակերպիչ կայանը» նախագիծը պետք է մանրակրկիտ պլանավորել, բաժանել ենթածրագրերի և կատարել փուլերով: Ներկայացված ժամանակացույցում փորձ է արվում ընդգծել այս փաստը:

Հետևյալ նկարը ներկայացնում է նախագծերի իրականացման ժամանակացույցը, որը հետագայում ճշգրտվելու է այն նախագծերի համար, որոնց դիտարկումը կշարունակվի ՀՅԶՏԾ-ի հետագա թարմացումների ժամանակ:

Նախագծերի իրականացման ժամանակացույց																
Տարի	2025				2026				2027				2028			
Եռամսյակ (Ե)	Ե1	Ե2	Ե3	Ե4	Ե1	Ե2	Ե3	Ե4	Ե1	Ե2	Ե3	Ե4	Ե1	Ե2	Ե3	Ե4
Նախագիծ																
ՀԱԷԿ-Մարաշ 220 կՎ լարման Նոր գծի միացումը Երևան ՋԷԿ 220/110 կՎ լարման ենթակայանին																
Այգ-1 Նոր ՖՎ էլեկտրակայանի միացում																
ՀԱԷԿ 220/110 կՎ լարման ենթակայանում երկրորդ 220/110/35 կՎ 200 ՄՎԱ ավտոտրանսֆորմատորի տեղադրում																
400 կՎ լարման Հայաստան-Իրան միջհամակարգային երկշղթա օդային գծի և 400 կՎ լարման Նորավան ենթակայանի կառուցում																
Բեռի վերաբաշխում Շահումյան-2 և Հաղթանակ 220/110 կՎ լարման ենթակայանների միջև, Նոր 110 կՎ լարման միացման գծերի կառուցում																

400 կՎ լարման հատող գծի երկարացում Նորավան 400/220 կՎ լարման ենթակայանից մինչև կանխատեսվող Դդմաշեն 400/220 կՎ լարման ենթակայանի տեղակայման վայրը, որպես երկշղթա գիծ, այնուհետև որպես միաշղթա գիծ՝ մինչև Հայաստան-Վրաստան միջսահմանային գծի վրա նախատեսվող ԲԼՀՀ փոխակերպիչ կայանը, այսինքն՝ մինչև նախատեսվող Այրում 500/400/220 կՎ լարման կայանի տեղակայման վայրը, և ԲԼՀՀ փոխակերպիչ կայանի ու Վրաստանի միջև Նոր 500 կՎ լարման գծի կառուցում																
Նոր Դդմաշեն 400/220 կՎ լարման ենթակայանի կառուցում՝ երկու 500 ՄՎԱ հզորության ավտոտրանսֆորմատորներով																
Այրում 500/400/220 կՎ լարման Նոր ենթակայանի կառուցում մեկ 300 ՄՎԱ հզորության 400/220/10 կՎ լարման ավտոտրանսֆորմատորով																
ԲԼՀՀ փոխակերպիչ կայանի կառուցում																
220/110 կՎ լարման Զաջարան ԵԿ-ի կառուցում 125 ՄՎԱ հզորությամբ երկու ավտոտրանսֆորմատորների տեղակայմամբ: ԵԿ-ի միացումը Մեղրի-1 220 կՎ լարման ՕԳ-ին «մուտք-ելք» սխեմայով:																



Հողի անցման իրավունքի տրամադրման և հողի գնման փուլ

Կառուցման, նախագծման թույլտվությունների և մրցույթի փուլ

Կառուցման փուլ

1. ՆԵՐԱԾՈՒԹՅՈՒՆ

1.1. ՀՅՁՏԾ-Ի ՄՇԱԿՄԱՆ ՀԵՏ ԿԱՊԿԱԾ ԲԱՂԱՔԱԿԱՆՈՒԹՅՈՒՆԸ ԵՎ ՕՐԵՆՍԴՐԱԿԱՆ ՇՐՋԱՆԱԿԸ

Հայաստանի Հանրապետության (ՀՀ) Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի հաղորդման ցանցի զարգացման տասնամյա ծրագրի (ՀՅՁՏԾ) մշակման հիմքում դրված էներգետիկ քաղաքականությունը, ինչպես նաև օրենսդրական և կարգավորման դաշտը ներառում են չորս փաստաթուղթ. «Հայաստանի Հանրապետության Էներգետիկայի բնագավառի զարգացման ռազմավարական ծրագիր (մինչև 2040 թվականը)» (այսուհետ՝ Ռազմավարական ծրագիր, հղում [1]), որին կից ներկայացված է «Հայաստանի Հանրապետության Էներգետիկայի բնագավառի զարգացման ռազմավարական ծրագրի (մինչև 2040 թվականը) իրագործումն ապահովող ծրագիր-ժամանակացույցը» (այսուհետ՝ Ծրագիր-ժամանակացույց, հղում [2]), «Հայաստանի Հանրապետության Էներգետիկայի մասին օրենք» (այսուհետ՝ Էներգետիկայի մասին օրենք, հղում [3]) և «Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի հաղորդման ցանցային կանոններ» (այսուհետ՝ ԷՀՑ կանոններ, հղում [4]): Բոլոր չորս փաստաթղթերը ընդունվել են ՀՀ կառավարության և Հանրային ծառայությունները կարգավորող հանձնաժողովի (ՀԾԿՀ) կողմից՝ ազատ, մրցակցային և ոչ խտրական էներգետիկ շուկա զարգացնելու և էներգետիկ անկախությունն ապահովելու հստակ մտադրությամբ:

Հայաստանի Հանրապետության Էներգետիկայի բնագավառի հետագա զարգացման վերաբերյալ քաղաքական ռազմավարական որոշումները ընդունվել են Ռազմավարական ծրագրի շրջանակներում [1]: Սույն հաշվետվության շրջանակում հաշվի է առնվել Էներգետիկայի բնագավառի զարգացման՝ ՀՀ կառավարության տեսլականը, ըստ որի բնագավառը պետք է համապատասխանի ստորև բերված ութ բնութագրերին.

1. Ազատ, մրցունակ և ոչ խտրական,
2. Ներառական և դիվերսիֆիկացված, էներգետիկ անկախության բարձր մակարդակով,
3. Մաքուր և էներգախնայող՝ կայուն զարգացող,
4. Տարածաշրջանային նշանակության,
5. Հոլսալի և անվտանգ,
6. Թվայնացված և ինովացիոն, գիտելիքահենք, բարձր տեխնոլոգիատար,
7. Կանխատեսելի և թափանցիկ,
8. Հասանելի և արդարացի բոլորի, բավարար չափով մատչելի խոցելի խավի, ինչպես նաև գրավիչ՝ ներդրողների համար:

Վերը նշված բնութագրերին օպտիմալ կերպով հասնելու համար սահմանվել են Էներգետիկայի բնագավառի զարգացման հիմնական առաջնահերթությունները, որոնք նկարագրված են [1]-ում.

1. Վերականգնվող էներգիայի ներուժի առավելագույն օգտագործում (վերաբերում է վերը նշված 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8 բնութագրերին),
2. Էներգախնայողության ներուժի հնարավորինս իրացում (վերաբերում է վերը նշված 1, 2, 3, 6, 8 բնութագրերին),
3. ՀԱԷԿ-ի 2-րդ էներգաբլոկի շահագործման նախագծային ժամկետի երկարաձգում (վերաբերում է վերը նշված 2, 3, 4, 5, 6, 8 բնութագրերին),
4. Հյուսիս-հարավ տարանցիկ միջանցքի կառուցման ծրագիր (վերաբերում է վերը նշված 4, 5, 6 բնութագրերին),
5. Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի աստիճանական ազատականացում (վերաբերում է վերը նշված 1 - 8 բնութագրերին):

Հաշվի առնելով վերոհիշյալ առաջնահերթությունները, Ռազմավարական ծրագիրը [1] անդրադառնում է հետևյալ հիմնական ոլորտներին.

- Էլեկտրաէներգիա արտադրող հզորությունների զարգացում,
- Բարձրավոլտ էլեկտրահաղորդման ցանցի զարգացում,
- Բաշխման էլեկտրական ցանցի զարգացում,
- Էլեկտրաէներգետիկական շուկա,
- Տարածաշրջանային էներգետիկ համագործակցություն,
- Ջերմամատակարարում,
- Գազամատակարարում,
- Էներգախնայողություն,
- Տեղեկատվական տեխնոլոգիաների զարգացում՝ էներգետիկայի բնագավառին (հատկապես էլեկտրաէներգետիկական շուկային) աջակցություն ապահովելու նպատակով,
- Գիտահետազոտական հաստատությունների գործունեությանը աջակցում, որոնք կարող են օժանդակել էլեկտրական էներգիայի և ատոմային էներգիայի բնագավառների զարգացմանը,
- Պետական էներգաընկերությունների կառավարում:

Որպես առաջնահերթություն Ռազմավարական ծրագիրը նախատեսում է իրավական հիմքերի ստեղծում, որոնք իրենց հերթին, կկարգավորեն ազատականացման գործընթացը: Հատկապես սա վերաբերում է էներգետիկայի մասին օրենքին, որը բարենպաստ պայմաններ պետք է ստեղծի ազատ, մրցակցային և ոչ խտրական էլեկտրաէներգետիկական շուկայի գործունեության համար և միևնույն ժամանակ ապահովի էներգամատակարարման անվտանգությունն ու խոցելի սպառողների շահերի պաշտպանությունը: Էներգետիկայի մասին օրենքի միջոցով քաղաքականության շրջանակը վերածվում է օրենսդրական շրջանակի, որն էլ մանրամասնորեն կարգավորում

Է գործունեության տեսակները Էներգետիկայի բնագավառում, նկատի ունենալով շուկայի ազատականացմամբ պայմանավորված հայեցակարգի փոփոխությունը:

Նախապատրաստելով պրակտիկ իրագործման համար անհրաժեշտ հիմքեր, Ռազմավարական ծրագիրը սահմանում է առաջնահերթության կարգով կատարվելիք միջոցառումները, գործողությունները և ծրագրերը: Էներգետիկայի ոլորտի ենթաօլորտներում կազմակերպվող միջոցառումները, գործողությունները և ծրագրերը մանրամասն ներկայացված են Ռազմավարական ծրագրի անբաժանելի մաս կազմող Ծրագիր – Ժամանակացույցում: ՀՀԶՏԾ-ի հետ կապված Ծրագիր – Ժամանակացույցի միջոցառումները, գործողությունները և ծրագրերը քննարկվում են այս հաշվետվության Գլուխ 1.2-ում:

Պետք է նշել, որ Ծրագիր-Ժամանակացույցում [աղյուսակների տեսքով ներկայացված են Ռազմավարական ծրագրով նախատեսված միջոցառումները, գործողությունները և ծրագրերը, յուրաքանչյուր միջոցառման, գործողության կամ ծրագրի ակնկալվող արդյունքները, քանակական ազդեցությունը՝ սահմանված առաջնահերթությունների իրականացման առումով, միջոցառումների, գործողությունների և ծրագրերի համար պատասխանատու մարմինները և նրանց հետ գործակցող համակատարողները, կատարման վերջնաժամկետները, ծախսերը և ֆինանսավորման աղբյուրները: Նման կառուցվածքով ներկայացված տեղեկատվության օգտագործումը ՀՀԶՏԾ-ի մշակման ժամանակ նույնպես նկարագրված է Գլուխ 1.2-ում:

Էներգետիկայի մասին օրենքը ծառայում է Էներգետիկայի ոլորտում Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի մասնակիցների միջև հարաբերությունների վերակազմակերպման նպատակին, հաշվի առնելով Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի և Էլեկտրական Էներգիայի առևտրի աստիճանական ազատականացումը: Այդ օրենքը կարգավորում է պետական մարմինների, օրենքով գործող Էներգետիկայի ոլորտի սուբյեկտների և Հայաստանի Հանրապետությունում Էլեկտրաէներգիայի կամ ջերմային Էներգիայի և բնական գազի սպառողների հարաբերությունները: Այն արտացոլում է Էներգետիկայի բնագավառի նախանշված քաղաքականության նպատակները և սահմանում դրանց իրականացումը կարգավորող շրջանակը:

Էներգետիկ քաղաքականության հիմնական նպատակներից բացի Էներգետիկայի մասին օրենքը ընդգծում է, որ Հայաստանի Հանրապետությունը նպատակ ունի պահպանելու ատոմային Էներգիայի օգտագործման առանցքային դերը՝ կատարելով միջուկային անվտանգության և շրջակա միջավայրի պաշտպանության ոլորտում ընդունված միջազգային և ներքին կանոնակարգերի պահանջները:

Էներգետիկայի մասին օրենքն առանձին բաժիններում դիտարկում է նաև հետևյալ ոլորտները.

- Կարգավորումը Էներգետիկայի բնագավառում,
- Սակագների ձևավորման գործընթացը,
- Էներգետիկայի բնագավառի տնտեսվարող սուբյեկտների գործունեության լիցենզավորման գործընթացը,
- Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի կարգավորումը,
- Էլեկտրաէներգիայի միջպետական առևտրի և տարանցման կարգավորումը,

- Էներգետիկայի բնագավառում գործունեության լիցենզիա ունեցող անձանց պատասխանատվությունը,
- Սպառողների Էներգամատակարարման ապահովման երաշխիքները,
- Էներգիայի արտադրությունը սեփական կարիքների համար,
- Միջազգային պայմանագրերի նորմերի և օրենքների անցումային դրույթների կատարման գործընթացը:

Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի օպերատորը (ԷԷՅՕ) սույն օրենքի Հոդված 37-ի համաձայն լիազորվում և պարտավորվում է պատրաստել հաղորդման ցանցի զարգացման ծրագիրը: Նույն Հոդվածի երկրորդ պարբերությունը սահմանում է, որ ԷԷՅՕ-ի լիցենզիա ունեցող անձը պարտավոր է մշակել Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի ԷՀՑ կանոնները, համակարգի հուսալիության և անվտանգության ցուցանիշները և ներկայացնել դրանք ՀԾԿՀ-ի հաստատմանը: Հոդված 39.6-ում սահմանվում է, որ Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի ցանցային կանոնները ներառում են ԷՀՑ կանոնները և բաշխման ցանցային կանոնները: ԷՀՑ կանոններում սահմանվում է հետևյալը.

- Էլեկտրահաղորդման ցանցի զարգացման պլանավորումը,
- Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի օպերատիվ կառավարումը,
- Կարճաժամկետ պլանավորումը և կարգավարումը Էլեկտրաէներգետիկական համակարգում,
- Նոր հզորությունների միացումը Էլեկտրահաղորդման ցանցին,
- Էլեկտրաէներգետիկական համակարգում Էլեկտրաէներգիայի հաշվառման համալիրներին ներկայացվող պահանջները,
- Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի արդյունավետ գործունեության համար անհրաժեշտ կանոնները և ընթացակարգերը:

Էներգետիկայի մասին օրենքի Հոդված 40-ի կետ 1-ի համաձայն՝ ՀԾԿՀ-ն Էլեկտրաէներգիայի միջպետական առևտրի խթանման և տարանցման ապահովման նպատակով լիազորվում է մշտապես կատարելագործել Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի կառուցվածքը և կանոնները և համագործակցել այլ երկրների հետ: Բաժին 1.3-ում, հակիրճ քննարկվում է օրենքի ազդեցությունը ՀՅԶՏԾ-ի նախագծի մշակման վրա:

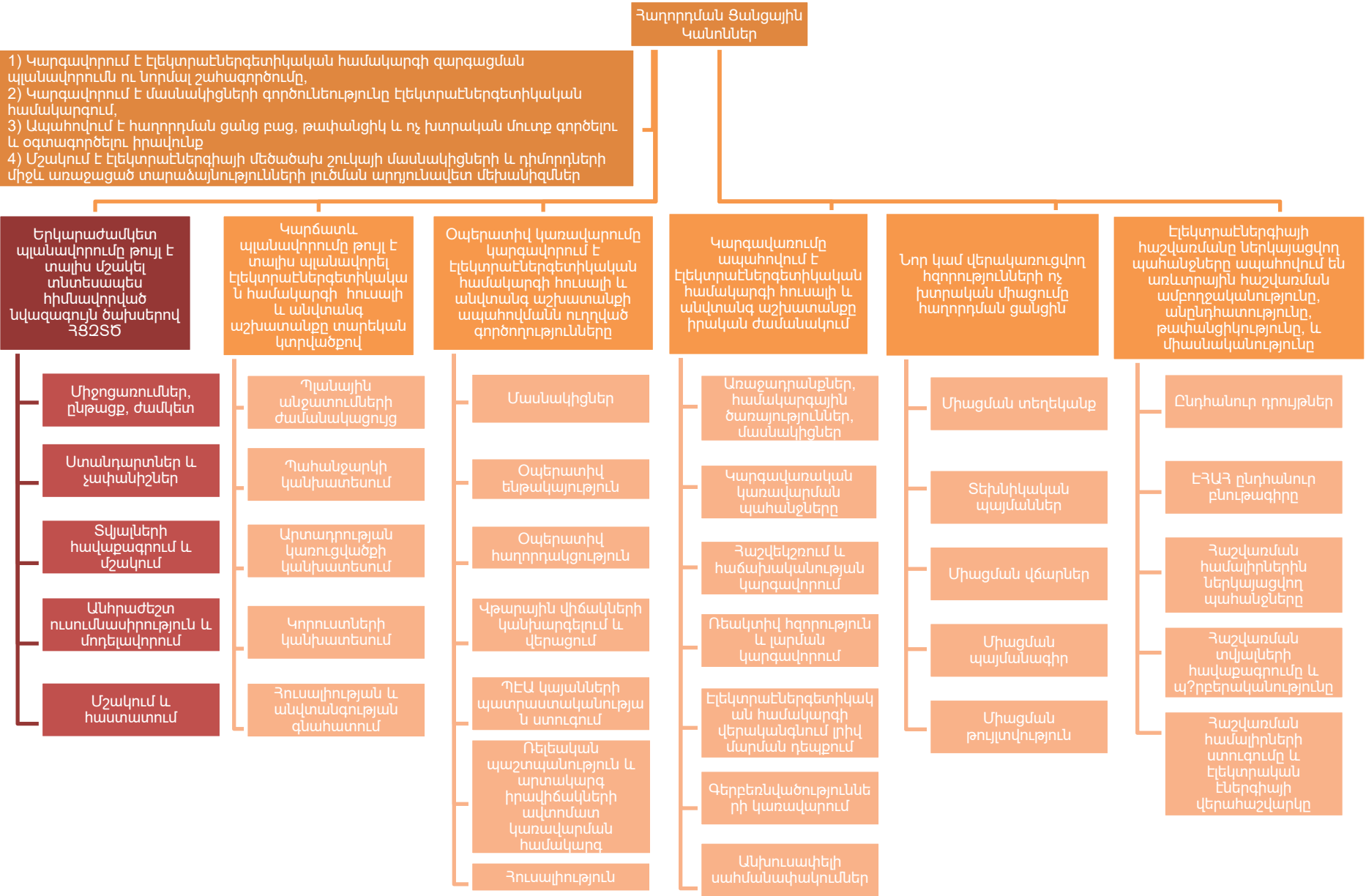
Օրենքով սահմանված պարտավորությունը՝ մշակել Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի ԷՀՑ կանոնները, ինչպես նաև համակարգի հուսալիության և անվտանգության ցուցանիշները, և դրանք ներկայացնել Հանձնաժողովի հաստատմանը, կատարվել է ԷՀՑ կանոնների [4] ընդունմամբ՝ 2019 թվականին:

Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի պլանավորման և շահագործման հիմնական խնդիրների առումով ԷՀՑ կանոնները.

- 1) Կանոնակարգում են Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի զարգացման պլանավորումն ու բնականոն շահագործումը,

- 2) Կանոնակարգում են մասնակիցների գործառույթները Էլեկտրաէներգետիկական համակարգում,
- 3) Ապահովում են հաղորդման ցանց բաց, թափանցիկ և ոչ խտրական մուտքի և օգտագործելու իրավունքը,
- 4) Սահմանում են Էլեկտրաէներգիայի մեծածախ շուկայի մասնակիցների և դիմորդների միջև առաջացած տարաձայնությունների լուծման արդյունավետ մեխանիզմներ:

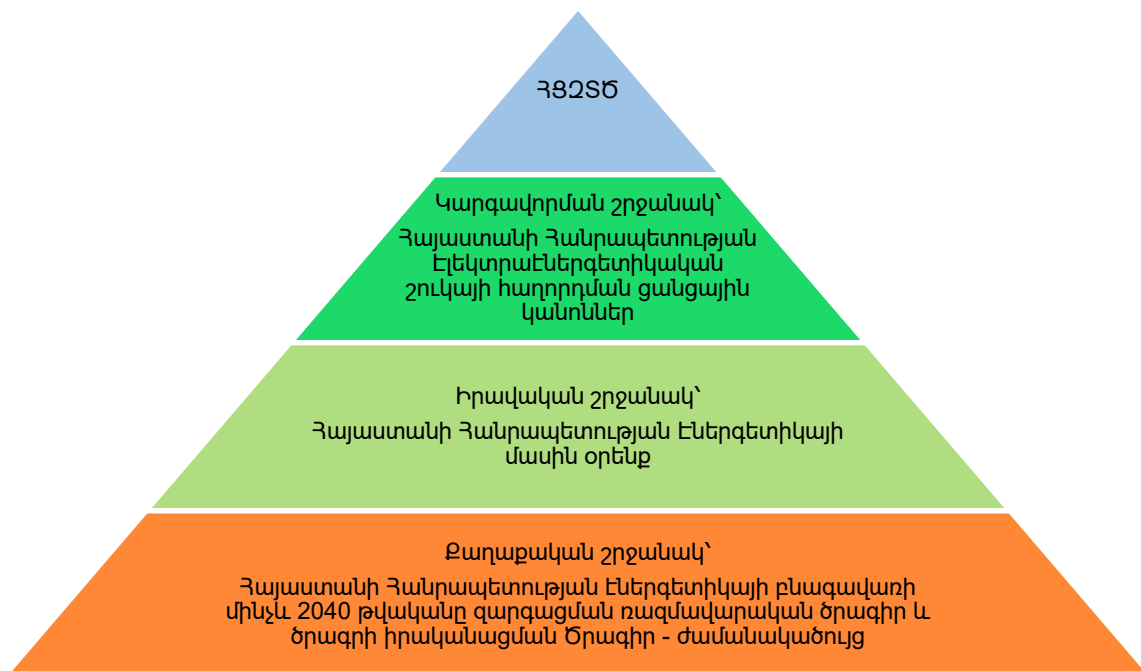
ԷՀՑ կանոններում վերոհիշյալ առաջադրանքների կատարումը կազմակերպված է վեց տիրույթում իրականացվող գործողությունների միջոցով, ինչպես պատկերված է ստորև բերված Նկար 1-ում.



Նկար 1. ԷՀՑ կանոններ, առաջադրանքներ և կառուցվածք.

Էներգետիկայի մասին օրենքի Յոդված 37-ի և ԷՅՑ կանոնների կետ 20-ի համաձայն, Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի օպերատորի լիցենզիա ունեցող անձը, պարտավոր է մշակել տնտեսապես հիմնավորված նվազագույն ծախսերով ՅՑՏՏԾ՝ Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի հուսալի և անվտանգ աշխատանքի ապահովման պայմանով: ԷՅՑ կանոններով սահմանված պարտավորությունները քննարկվում են սույն Հաշվետվության Գլուխ 1.4 -ում:

Ստորև բերված Նկար 2-ը ամփոփում է քաղաքականության շրջանակները սահմանող փաստաթղթերի և համապատասխան օրենսդրական և ենթաօրենսդրական ակտերի ազդեցությունը ՅՑՏՏԾ-ի մշակման գործընթացի վրա, ինչպես ներկայացված է այս բաժնում:



Նկար 2. ՅՑՏՏԾ-ի մշակման համար անհրաժեշտ իրավական շրջանակները և ազդեցության հիերարխիան

1.2. ՈԱԶՄԱՎԱՐԱԿԱՆ ԾՐԱԳՐԻ ՊԱՅԱՆՁՆԵՐԸ ՅՑՏՏԾ-Ի ՄՇԱԿՄԱՆ ՆԿԱՏԱՄԱՐԲ

Ռազմավարական ծրագիրը մի շարք միջոցառումներ, գործողություններ և նախագծեր է մատնանշում, որոնց կատարումը կապահովի Գլուխ 1.1 -ում նշված առաջնահերթությունների իրականացումը: Ակնհայտ է, որ ՅՑՏՏԾ-ն պետք է առաջին հերթին հաշվի առնի «Բարձրավոլտ Էլեկտրահաղորդման ցանցի զարգացում» բաժնում նախատեսված միջոցառումները, գործողությունները և ծրագրերը: Սակայն «Էլեկտրաէներգիա արտադրող հզորությունների զարգացում», «Էլեկտրաէներգետիկական շուկա», «Տարածաշրջանային Էներգետիկ համագործակցություն» և ավելի նվազ ծավալով՝ «Բաշխման Էլեկտրական ցանցի զարգացում» բաժիններում նշված միջոցառումները, գործողությունները և ծրագրերը նույնպես ազդում են ծրագրի մշակման վրա:

Ռազմավարական ծրագիրը ստեղծվել է Հայաստանի Հանրապետության զարգացման վերաբերյալ որոշակի կանխատեսումների հիման վրա, որոնք են՝ բնակչության աճի միտումները, Համախառն ներքին արդյունքի (ՀՆԱ) աճի և դրա

բաղադրիչների փոփոխությունները, որոշ էներգետիկ աղբյուրների հետագա օգտագործման եղանակները և այդ կանխատեսումների հետ կապված երկարաժամկետ միջազգային կարգավորումները: Քանի որ այս փաստաթուղթը համեմատաբար նոր է, դրանում օգտագործված կանխատեսումները հաշվի կառնվեն ՀՅԶՏԾ սցենարների պատրաստման փուլում:

Ռազմավարական ծրագրի «Բարձրավելու էլեկտրահաղորդման ցանցի զարգացում» բաժինը ներառում է հետևյալ նախագծերը.

1. 400 կՎ լարման երկշղթա էլեկտրահաղորդման օդային գծի կառուցման նախագծի իրականացում.

ա) 400 կՎ լարման Հայաստան-Իրան միջհամակարգային երկշղթա էլեկտրահաղորդման օդային գծի և համապատասխան ենթակայանի նախագծման, մշակման, ձեռքբերման, մատակարարման և շինարարության պայմանագրի ժամկետը երկարաձգվել է մինչև 2027 թվականի ավարտը,

բ) «Նորավան» 400 կՎ լարման ենթակայանի կառուցում:

2) Կովկասյան էլեկտրահաղորդման ցանց (Հայաստան-Վրաստան հաղորդման գիծ/ենթակայաններ).

ա) «Դմաշեն» ենթակայանի կառուցման աշխատանքների ավարտը նախատեսվում է 2027 թվականին,

բ) Հաղորդման գծերի կառուցում,

գ) Բարձր լարման հաստատուն հոսանքի փոխակերպիչ կայանի կառուցում,

դ) «Այրում» ենթակայանի կառուցման աշխատանքների ավարտը նախատեսվում է 2027 թվականին:

Ստորև բերված հաղորդման ցանցի նախագծերը նույնպես Ռազմավարական ծրագրի մաս են կազմում, սակայն այդ նախագծերի իրականացումից առաջ Ծրագիրն ինքնին պետք է գնահատվի.

1) 220/110/10 կՎ լարման «Շահումյան-2» ենթակայանի վերակառուցման աշխատանքների ավարտը նախատեսվում է 2027 թվականին,

2) 220/110/10 կՎ լարման «Մարաշ» ենթակայանի վերակառուցման աշխատանքների ավարտը նախատեսվում է 2027 թվականին,

3) 220/110/35 կՎ լարման «Եղեգնաձոր» ենթակայանի վերակառուցման աշխատանքների ավարտը նախատեսվում է 2027 թվականին:

Այս բոլոր ծրագրերը դիտարկվում են որպես ելակետային տեղեկատվություն ՀՅԶՏԾ-ի մշակման համար:

«Էլեկտրաէներգիա արտադրող հզորությունների զարգացման» բաժնում նախատեսված ծրագրերի իրականացման հետ կապված կան որոշակի անորոշություններ: Սա, առաջին հերթին, վերաբերում է 2026 թվականից հետո ատոմային էներգետիկ հզորությունների կանխատեսելի զարգացմանը: Գործող

ատոմակայանի փոխարեն նույն տեղում նոր ատոմակայան կառուցելու, գործող ատոմակայանը վերակառուցելու կամ դրա շահագործումը դադարեցնելու այլընտրանքային տարբերակները մեծապես ազդում են հաղորդման ցանցի հետագա զարգացման վրա: Այս երեք տարբերակներից ցանկացած մեկի ընտրությունը պահանջում է ՀՅԶՏԾ-ի շրջանակներում մշակել տարբեր սցենարներ:

Որոշ ծրագրեր միանշանակ նախատեսված են ՀՅԶՏԾ-ի շրջանակներում, և պետք է հաշվի առնվեն Էլեկտրաէներգիայի արտադրության համապատասխանության (Էներգահամակարգի հաշվեկշիռի) վերլուծությունում, հատկապես հաղորդման ցանցի վրա դրանց ազդեցությունների վերլուծության առումով: Ստորև բերված ոչ սպառիչ ցանկը ցույց է տալիս ՎԷԱ-ների ինտեգրումը Հայկական Էներգահամակարգում:

- 1) Մասրիկ -1, 55 ՄՎտ դրվածքային հզորությամբ արևային Էլեկտրակայանի (ԱրԷԿ) կառուցում,
- 2) Այգ-1 200 ՄՎտ դրվածքային հզորությամբ ԱրԷԿ-ի կառուցում,
- 3) Ինքնավար արևային կայանների (ԻԷԱ) կառուցում, որոնց ընդհանուր դրվածքային հզորությունը պետք է հասցնել մինչև 400 ՄՎտ և ավելի,

«Էլեկտրաէներգետիկական շուկա» բաժնում թվարկված ծրագրերը կարգավորող բնույթ են կրում և ուղղված են շուկայի ազատականացման գործընթացի խթանմանը և Էլեկտրաէներգիայի առևտրի բարելավմանը: Դրանց ազդեցությունը ՀՅԶՏԾ-ի վրա հաշվի է առնվում շուկայի մոդելավորման ժամանակ և օգտագործվում է Էլեկտրաէներգիայի արտադրության համապատասխանության և առկա պաշարների տնտեսական կարգավարման գնահատման համար: Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի մոդելը, ինչպես այն ներկայացված է ՀՅԶՏԾ-ի պլանավորման ժամանակահատվածում, ազդում է արտադրության համապատասխանության մոդելում կիրառվող սահմանափակումների ընտրության վրա: Նույն կերպ, շուկայի մոդելը ազդում է առանձին ժամային բեռի ծածկման համար օպտիմալ Էլեկտրակայանի և դրա արտադրության ծավալների ընտրության վրա (միասին կոչվում է կայանի պարտավորությունը) պլանավորված ժամանակահատվածում:

«Տարածաշրջանային Էներգետիկ համագործակցության» բաժնում դիտարկվող ծրագրերը կապված են Էլեկտրաէներգիայի տարածաշրջանային շուկայի ստեղծման և հարևան երկրների հետ երկկողմ հարաբերությունների հաստատման հետ, ներառյալ՝ գազի և Էլեկտրաէներգիայի փոխանակման ոլորտում: Այս ծրագրերի ազդեցությունը ՀՅԶՏԾ-ի վրա նման է «Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի» բաժնում առկա ծրագրերի ազդեցությանը: Հետևաբար, դրանք պետք է հաշվի առնել սահմանափակումների ընտրության և մոդելների օպտիմալացման ժամանակ՝ Էլեկտրաէներգիայի արտադրության հաշվեկշիռը գնահատելիս:

«Բաշխման Էլեկտրական ցանցի զարգացում» բաժնում դիտարկվող ծրագրերը և առաջին հերթին ՀՅԶՏԾ-ի բաշխման ցանցի ծրագրերը կարող են ազդել հաղորդման ցանցում բեռների տարածական բաշխվածության վրա և, հետևաբար, հաղորդման և բաշխման համակարգերը կապող նոր ենթակայանների առաջացման վրա: Թեև այս նախագծերի վերաբերյալ տեղեկատվությունը, հավանաբար, հասանելի չի լինի ՀՅԶՏԾ-ի

իրագործման ժամանակ, այս ծրագրի հետագա լրամշակված տարբերակները, անշուշտ, պետք է դիտարկվեն բեռի կանխատեսման և դրա տարածական բաշխվածության փոփոխում:

1.3. ԷՆԵՐԳԵՏԻԿԱՅԻ ՄԱՍԻՆ ՕՐԵՆՔԸ ԵՎ ՀՑՁՏԾ-ԻՆ ԱՌՆՉՎՈՂ ՊԱՐՏԱՎՈՐՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ

1.3.1. Օրենսդրության համապատասխան դրույթները

Էներգետիկայի մասին օրենքում սահմանված պետական քաղաքականության հիմնական սկզբունքները, որոնք կարևոր նշանակություն ունեն ՀՑՁՏԾ-ի համար, հետևյալն են.

ա. Էներգետիկայի բնագավառում մրցակցության և արդյունավետ գործունեության խթանումն ու մրցակցային միջավայրի զարգացման համար անհրաժեշտ պայմանների ստեղծումը,

բ. Էներգետիկայի բնագավառի գործունեության կարգավորումը,

գ. տնտեսական գործունեության, պետական կառավարման և կարգավորման գործառնությունների տարանջատումը,

դ. սպառողների և Էներգետիկայի բնագավառի տնտեսվարող սուբյեկտների իրավունքների պաշտպանության ապահովումը և շահերի հավասարակշռումը,

ե. տեղական Էներգետիկական պաշարների, Էներգիայի վերականգնվող աղբյուրների արդյունավետ օգտագործումը և դրան ուղղված տնտեսական ու իրավական մեխանիզմների կիրառումը,

զ. Էներգետիկայի բնագավառում ներդրումների խրախուսումը,

է. Էներգետիկայի բնագավառում լիցենզավորված գործունեության թափանցիկության ապահովումը,

ը. Էներգետիկայի բնագավառի անվտանգության ապահովումը,

թ. հանրապետության Էներգետիկական անկախության խթանումը, այդ թվում՝ ներկրվող և տեղական Էներգետիկ պաշարների տարատեսականագման և արտադրական հզորությունների առավելագույն օգտագործման ապահովումը,

ժ. շրջակա միջավայրի պահպանման ապահովումը, վերականգնվող Էներգիայի աղբյուրներից էլեկտրաէներգիայի արտադրության խրախուսումը,

ժա. գիտատեխնիկական առաջընթացի և նոր՝ Էներգաարդյունավետ ու Էներգախնայող տեխնոլոգիաների ներդրման, կադրերի պատրաստման ու վերապատրաստման խրախուսումը,

ժբ. Էներգետիկական շուկաների ձևավորման և զարգացման խթանումը,

ժգ. խոցելի սպառողների շահերի պաշտպանությունը,

ժդ. հաղորդման և բաշխման ցանցերին ոչ խտրական մուտքի և միացման երաշխավորումը:

Վերը նշված սկզբունքները պարզ արտահայտում են Հայաստանի Հանրապետության դիրքորոշումը էլեկտրաէներգետիկայի բնագավառի բարելավման անհրաժեշտության վերաբերյալ՝ հաղորդման և բաշխման ժամանակակից տեխնոլոգիաների կիրառման և շուկայի ազատականացման և էլեկտրաէներգիայի առևտրի բարելավման միջոցով:

Չնայած շուկայի զարգացման գաղափարը ընդգծվում է պետական քաղաքականության առաջին չորս սկզբունքներում, ՀՅԶՏԾ-ի մշակման համար կրիտիկական են համարվում ե, գ, ը, թ և ժ կետերը, քանի որ պարտադրում են պահպանել մատակարարման անվտանգության սկզբունքը (նվազեցնելով կախվածությունը ներկրվող աղբյուրներից), հաղորդման ցանցի հնարավորությունների արդյունավետ օգտագործման սկզբունքը և խթանել վերականգնվող էներգիայի աղբյուրների օգտագործումը: Սա իր հերթին ուղղված է էներգետիկայի բնագավառի շահագործման արդյունավետության և շրջակա միջավայրի պաշտպանության բարձրացմանը: Այս սկզբունքներից մի քանիսը, որոնք վերաբերում են, առաջին հերթին, անվտանգությանը և հուսալիությանը, վերածվել են պլանավորման չափանիշների՝ ԷՀՑ կանոնների շրջանակներում: Որոշները (վերականգնվող աղբյուրների վերաբերյալ) արդեն պլանավորված է իրականացնել Ռազմավարական ծրագրով նախատեսված ծրագրերի միջոցով: Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի արդյունավետ շահագործումը պետք է դիտարկել որպես արտադրական ծախսերի, ինչպես նաև հզորությունների և հաղորդման ցանցի օգտագործման օպտիմալացման արդյունք: Գործնականում նվազագույն ծախսերով սկզբունքի ընդունումը նշանակում է հաշվի առնել բոլոր ծախսերը և դրանց օպտիմալացումը ցանցի զարգացման պլանավորման մեթոդաբանության միջոցով, որը կիրառվում է ՀՅԶՏԾ-ի մշակման ընթացքում:

1.4. ԷՀՑ ԿԱՆՈՆՆԵՐԸ ՈՐՊԵՍ ՀՅԶՏԾ-Ի ՄՇԱԿՄԱՆ ՀԻՄՔ

ՀՅԶՏԾ-ի մշակման համար կարևորագույն փաստաթուղթ է հանդիսանում ԷՀՑ կանոնները: ԷՀՑ կանոնների մեկ բաժին նվիրված է ցանցի զարգացման երկարաժամկետ պլանավորմանը և համապատասխան ՀՅԶՏԾ-ի մշակմանը: Այս բաժնի տարրերը (ԷՀՑ կանոնների կառուցվածքը ներկայացնող Նկար 1-ում նշված են կարմիր գույնով) հակիրճ քննարկվում են սույն բաժնում, հաշվի առնելով դրանց կարևորությունը ՀՅԶՏԾ-ի մշակման գործընթացում:

ԷՀՑ կանոնների համաձայն, ՀՅԶՏԾ-ի մշակման համար հիմք են հանդիսանում էներգետիկայի մասին օրենքի պահանջները, տեխնիկական կանոնակարգերը (տեխնիկական բնութագրեր, ստանդարտներ, ներքին պահանջներ), և ԷՀՑ կանոնների Հավելված 1-ում նշված հուսալիության և անվտանգության ցուցանիշները:

Այս պահանջների բավարարմամբ ցանցի պատշաճ զարգացումն ապահովվելու նպատակով կպահանջվի ձեռնարկել միջոցներ, որոնք կարելի է բաժանել հետևյալ վեց խմբերի՝ ինչպես սահմանված է ԷՀՑ կանոններում.

- 1) նոր տեղակայանքների կառուցում և գործող տեղակայանքների շահագործումից դուրսբերում.
- 2) գործող տեղակայանքների վերակառուցում կամ վերագինում.
- 3) ռելեական պաշտպանության և ավտոմատիկայի սարքվածքների արդիականացում.

- 4) համակարգային ավտոմատիկայի համալրում և արդիականացում.
- 5) Հաղորդման ցանցի տոպոլոգիայի փոփոխում.
- 6) Նոր տեխնոլոգիաների կիրառում:

Այս միջոցները կարելի է ներկայացնել երկու խմբով. առաջինը միավորում է՝ 3), 4), 5) և մասամբ 6) կետերում թվարկվածները, որոնք նպատակն է բարձրացնել հաղորդման համակարգի գոյություն ունեցող հիմնական բաղադրիչների (զծերի և տրանսֆորմատորների) իրացման աստիճանը, իսկ երկրորդ խումբը, որը միավորում է 1) և 2) և մասամբ 6) կետերը, ուղղված է համակարգը համալրելու հիմնական բաղադրիչներով (զծերով և տրանսֆորմատորներով), որոնք օպտիմալ կերպով բարձրացնում են հաղորդման համակարգի թողունակությունը:

ԷՀՑ կանոններում սահմանված են ՀՑՏՏԾ-ի ձևավորման համար անհրաժեշտ գործողությունները (տվյալների հավաքագրում, ծրագրի համար անհրաժեշտ ուսումնասիրությունների և մոդելների մշակում, ծրագրի մշակում և հաստատում), ինչպես նաև այս գործընթացի հիմնական մասնակիցները (Էլեկտրաէներգիայի հաղորդման և բաշխման ընկերությունները և այն խոշոր սպառողները, որոնք կարևոր նշանակություն ունեն հաղորդման ցանցի տեսանկյունից): Բացի այդ, սահմանվում է ծրագրի թարմացման համար երկամյա պարբերականություն: Լրամշակված տարբերակը միշտ դիտարկում է հաջորդող տասնամյա ժամանակահատվածը:

Հաղորդման ցանցի կանոնների մեկ բաժին նվիրված է պլանավորման ստանդարտներին և չափանիշներին: Այս առումով անվտանգության և հուսալիության ցուցանիշները դիտարկվում են երկու ուղղությամբ՝ առանձին հաղորդման ցանցի և ընդհանուր Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի տեսանկյունից: ԷՀՑ կանոնների Հավելված 1-ում սահմանված ցուցանիշների պահպանումը երաշխավորում է անվտանգության և հուսալիության ցանկալի մակարդակները: Չափանիշներին համապատասխանության ստուգումը՝ ՀՑՏՏԾ-ի շրջանակներում կատարվող տարբեր վերլուծությունների մաս է կազմում, որի ընթացքում կատարվում են ցանցի որոշակի պայմանների համար մանրամասն հաշվարկներ և ուսումնասիրություններ:

2. ԷՆԵՐԳԵՏԻԿ ԲՆԱԳԱՎԱՌԻ ՆԵՐԿԱ ԻՐԱՎԻՃԱԿԸ ԵՎ ՍՊԱՍՎՈՂ ՄԱՐՏԱՀՐԱՎԵՐՆԵՐԸ

2.1. ՆԱԽԱԲԱՆ

Սույն բաժնում նկարագրված է Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի ներկա իրավիճակը, ինչը կօգնի հասկանալ համակարգի հետագա զարգացման կարևորագույն որոշիչներ հանդիսացող բնութագրերը, ներառյալ, ի թիվս այլոց՝ չափը, արտադրական կառուցվածքի Էվոյուցիան, սոցիալական և տնտեսական պարամետրերը: Ավելին, ներկա իրավիճակի ուսումնասիրության հիման վրա լրամշակվում են բեռի կանխատեսման և սցենարների մշակման բաժինները, որոնք ներառված են 2025-2034 թվականների ՀՑՏՏԾ-ի ներքո: Ավելի մանրամասն այս բաժինը ուսումնասիրում է սոցիալ-տնտեսական ցուցանիշները, բնակչության աճը, Էլեկտրաէներգիայի արտադրությունը, սպառումը և կորուստները, պիկային բեռը, հաղորդման համակարգի պլանավորման վերաբերյալ նախորդ հաշվետվությունների տվյալները, ռազմավարական զեկույցներից և այլ գործողությունների արդյունքում ստացված տվյալները: Բաժինը ներկայացնում է

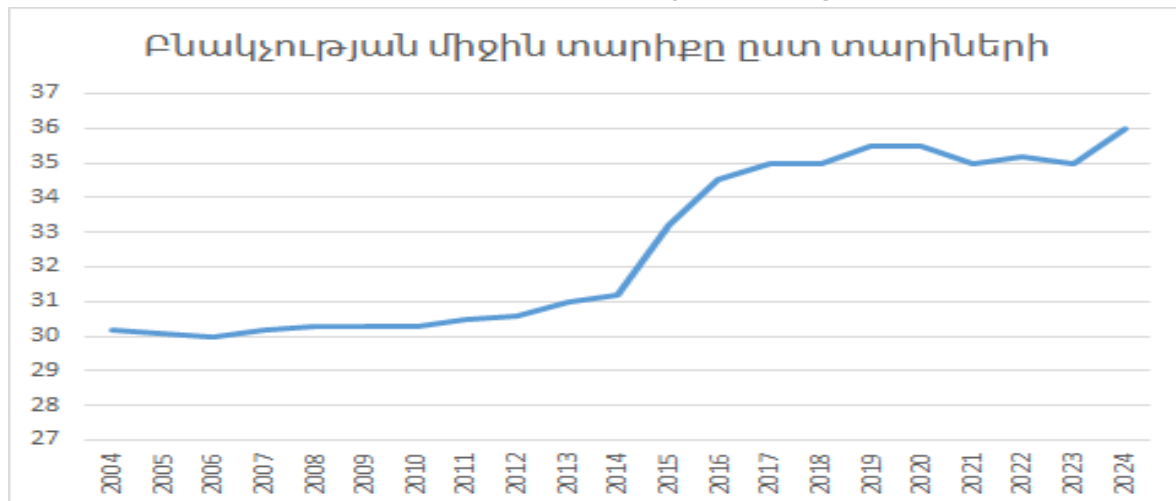
Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգետիկական համակարգի ներկա իրավիճակը և հեռանկարային զարգացման միտումները:

2.2. ՓԱՍՏԱՑԻ ՍՈՑԻԱԼԱԿԱՆ ԵՎ ՏՆՏԵՍԱԿԱՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿԸ ՀԱՅԱՍՏԱՆԻ ՀԱՆՐԱՊԵՏՈՒԹՅՈՒՆՈՒՄ

Այս գլխում ներկայացված է Հայաստանի Հանրապետության սոցիալ-տնտեսական իրավիճակը վերջին տասից-քսան տարվա ընթացքում, ելնելով հետևյալ ցուցանիշներից՝ բնակչություն, ՀՆԱ, ՀՆԱ-ի բաղադրիչներ և այլն:

Հայաստանի Հանրապետության բնակչության ընդհանուր քանակի փոփոխությունը 2002-2022թթ. ցուցադրված է Նկար 3-ում: Բնակչության քանակը 2002-2022 թթ. ժամանակահատվածում 3.21 միլիոնից նվազել է մինչև 2.93 միլիոն, այսինքն՝ միջին նվազման գործակիցը կազմել է 1.09 %: Այս տեղեկատվության աղբյուրն է՝ 2011 թ. մարդահամարը և մյուս տարիների համար հաշվարկված տարեկան տվյալները:

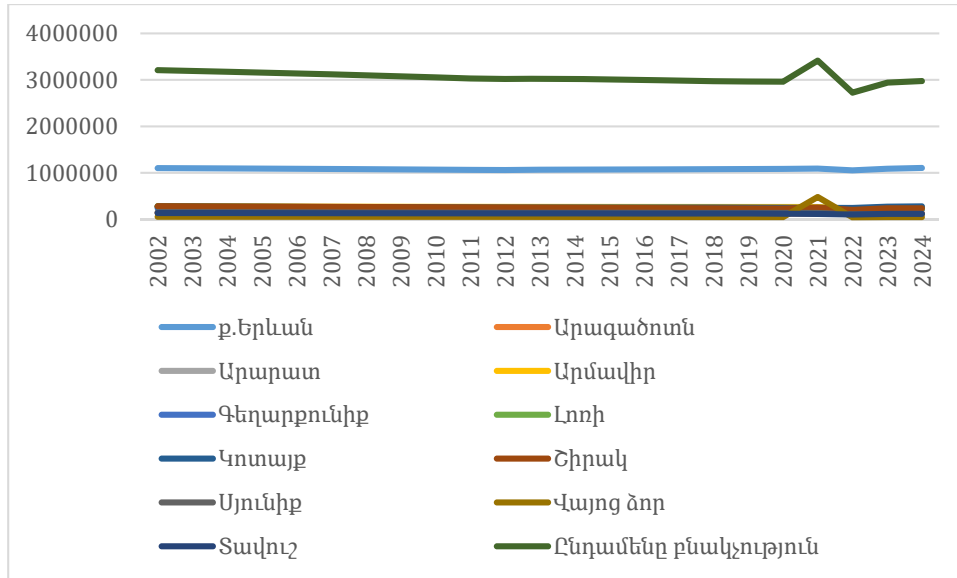
Բնակչության գրեթե երկու երրորդը կենտրոնացած է քաղաքներում: Հայաստանի Հանրապետության քաղաքացիների միջին տարիքը կազմում է 35.4 տարեկան, և սկսած 2000 թ., երբ միջին տարիքը 30.6 տարեկան էր, այն բարձրացման միտում ունի:



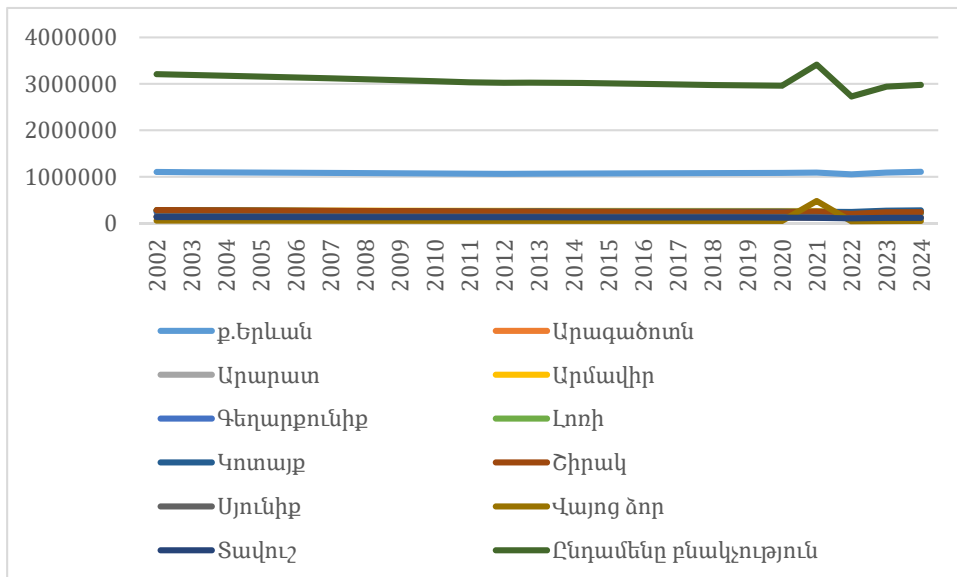
Այս միտումը և շարունակական ցածր ծննդաբերության ցուցանիշը, որը կազմում է 1.3, վկայում են այն մասին, որ Հայաստանում տեղի է ունենում բնակչության չափավոր նվազում:

Նկար 3. Հայաստանի Հանրապետության բնակչության միջին տարիքը ըստ տարիների 2002-2024 թթ.

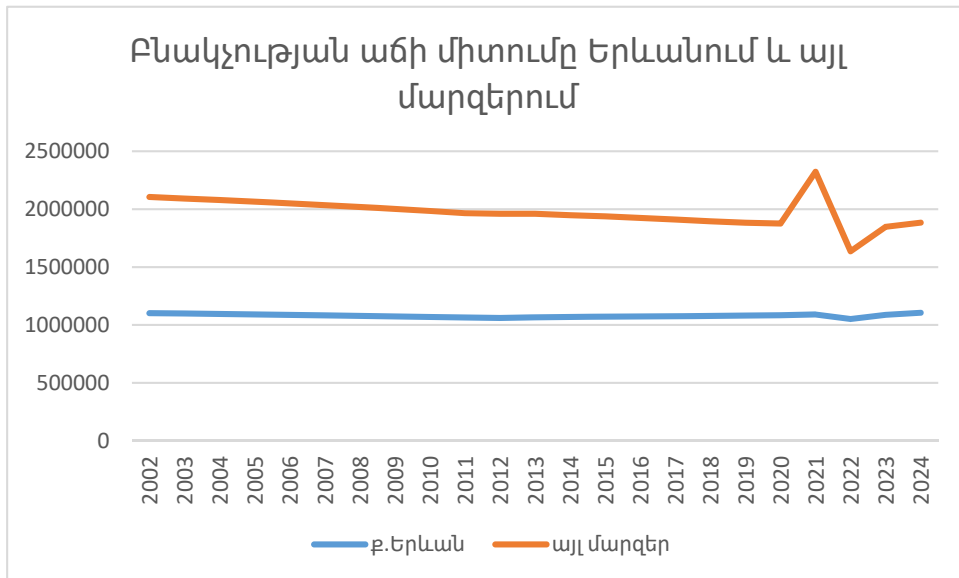
Նկար 4: Բնակչության աճի միտումը մայրաքաղաքում և մարզերում



Նկար 4-ում ներկայացված է բնակչության աճի միտումը մայրաքաղաքում և մարզերում: Նկար 5-ը ցուցադրում է բոլոր մարզերի ընդհանուր բնակչության քանակը, բացի մայրաքաղաքից, որից հետևում է, որ մարզերում բնակիչների թիվը պակասել է, իսկ Երևան քաղաքի բնակիչների թիվը դրա հաշվին թեթևակի աճել է:



Նկար 5. Բնակչության թվաքանակը մայրաքաղաքում և մարզերում 2002-2024թթ.



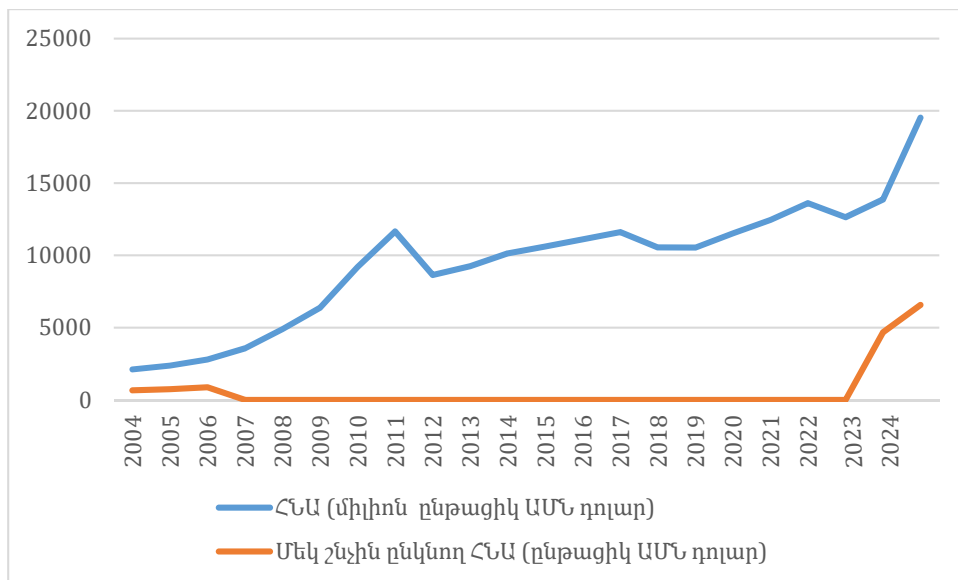
Նկար 6. Բնակչության աճի միտումը Երևանում և այլ մարզերում 2002-2024թթ.

Հայաստանի Հանրապետության ՀՆԱ-ն 2001-2022թթ. ժամանակահատվածում ընդհանուր առմամբ աճել է՝ գրանցելով որոշակի անկումներ 2009 թ. («Մեծ անկում»), 2015-16թթ. և 2020թ. (COVID-19 համաճարակ)՝ հասնելով 12.64 միլիարդ ԱՄՆ դոլարի 2022թ. դրությամբ (հղում [5])՝ **ԱՂՅՈՒՄԱԿ 1:** 2001-2022թթ. ՀՆԱ-ի միջին տարեկան աճը կազմել է 5-7%, իսկ վերջին տարիներին՝ ընդամենը 5.7%-12.6%, ընդ որում միջին տարեկան աճը մեկ շնչի հաշվով նույն ժամանակահատվածներում կազմել է 6-7% : Ուստի, ակնհայտ երևում է ցուցանիշի դանդաղ աճը՝ պայմանավորված 2015-2016թթ. անկումներով և COVID-ի հետ կապված ճգնաժամով:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 1: ՀՆԱ-Ի ՑՈՒՑԱՆԻՇՆԵՐԸ											
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ՀՆԱ (միլիոն ընթացիկ ԱՄՆ դոլար,)	2 118	2 376	2 807	3 577	4 900	6 384	9 206	11 662	8 648	9 260	10 142
Մեկ շնչին ընկնող ՀՆԱ (ընթացիկ ԱՄՆ դոլար)	660	740	874	1 113	1 523	1 982	2 853	3 606	2 666	2 844	3 363
ՀՆԱ ըստ ԳՊ (2017թ. միլիոն հաստատուն միջազգային դոլար)	13 619	15 417	17 576	19 421	22 121	25 040	28 471	30 436	26 144	26 719	27 975
Մեկ շնչին ընկնող ՀՆԱ, ԳՊ (2017թ. հաստատուն միջազգային դոլար)	4 464	5 082	5 824	6 472	7 420	8 464	9 708	10 468	9 052	9 286	9 725
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ՀՆԱ (միլիոն ընթացիկ ԱՄՆ դոլար,)	10 619	11 121	11 610	10 553	10 546	11 527	12 458	13 619	12 641	13878	19535

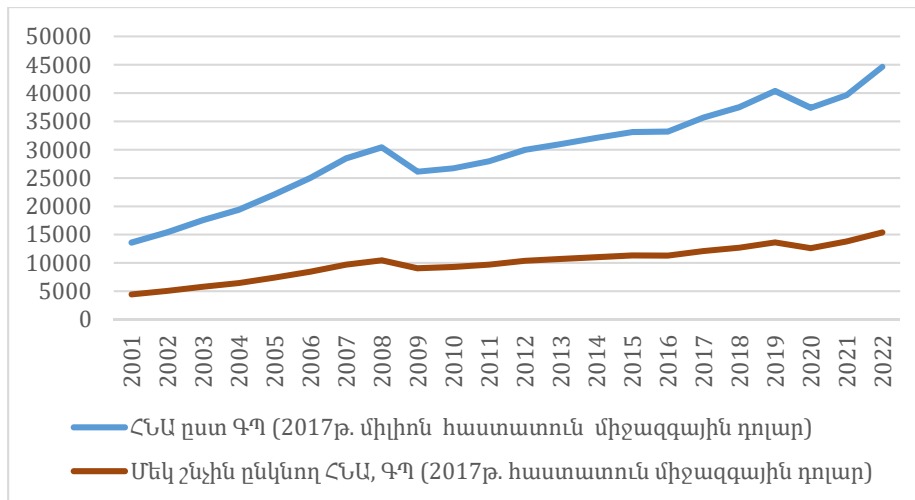
ԱՂՅՈՒՄԱԿ 1: ՀՆԱ-Ի ՑՈՒՑԱՆԻՇՆԵՐԸ											
Մեկ շնչին ընկնող ՀՆԱ (ընթացիկ ԱՄՆ դոլար)	3 512	3 680	3 852	3 512	3 524	3 869	4 196	4 597	4 269	4679	6572
ՀՆԱ ըստ ԳՊ (2017թ. միլիոն հաստատուն միջազգային դոլար)	29 989	30 979	32 094	33 121	33 187	35 677	37 532	40 384	37 396	39650	44646
Մեկ շնչին ընկնող ՀՆԱ, ԳՊ (2017թ. հաստատուն միջազգային դոլար)	10 398	10 691	11 020	11 321	11 303	12 115	12 715	13 654	12 620	13826	15401

Այս ցուցանիշների կորերը 2001-2022թթ. ընկած ժամանակահատվածում ներկայացված են Նկար 7-ում:



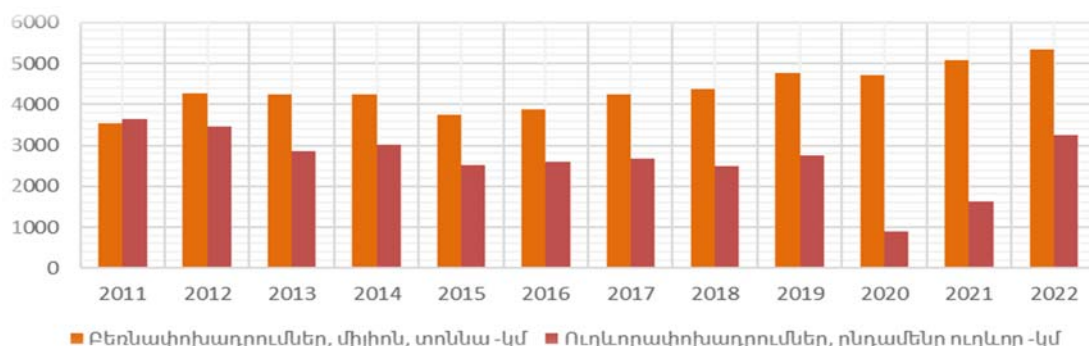
Նկար 7. Հայաստանի Հանրապետության ՀՆԱ-ն և մեկ շնչին ընկնող ՀՆԱ-ն 2004-2024 թվականներին

Նկար 8 -ում ներկայացված են Հայաստանի Հանրապետության ՀՆԱ-ն ըստ ԳՊ-ի և մեկ շնչին ընկնող ՀՆԱ-ն ըստ ԳՊ-ի վերջին քսան տարվա ընթացքում՝ արտահայտված 2017 թվականի հաստատուն միջազգային դոլարով: Այս երկու ցուցանիշները ավելի լավ են բնութագրում տնտեսության վիճակը և տարբեր ոլորտների միջին անհատական մասնաբաժինը: ՀՆԱ ԳՊ-ի ցուցանիշը 2001թվականի 13.6 միլիարդից 2011 թվականին աճել է մինչև 28 միլիարդ և 2022 թ. հասել է 45 միլիարդի՝ արտահայտված 2017 թվականի հաստատուն միջազգային դոլարով: Մեկ շնչին ընկնող ՀՆԱ-ն ըստ ԳՊ-ի աճել է նույն միտումով, ինչը պայմանավորված է նույն ժամանակահատվածում բնակչության քանակի ոչ էական փոփոխությամբ: Հասնելով 11 հազարի՝ 2017 թվականի հաստատուն միջազգային դոլարով, Հայաստանի Հանրապետությունը մոտեցել է այդ ցուցանիշի միջին համաշխարհային արժեքին:



Նկար 8. Հայաստանի Հանրապետության ՀՆԱ-ն և մեկ շնչին ընկնող ՀՆԱ-ն 2001-2022 թվականներին

Նկար 9-ում ներկայացվում է բեռների և ուղևորների փոխադրումների շրջանառությունը վերջին տասը տարվա ընթացքում [6]: Բեռնափոխադրումների շրջանառությունը 2011 թվականի 3525 միլիոն տոննա-կմ-ի դիմաց աստիճանաբար աճել է մինչև 5343 միլիոն տոննա-կմ 2022 թվականին՝ գրանցելով 51.6% միջին տարեկան աճ: Իսկ ուղևորափոխադրումների դիսամիկան վերջին տասը տարվա ընթացքում ունեցել է նվազման միտում (2011-2019թթ. միջին տարեկան աճը կազմել է 3.4%) և կտրուկ կրճատվել է 2020 թվականին՝ COVID- 19 համավարակի պատճառով:



Նկար 9. Բեռների և ուղևորների փոխադրումների շրջանառությունը վերջին տասը տարվա ընթացքում

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 2-ում ներկայացված են առանձին տնտեսության ճյուղերի մասնաբաժինները ՀՆԱ-ում: Ինչպես երևում է աղյուսակից՝ գյուղատնտեսության, անտառային տնտեսության և ձկնաբուծության/ձկնորսության ոլորտների ՀՆԱ-ն նվազելու, իսկ ծառայությունների մատուցման ոլորտի ՀՆԱ-ն նույնչափ աճելու միտում ունի: Այս հանգամանքով է պայմանավորված Էլեկտրաէներգիայի սպառման աճը: Այդ առումով կարևոր է ընդգծել նաև արտադրության մասնաբաժնի զգալի աճը ընդհանուր ՀՆԱ-ում, ինչը նույնպես ազդել է Էլեկտրաէներգիայի սպառման աճի վրա:

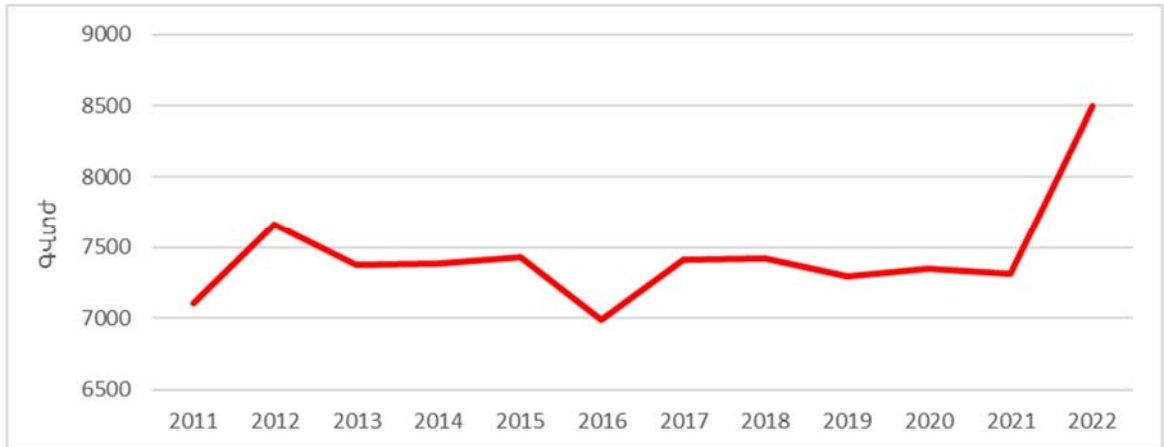
ԱՂՅՈՒՄԱԿ 2: ԱՌԱՆՁԻՆ ԲԱՂԱԴՐԻՉՆԵՐԻ ՄԱՍՆԱԲԱԺԻՆՆԵՐԸ ԸՆԴՀԱՆՈՒՐ ՀՆԱ-ՈՒՄ

ՀՆԱ-ի բաղադրիչները	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Գյուղատնտեսություն, անտառային տնտեսություն և ձկնաբուծություն/ձկնորսություն (% ՀՆԱ-ից)	19.1	18.7	18.3	16.3	16.9	17.1	20.3	19.1	18.4
Արդյունաբերություն (ներառյալ շինարարություն), (% ՀՆԱ-ից)	21.7	17.2	15	13.3	13.5	15.4	17.1	16.9	16.3
Արտադրություն, (% ՀՆԱ-ից)	19.6	23.7	24.5	25.3	18.6	17.3	13	12.5	10.5
Ծառայությունների մատուցում, (% ՀՆԱ-ից)	32.2	33	33.6	35.2	42	40.9	41.2	42.7	45.7
Այլ բաղադրիչներ % ՀՆԱ-ից)	7.4	7.4	8.6	9.9	9	9.3	8.4	8.8	9.1
ՀՆԱ-ի բաղադրիչները	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Գյուղատնտեսություն, անտառային տնտեսություն և ձկնաբուծություն/ձկնորսություն (% ՀՆԱ-ից)	18.1	17.2	16.4	15.0	13.9	11.5	11.2	11.3	10.1
Արդյունաբերություն (ներառյալ շինարարություն), (% ՀՆԱ-ից)	16	16.3	17.9	18.5	18.1	18.6	20.1	23.1	22.2
Արտադրություն, (% ՀՆԱ-ից)	9.3	9.4	7.8	7.3	6.6	6.4	7.0	7.0	7.0
Ծառայությունների մատուցում, (% ՀՆԱ-ից)	47.4	48.3	49.8	50.7	52.7	54	53.1	42.1	44.0
Այլ բաղադրիչներ (% ՀՆԱ-ից)	9.2	8.8	8.1	8.5	8.7	9.5	8.6	16.5	16.7

Աղյուսակում ներկայացված ցուցանիշները ի հայտ են բերում այն միտումները, որոնք պետք է հնարավորինս հաշվի առնել բեռի կանխատեսում պատրաստելիս: Դրանցից առավել կարևոր են՝ բնակչության նվազումը և ծերացումը, երկրի ապարդյունաբերականացումը, ծառայությունների մատուցման և համապատասխան թրաֆիկի ծավալների աճը:

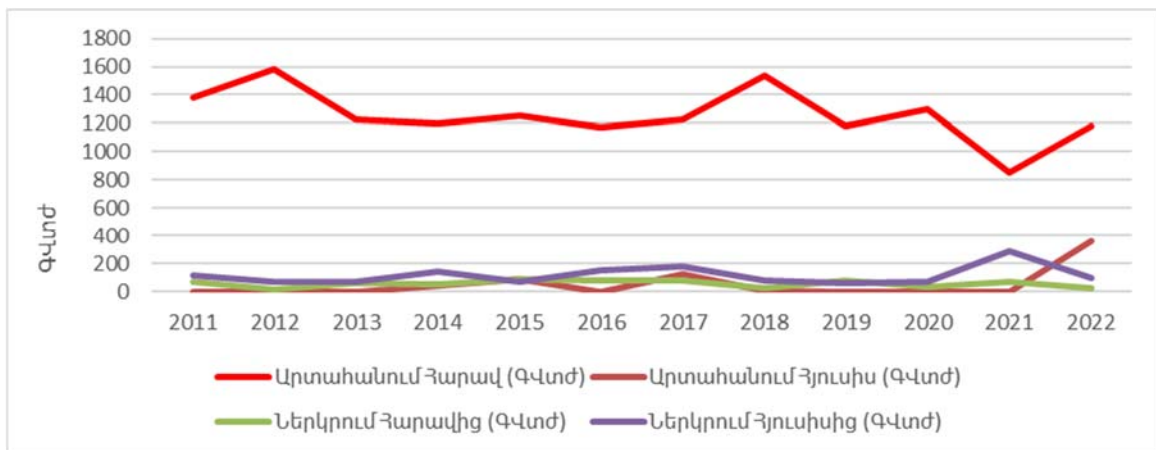
2.3. ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՀԱՇՎԵԿՇԻՈՐ 2011-2022 ԹԹ ԸՆԹԱՑՔՈՒՄ

Այս գլխում դիտարկվում է ՀՀ էլեկտրաէներգետիկական ոլորտում էլեկտրաէներգիայի արտադրությունը, սպառումը և կորուստները վերջին տասը տարիների ընթացքում: Նկար 10-ում պատկերված է Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրակայաններից էլեկտրաէներգիայի տարեկան մուտքը հաղորդման ցանց: Մատակարարման ծավալները թեթևակի աճել են վերջին տասը տարում՝ որոշակի վերելքներով և անկումներով 2012 և 2016 թվականներին: 2011-ի մատակարարումը 7100 ԳՎտժ-ից հասել է 8087.2 ԳՎտժ-ի 2022-ին:



Նկար 10. Էլեկտրաէներգիայի տարեկան մատակարարումը Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրակայաններից հաղորդման ցանց 2011-2022 թթ.

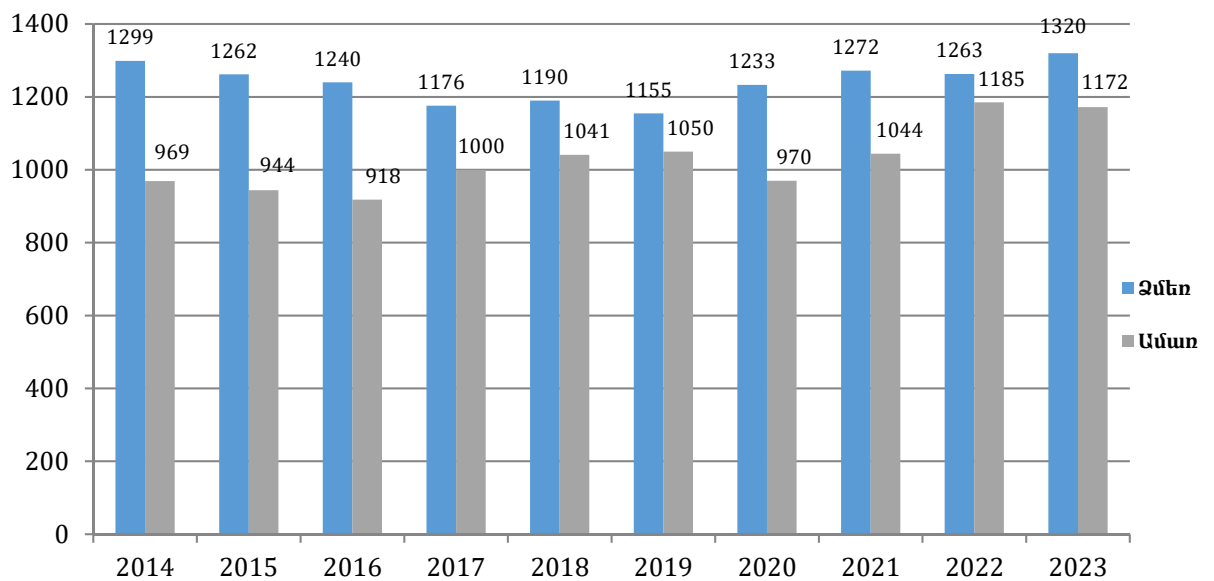
Նկար 11-ում ներկայացված են Հայաստանի Հանրապետության և հարևան երկրների համակարգերի միջև Էլեկտրաէներգիայի փոխհոսքերը 2011-2022թթ. ընթացքում: Ինչպես երևում է, արտահանումը դեպի Իրան տատանվում է տարեկան 1200-1600 Գվտժ միջակայքում՝ բացառությամբ 2021թ-ի, երբ արտահանումը կազմել է 852.6 Գվտժ, իսկ այնտեղից ներմուծումը հիմնականում ցածր է եղել՝ տատանվելով տարեկան 0-200 Գվտժ միջակայքում: Էլեկտրաէներգիայի փոխանակումը վրացական Էներգահամակարգի հետ նույնպես ցածր է եղել՝ չգերազանցելով տարեկան 200 Գվտժ:



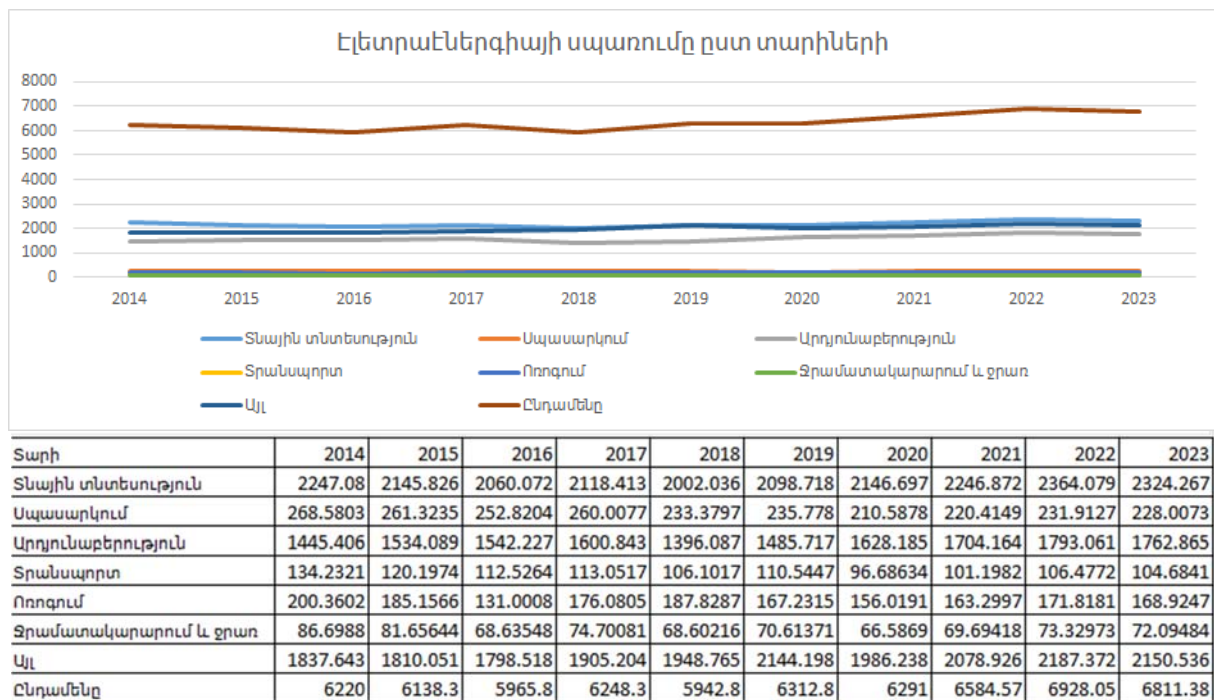
Նկար 11. Հայաստանի Հանրապետության արտահանման և ներկրման ծավալները 2011-2022 թվականներին

Վերջին տասը տարվա տվյալները պիկային պահանջարկի և Էլեկտրաէներգիայի սպառման վերաբերյալ պատկերված են Նկար 12-ում : ՀՀ ձմեռային պիկը վերջին տաս տարվա ընթացքում հասնում էր գրեթե 1320 ՄՎտ-ի՝ ունենալով որոշակի տատանումներ 2014, 2017, 2021 թվականներին: Էներգիայի սպառման աճով է պայմանավորված ամառային պիկի կայուն աճը: 2014 թվականի 1299 ՄՎտ-ից այն հասել է 1320 ՄՎտ-ի 2023 թվականին: Նկար 11 -ում ներկայացված է ՀՀ տարբեր ոլորտներում Էլեկտրաէներգիայի սպառումը վերջին տասը տարվա ընթացքում: Չնայած, որ տնային տնտեսությունների կողմից սպառումը վերջին տասը տարում փոփոխությունների է

Ենթարկել, 2020 թվականին այն կազմել է 2146.7 ԳՎտժ, իսկ 2023թ.-ին՝ 2324.2-ի:
Ամենագգալի աճը գրանցվել է արդյունաբերության ոլորտում, որտեղ 2014թ.-ի սպառումը 1445.4 ԳՎտժ-ից աճել է մինչև 1762 ԳՎտժ 2023թ.-ին:

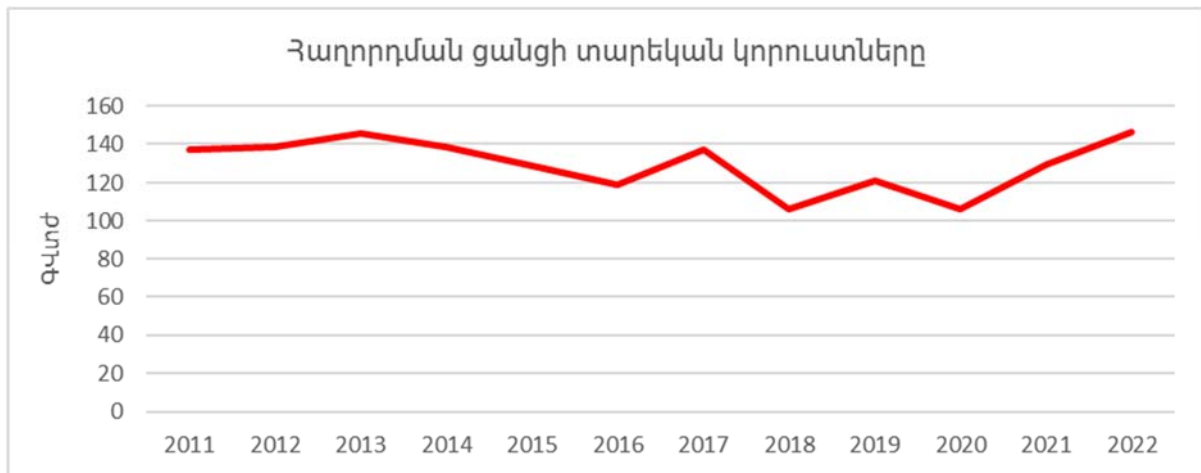


Նկար 12. ՀՀ Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի 2014-2023թթ. սպառման առավելագույն բեռների գրաֆիկը ձմեռային և ամառային ժամանակաշրջանների համար



Նկար 13. Էլեկտրաէներգիայի սպառումը ըստ ոլորտների՝ 2014-2023 ժամանակահատվածում

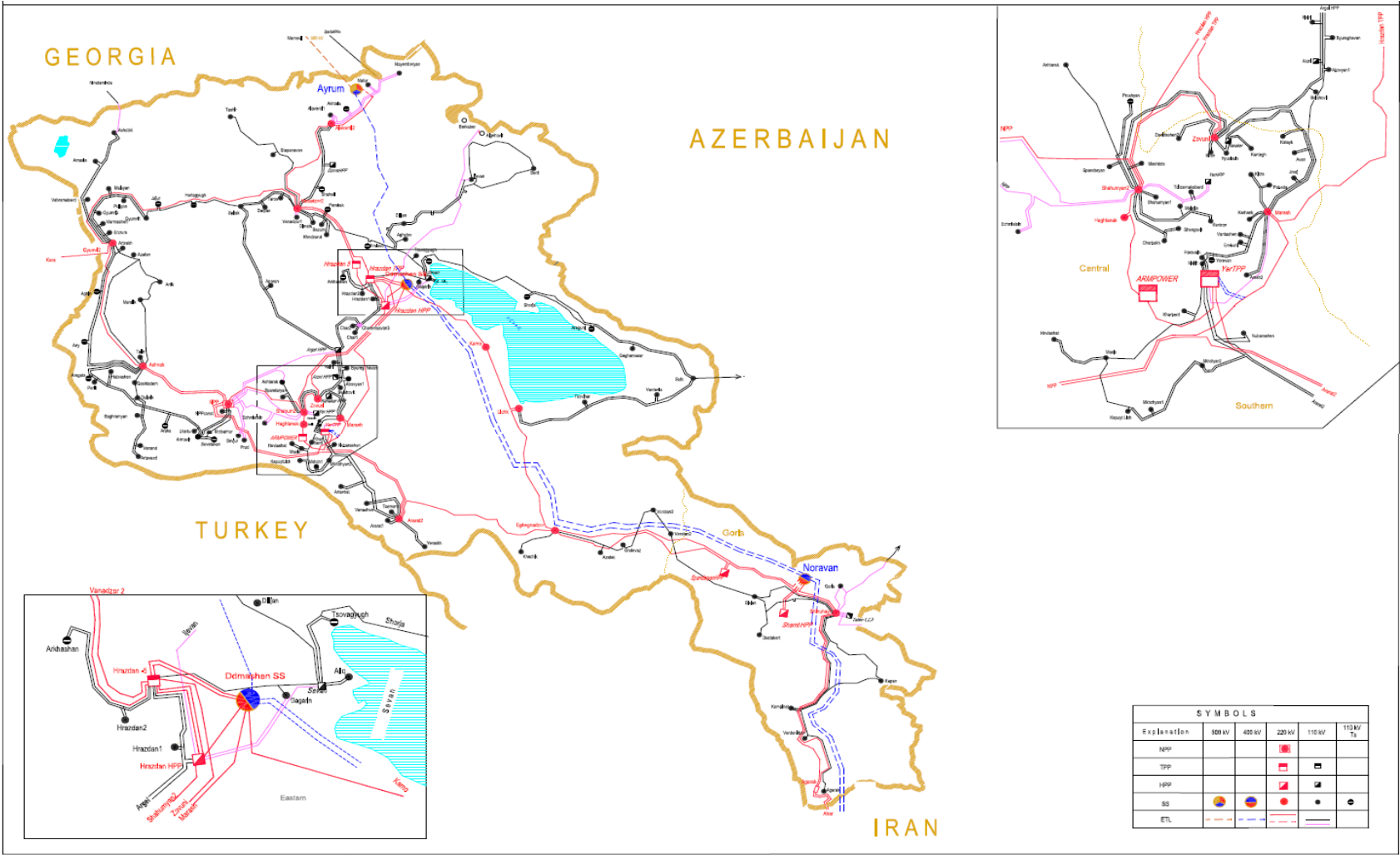
ՀՀ հաղորդման ցանցում վերջին տասը տարում գրանցված կորուստների տարեկան մեծությունները ներկայացված են Նկար 14-ում: Նկարը ցույց է տալիս, որ այս ժամանակահատվածում կորուստները նվազել են 14%-ով՝ 2011թ.-ի 140 ԳՎտժ-ից մինչև 120 ԳՎտժ 2020թ.-ին: Կորուստների տոկոսային մեծությունը, 2020 թվականին կազմելով 1.6%, բավարար է թվում որպես Գործունեության արդյունավետության գլխավոր ցուցանիշ (ԳԱԳՑ): Այնուամենայնիվ, կորուստների օպտիմալ մակարդակը կարելի է հաշվարկել ցանցի շահագործման մանրամասն վերլուծությունից հետո, ներառյալ տնտեսական վերլուծությունը, որը հաշվի է առնում ցանցի տարրերի գները և կորուստները:



Նկար 14. Հայաստանի Հանրապետության հաղորդման ցանցի տարեկան կորուստները 2011-2022 թթ.

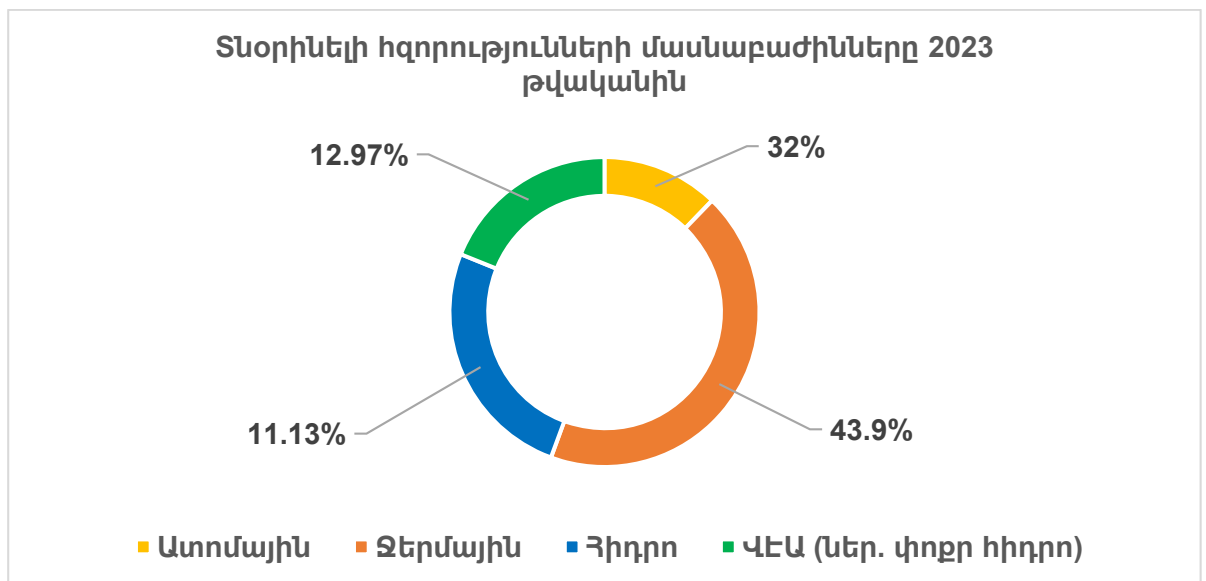
2.4. ՎԵՐՋԻՆ ԵՐԿՈՒ ՏԱՐՎԱ ՓՈՓՈԽՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ ՀԱՂՈՐԴՄԱՆ ՑԱՆՑՈՒՄ

Այս գլխում ամփոփվում է Հայաստանի Հանրապետության հաղորդման ցանցում վերջին երկու տարում կատարված փոփոխությունների ընդհանուր պատկերը: Առաջին մասում դիտարկվում են արտադրական հզորությունները, երկրորդ մասում՝ հաղորդման ցանցի փոփոխությունները և շահագործման հանձնված նախագծերը:

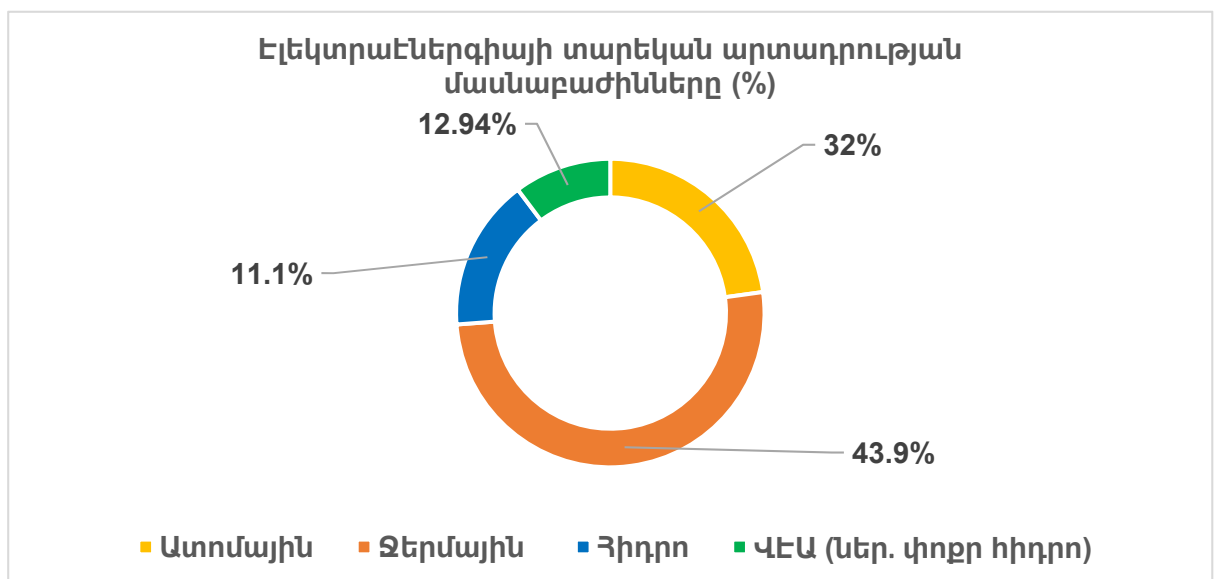


Նկար 15. Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի հեռանկարային քարտեզը 2024թ. դրությամբ

Հայկական Էներգահամակարգում առկա արտադրական հզորությունը 2023 թվականին կազմել է 3729.4 ՄՎտ: Արտադրական հզորությունները հիմնականում ներառում են ատոմային, հիդրո և ջերմային կայաններ: ՀԱԷԿ արտադրել է տարեկան ընդհանուր արտադրանքի 32%-ը, 2023 թվականին ջերմային և ամենախոշոր հիդրոէլեկտրակայանները արտադրել են ընդհանուր տարեկան արտադրանքի 55.03%-ը, մինչդեռ ՎԷԱ-ների օգտագործմամբ կայանների արտադրանքը, որոնք հիմնականում ներառում են փոքր հիդրոկայաններ և ՖՎ կայաններ, կազմել է մնացած 12.94%-ը (տես **Նկար 16**-ը): Հայկական Էներգահամակարգում Էլեկտրաէներգիայի արտադրության կառուցվածքին վերաբերող հիմնական տվյալները ներկայացված են ստորև ԱՂՅՈՒՍԱԿ 3-ում, իսկ առկա հզորությունների և արտադրության մասնաբաժինների բաշխումը ներկայացված է համապատասխանաբար Նկար 16-ում և Նկար 17-ում:



Նկար 16. Հայաստանի Հանրապետության արտադրության կառուցվածքը (տնօրինելի հզորությունները) ՀՀ-ում՝ 2023 թ.



Նկար 17. Հայաստանի Հանրապետության արտադրության կառուցվածքը (արտադրության մասնաբաժինները) ՀՀ-ում՝ 2023թ.

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 3: ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅԱՆ ԿԱՌՈՒՑՎԱԾՔԸ 2023թ.

Արտադրող	Առևտրային շահագործման սկիզբ	Շահագործման ժամկետի ավարտ (լիցենզիայի կասեցում)	Աղբյուրի տեսակ	Աղբյուրի տեխնոլոգիա	Առաջնային վառելիքի տեսակ	Էներգաբյուր կների քանակ	Դրվածքային և հզորություն/ Տնօրինելի հզորություն	Տարեկան արտադրանք
	(Տարի)	(Տարի)					(ՄՎտ)	(մլն/ կՎտժ)
ՀԱԷԿ	1976	Շահագործման ժամկետը երկարացն ելուց հետո 2036	Ատոմային	Գոլորշի	Ուրան	2	472/448.25	2709,2
Երևան ԶԷԿ ՀՇԳՑ	2010	2036+	Զերմային	Համակցված շոգեգազային ցիկլով Էլեկտրակայան (ՀՇԳՑԷ)	Բնական գազ	2	237.50/233.6	1371,2
Հրազդան ԶԷԿ	1972 (բլոկներ 1-3) 1974 (բլոկ)	Լիցենզիան կկասեցվի 2025թ.	Զերմային	Գոլորշային տուրբին	Բնական գազ	4	810/370	328
Հրազդան - 5 կայան	2011	2033+	Զերմային	Համակցված շոգեգազային ցիկլով Էլեկտրակայան (ՀՇԳՑԷ)	Բնական գազ	2	485.8/440	179,5
Սևան-Հրազդան ՀԷԿ-րի կասկադ	Սևան ՀԷԿ - 1949 Հրազդան ՀԷԿ - 1959 Արգել ՀԷԿ - 1953 Արզնի ՀԷԿ - 1956 Քանաքեռ ՀԷԿ - 1936 Երևան-1 ՀԷԿ - 1962	2036+	Հիդրո	Ջրամբար	Ջուր	20	559.8/472	398,7
Որոտան ՀԷԿ- րի կասկադ	Տաթև ՀԷԿ - 1977 Շամբ ՀԷԿ - 1989 Սպանդարյան ՀԷԿ-1989	2036+	Հիդրո	Ջրամբար	Ջուր	7	419.2/404.2	543,2

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 3: ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅԱՆ ԿԱՌՈՒՑՎԱԾԸ 2023թվականին

Արտադրող	Առևտրային շահագործման սկիզբ	Շահագործման ժամկետի ավարտ (լիցենզիայի կասեցում)	Աղբյուրի տեսակ	Աղբյուրի տեխնոլոգիա	Առաջնային վառելիքի տեսակ	Էներգաբյուր կների քանակ	Դրվածքային և հզորություն/ Տնօրինելի հզորություն	Տարեկան արտադրանք
	(Տարի)	(Տարի)					(ՄՎտ)	(մլն կՎտժ)
Արմփա ուեր ՀՇԳՑԷ	2021	2036+	Ջերմային	Համակցված շոգեգազային ցիկլով Էլեկտրակայան (ՀՇԳՑԷ)	Բնական գազ	2	280/254	1831,1
Արևային Էլեկտրակայան ներ			Արև	ՖՎ	Արև	50 + 8937 (ԻԷԱ) =8987	205.49 +268.4(ԻԷԱ) =473.89	382,306
Հողմային Էլեկտրակայան ներ			Քամի	Քամի	Քամի	4	4.23	2,326
Փոքր ՀԷԿ-եր			Հիդրո	Գետի հունով	Ջուր	Ընդամենը՝ 189	446.1	703,896
Փոքր ՋԷԿ-եր			Ջերմային	Էլեկտրակայան և ջերմային էներգիայի համակցված արտադրություն	Բնական գազ	3	14	5,690

Էլեկտրաէներգիայի արտադրության ոլորտը վերջին տարիներին ամրապնդեց իր ներուժը՝ շահագործման հանձնելով վերականգնվող էներգիայի հետևյալ ռեսուրսները.

- 2024թ. սեպտեմբերի 1-ի դրությամբ մինչև 500 կՎտ հզորություն ունեցող թվով 25425 ԻԷԱ ընդհանուր 353,65 ՄՎտ հզորությամբ,
- 4.23 ՄՎտ հզորությամբ հողմային էլեկտրակայան:

Աղ.4-ում պատկերված են Հայկական Էներգահամակարգի հաղորդման ցանցի 110 և 220 կՎ լարման ՕԳ-ների հաղորդալարերի մակնիշները և երկարությունները:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 4: ՀԱՂՈՐԴՄԱՆ ՑԱՆՑԻ ԳԾԵՐԻ ԱՄՓՈՓԱԳԻՐ

Գծի անվանական լարում	Գծի լայնակի կտրվածք	Գծի երկարություն (կմ)
110 կՎ	AC -120	10.9
110 կՎ	AC -150	370.9
110 կՎ	AC -185	64.1
110 կՎ	AC -240	2.5
110 կՎ	AC -300	94.2
110 կՎ Ընդամենը		542.7
220 կՎ	2* AC -300	53.2
220 կՎ	2* AC 400	32.6
220 կՎ	AC -300	70.9
220 կՎ	AC -400	872.71
220 կՎ	ASCR-400	230.69
220 կՎ	AC -500	159.1
220 կՎ Ընդամենը		1419.2
Ընդամենը		1961.9

220 կՎ լարման ցանցը մատակարարում է տասնչորս 220/110 կՎ լարման ենթակայան, որոնց ընդհանուր հզորությունը կազմում է 2835 ՄՎԱ: Բաշխման ցանցը ներառում է հարյուր քսանվեց 110 կՎ լարման ենթակայաններ:

Բարձրավոլտ էլեկտրահաղորդման ցանցը պետությանն է պատկանում և ցանցի բնական զարգացումն ու արդիականացումն էլեկտրաէներգետիկական ամբողջ համակարգի զարգացման ռազմավարական առաջնահերթություններ են: Բարձրավոլտ ցանցի զարգացմանը նպաստող գործողությունները ներառում են երկու ուղղություն՝ գոյություն ունեցող ենթակառուցվածքի արդիականացում և հաղորդման ցանցի ընդլայնում:

- Գործողությունների առաջին խումբն ուղղված է բարձրավոլտ ցանցի ենթակայանների և ՕԳ-ների արդիականացմանը,
- Գործողությունների երկրորդ խումբն ուղղված է հաղորդման հզորությունների մշտադիտարկման համակարգի տեղադրմանը, ավտոմատացման (SCADA) համակարգի ընդլայնմանը, էլեկտրաէներգետիկական համակարգի հուսալիության և անվտանգության ցուցանիշների բարելավմանը և տարածաշրջանային ինտեգրման նպատակով նոր ենթակառուցվածքների զարգացմանը:

ԷԷՅՕ-ի կողմից ներկայումս շահագործվում է տասնչորս 220 կՎ լարման ենթակայան, երկու 110 կՎ լարման ենթակայան, 7046,27 կմ էլեկտրահաղորդման գծեր և 5600 հեկտարան՝ բարձր լարման հաղորդման ցանցում:

Վերջին տարիներին հիմնովին վերակառուցվել են հետևյալ ենթակայանները.

- 220/110/10 կվ լարման «Հաղթանակ» ԵԿ-ն , որը Երևան քաղաքի արևմտյան թաղամասերի բաշխիչ ենթակայանների և սպառողների հոսալի էլեկտրամատակարարման համար կարևորագույն դեր է խաղում.
- 220/110/10 կվ լարման «Աշնակ» ԵԿ-ն,
- 220/35/10 կվ լարման «Կամո» ԵԿ-ն,
- 220/110/10 կվ լարման «Գյումրի-2» ԵԿ-ն,
- 220/110/35 կվ լարման «Վանաձոր-2» ԵԿ-ն,
- 220/110/35 կվ լարման «Ալավերդի-2» ԵԿ-ն,
- 220/110/35 կվ լարման «Լիճք» ԵԿ-ն,
- Երևանի ՋԷԿ-ի 220 կվ լարման նոր ԵԿ-ն, որը կառուցվել և շահագործման է հանձնվել, փոխարինելով 110 կվ լարման հին ԵԿ-ին,
- 110 կվ լարման «Վանաձոր-1» ԵԿ-ն, որը սպասարկում է ՀՀ հյուսիսային տարածքների բնակիչներին և խոշոր արդյունաբերական սպառողներին:
- 220 կվ լարման «Ագարակ-2» ԵԿ,
- 220 կվ լարման «Շինուհայր» ԵԿ,

2024թ կրկին շահագործման է հանձնվել 220 կվ լարման Սյունիք ՕԳ-ն (նախկին 220 կվ լարման Վայք-Որոտան-1 միացյալ ՕԳ-ն), որն էականորեն բարձրացրել է Հայկական էներգահամակարգի աշխատանքի հուսալիությունը:

Բացի այդ, վերակառուցման փուլում են գտնվում հետևյալ երեք ենթակայանները.

- 110 կվ լարման «Զարենցավան-3» ԵԿ-ն սպասարկում է բնակիչ սպառողներին և Հայաստանի Հանրապետության հյուսիս-արևելքում տեղակայված վեց այլ ենթակայանների համար փոխանջատիչ կայան է հանդիսանում,
- 220 կվ լարման «Չովունի» ԵԿ-ն,
- 220 կվ լարման «Արարատ-2» ԵԿ-ն:

Իրականացվել է Նորադուզ - Լիճք - Վարդենիս - Վայք - Որոտան-1 կապի երկայնքով Հրազդան ՋԷԿ-ի և 220 կվ լարման «Շինուհայր» ԵԿ-ի միջև 230 կմ երկարությամբ 220 կվ լարման ՕԳ-ների արդիականացումը, ինչը մոտ 50 ՄՎտ-ով մեծացրել է դեպի ԻԻՀ արտահանվող հզորությունը:

Իրականացվել է 50 կմ երկարությամբ «Լավար» և «Նոյեմբերյան» 110 կվ լարման ՕԳ-ների վերակառուցումը: Սա անհրաժեշտ էր՝ հաշվի առնելով օդային գծերի վիճակը շահագործման տևողությունը և, որոնք միասին վտանգում էին սպառողների հոսալի և անխափան էլեկտրամատակարարումը:

Վերը նշված նախագծերի մշակումն ու իրականացումը հիմնականում կատարվում է միջազգային դոնորների օգնությամբ և աջակցում է երկրի գլխավոր նպատակներին:

Ցանցի փաստացի շահագործման վրա հիմնված ընդհանուր համակարգի արդյունավետության մասին մանրամասն տեղեկատվությունը, որը կներառի արտադրության կարգավարման վերլուծություն և դրանից բխող այլ լրացուցիչ

մանրամասներ, պետք է ներկայացվի որպես ՀՀԶՏԾ-ի առանձին բաժին՝ «Ցանցի մոդելների մշակում և ցանցի վերլուծություն»:

2.5. ՀԱՂՈՐԴՄԱՆ ՑԱՆՑԻ ԸՆԹԱՑԻԿ ԵՎ ՀԵՌԱՆԿԱՐԱՅԻՆ ԾՐԱԳՐԵՐԸ

Այս գլխում անդրադարձ է կատարվում ՀՀ կառավարության և ԷԷՀՕ-ի հեռանկարային նպատակներին: Սույն բաժնում դիտարկվող որոշ նախագծերի մասին արդեն նշվել է նախորդ բաժնում: Ինչպես նախորդ բաժինը, այս մեկը նույնպես բաժանված է երկու մասի՝ սկզբում դիտարկվում են արտադրական հզորությունները, հետո՝ հաղորդման ցանցի ընթացիկ և հեռանկարային ծրագրերը: Վերջում ներկայացված է հաղորդման ցանցի նախատեսված ծրագրերի ժամանակացույցը:

Հաշվի առնելով վերոնշյալ ԱՂՅՈՒՄԱԿ 3-ում ներկայացված առկա արտադրական հզորությունները և Էներգիայի արտադրանքը, ակնկալվում է, որ ԷլեկտրաԷներգիայի արտադրության կառուցվածքը կփոփոխվի, ինչը կապված է հին կայանների ակնկալվող շահագործումից դուրսբերման և նոր կայանների կառուցման հետ: Ինչ վերաբերում է ատոմային Էներգիային, ապա ՀՀ Կառավարության ուշադրության կենտրոնում է 2026թ. հետո ՀԱԷԿ-ի երկրորդ բլոկի շահագործման ժամկետի երկարաձգումը և ժամկետի ավարտից հետո նոր ատոմային կայանի կառուցումը:

Արտադրության հետ կապված ծրագրերն ու նպատակները թվարկված են ստորև ըստ իրականացման ժամանակացույցի:

- 2025թ.-ին

- Մասրիկ -1 արևային ՖՎ կայանի միացումը Հայկական Էներգահամակարգին՝ 55 ՄՎտ դրվածքային հզորությամբ: Սակայն պետք է ակնկալել կառուցման հետաձգում և դա հաշվի առնել ԷլեկտրաԷներգիայի արտադրության համապատասխանության վերլուծության մեջ:

Հայաստանի Հանրապետության ԷլեկտրաԷներգետիկական համակարգի նվազագույն ծախսերով 2020-2036 թվականների զարգացման պլանում (այսուհետ՝ ՆԾՁՊ, հղում [7] և Ռազմավարական ծրագրում [1] նշված հեռանկարային նախագծերը նպաստում են երկրի արտադրական հզորությունների զարգացմանը և ԷլեկտրաԷներգիայի արտադրության ոլորտի ամրապնդմանը: Այդ պլաններով նախատեսվում է.

- 2025թ.-ին

- Ինքնավար արևային Էլեկտրակայանների կառուցում, բարձրացնելով ընդհանուր դրվածքային հզորությունը 40 ՄՎտ-ից մինչև 390 ՄՎտ:

- 2025թ.-ից հետո՝

- ՀԱԷԿ-ի 2-րդ Էներգաբլոկի նախագծային ժամկետի երկարաձգում 2026 – 2036 թթ.,
- ՀԱԷԿ-ի 2-րդ Էներգաբլոկի նախագծային ժամկետի ավարտից հետո ՀԱԷԿ-ի տարածքում փոխարինող հզորությամբ նոր միջուկային Էներգաբլոկի կառուցում (ներառյալ դրա երկարաձգումը),
- 200 ՄՎտ «Այգ -1» ԱրԷԿ-ի կառուցում:

Պետք է նշել, որ ՆՃՁՊ-ի սցենարներում չի դիտարկվել Մեղրի ՀԷԿ-ի և Լոռիբերդ ՀԷԿ-ի կառուցումը: Դրանք կշարունակեն մնալ արդիական և կկառուցվեն որպես համակարգային նշանակության կայաններ, երբ ԷլեկտրաԷներգետիկական համակարգում նման կայանների կարիք կառաջանա:

Հաղորդման ցանցին վերաբերող իրականացվող հիմնական ծրագրերն ու նախագծերը հետևյալն են.

- Հայաստան-Իրան 400 կՎ լարման միջհամակարգային երկշղթա օդային գծի և Նորավան 400 կՎ լարման ենթակայանի կառուցման իրականացում: Էլեկտրահաղորդման գիծն ու ենթակայանը կբարձրացնեն Իրանական Էներգահամակարգի հետ փոխհոսքերի թողունակությունը 350 ՄՎտ-ից մինչև 1200 ՄՎտ և կբարելավեն ԷլեկտրաԷներգետիկական համակարգերի զուգահեռ աշխատանքի հուսալիությունը և Հայաստանի Հանրապետության Էներգետիկ անվտանգությունը:
- Կովկասյան Էլեկտրահաղորդման ցանցի (հաղորդման գիծ/ենթակայաններ) կառուցումը նպատակ ունի 500 կՎ լարման օդային գծի (ՕԳ) միջոցով իրականացնել միացումը Վրացական Էներգահամակարգի հետ: Միացումը կապահովի երկու հարևան համակարգերի ասինքրոն-զուգահեռ աշխատանքի հուսալիությունը, կառուցելով հետևյալը.
 - 350 ՄՎտ հզորությամբ 500/400 կՎ Բարձր լարման հաստատուն հոսանքի (ԲՀՀ) փոխակերպիչ կայան,
 - «Այրում» փոխակերպիչ ենթակայանը Վրացական Էներգահամակարգին միացող 8 կմ երկարությամբ 500 կՎ լարման ՕԳ՝ առաջին փուլում,
 - Երկու 440/220 կՎ լարման ավտոտրանսֆորմատորներով նոր 400/220 կՎ լարման ենթակայան Դմաշենում,

- Դժմաշեն և Այրում ենթակայանները միացնող 400 կՎ լարման միաշղթա ՕԳ՝ կանխատեսվող երկշղթայի համար նախատեսված հենարաններով:

Այս ծրագրի իրականացումը կապահովի 350 ՄՎտ հզորությամբ էլեկտրաէներգիայի փոխանակումը: Հաջորդ երկու փուլերում թողունակությունը Վրաստանի հետ նախատեսվում է բարձրացնել մինչև 1000 ՄՎտ՝ փոխհոսքերի ծավալից կախված:

- SCADA համակարգը ներդրվել է 2023թ. -ի սկզբին: Հայաստանի Հանրապետության Էներգահամակարգի թվայնացումը նպատակ ունի ապահովելու անվտանգության և հուսալիության բարձր մակարդակ՝ բարելավելով իրական ժամանակի կարգավարումը: Վերջինս մաքուր էներգիային անցումն ապահովող պայման է հանդիսանում: Համակարգը կունենա մասշտաբային մոդուլային կառուցվածք և աշխատանքային բնութագրեր ընտրելու հնարավորություն՝ հաշվի առնելու Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգետիկական համակարգի փոփոխվող պահանջները: Արդյունքում Էներգահամակարգում վթարների վերացման ժամանակը զգալիորեն կկրճատվի, իսկ սպառողների էլեկտրամատակարարման հուսալիությունը կբարձրանա: Բացի դրանից, արևային կայանների կառուցմանը զուգահեռ անհրաժեշտ կլինի ներդրումներ կատարել համակարգերի ավտոմատացման և ենթակառուցվածքների ոլորտում:

• 2025թ-ին

- 220/110 կՎ լարման «Չովունի» ենթակայանի վերակառուցում,
- 220/110 կՎ լարման «Արարատ-2» ենթակայանի վերակառուցում:

• Մինչև 2028թ. դեկտեմբերը՝

- Կովկասյան էլեկտրահաղորդման ցանցի կառուցում (Հայաստան-Վրաստան միջհամակարգային միացում՝ էլեկտրահաղորդման գիծ/ենթակայաններ),
- Հայաստան-Իրան միջհամակարգային միացման նախագիծ.նախատեսվում է 400 կՎ լարման երկշղթա օդային գծի և 400 կՎ «Նորավան» ենթակայանի կառուցում
- 220/110/10 կՎ լարման «Շահումյան-2» ենթակայանի վերակառուցում,
- 220/110/10 կՎ լարման «Մարաշ» ենթակայանի վերակառուցում,
- 220/110/35 կՎ լարման «Եղեգնաձոր» ենթակայանի վերակառուցում:

Վերոնշյալ նախագծերը մշակվել են ԷԷՀՕ-ի կողմից՝ 2022թ. հաղորդման ցանցի 2023-2032թթ. զարգացման ծրագրի շրջանակներում:

2.6. ՀԱՂՈՐԴՄԱՆ ՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԱՌԿԱ ՄԱՐՏԱՀՐԱՎԵՐՆԵՐԸ

Սույն բաժնի վերջին մասում բացահայտվում են Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգիայի հաղորդման ցանցի առկա մարտահրավերները: Բացահայտված խնդիրները կապված են ԷԷՀՕ-ի համար ՀՀ օրենսդրությամբ և կանոնակարգերով սահմանված պահանջների ու պարտավորությունների հետ և դիտարկվում են

հաղորդման ցանցի պլանավորման և շահագործման տեսանկյունից, հաշվի առնելով ներկա կառուցվածքը և ակնկալվող զարգացումները:

Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրաէներգետիկական համակարգում ծառայություն մատուցողները և դրանց հիմնական գործառնությունները հետևյալն է.

- ԷԷՀՕ՝ հետևյալ գործառնություններով.
 - Համակարգի հաշվեկշռի պլանավորում և բեռի կանխատեսում
 - Պլանավորում և կարգավարում
 - Օպերատիվ կառավարում
 - Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի տարեկան հաշվեկշռի պատրաստում
 - Միջհամակարգային փոխհոսքերի կառավարում
 - ՀՑԶՏԾ-ի մշակում և պարբերաբար թարմացում
- ԷԷՇՕ՝ իր գործառնություններով.
 - Շուկայի կառավարման ծրագրի շահագործում և սպասարկում
 - Շուկայի կազմակերպում
 - Հայտերի և գործարքների գրանցում
 - Հաշվառում և հաշիվների ներկայացում
- Հաղորդման համակարգի օպերատոր.
 - Հաղորդման ծառայության տրամադրում (ակտիվների կառավարում)
 - Էլեկտրաէներգիայի տարանցման կազմակերպում
 - Հաշվառման համալիրների շահագործում
 - Ցանցի զարգացում և վերակառուցում
- Բաշխման համակարգի օպերատոր՝
 - Էլեկտրաէներգիայի բաշխում
 - Հաշվառման համալիրների տվյալների գրանցում
 - Ցանցի զարգացում
- Հաշվեկշռման ծառայություն մատուցող
 - Հաշվեկշռման ծառայություններ
 - Էլեկտրաէներգիայի առք և վաճառք հաշվեկշռման շուկայում

Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի իրականացումը յուրաքանչյուր փուլում ուղեկցվում է այդ փուլին բնորոշ մարտահրավերներով: Համակարգի օպերատորը պատրաստ է լինում դիմակայելու այդ մարտահրավերներին և համակարգը աշխատացնելու ազատականացված շուկայի պայմաններում, սակայն դրան պետք է պատրաստ լինեն նաև բոլոր խաղացողները, ներառյալ Հաղորդողը և Բաշխողը: Համակարգի օպերատորի համար մասնակիցների ավելացումը ապագայում մարտահրավեր է հանդիսանում պլանավորման և շահագործման տեսակետից: Պլանավորման արդյունքում պետք է որոշվի ապագա համակարգի հաշվեկշիռը և հոսալիության և անվտանգության ցուցանիշները, իսկ շահագործումը պետք է իրականացվի իրական ժամանակում այնպես, որ ապահովված լինի մատակարարման անվտանգությունը: Հաղորդողը կարող է աջակցել Համակարգի օպերատորին՝ արագացնելով ներդրումները Էներգահամակարգում: Հետագայում, Հաղորդողի, Համակարգի օպերատորի և Բաշխողի միջև համակարգում ու համագործակցությունը պետք է ընդլայնվեն և հստակեցվեն:

Ակնկալվում է, որ ՎԷԱ-ի զարգացումը հիմնարար փոփոխություններ կառաջացնի պլանավորման և շահագործման պրակտիկայի մեջ, որը ներկայումս կիրառվում է Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրաէներգետիկական համակարգում: Վերականգնվող ռեսուրսների անկայունությունը շահագործման տեսակետից արագ արձագանք է պահանջում: Անձնակազմի ուսուցումը և դրա պատրաստվածությունը այս առումով առաջին քայլն է: Կարևոր գործողություններից մեկը, որը պահանջում է բոլոր դերակատարների համակարգում, աշխատանքային խմբերի ստեղծումն է, որոնց համատեղ աշխատանքները համակարգվեն ՀԾԿՀ-ի և Տարածքային կառավարման և ենթակառուցվածքների նախարարություն (ՏԿԵՆ)-ի կողմից, և այդ աշխատանքների շրջանակում կքննարկվեն տեխնիկական և տնտեսական խնդիրներ և կընդունվեն որոշումներ՝ բաց և թափանցիկ խորհրդատվության հիման վրա:

2.7. ՆԵՐԿԱ ԻՐԱՎԻՃԱԿԻ ԱՄՓՈՓՈՒՄ

Չնայած, որ Հայաստանի Հանրապետության բնակչությունը նվազել է, տնտեսության, ՀՆԱ-ի և արդյունաբերական զարգացման տեմպերը աճել են վերջին տասը տարվա ընթացքում: Իհարկե, վերջին չորսը տարում տնտեսության անկմանը որոշ չափով նպաստել է նաև COVID 19 համաճարակի տարածումը:

Էլեկտրաէներգիայի սպառման տատանումներ են գրանցվել 2012 և 2016 թվականներին: Սակայն ակնհայտ երևում է, որ սպառումը տարիներ շարունակ մնում է գրեթե անփոփոխ՝ տատանվելով 6600 ԳՎտժ-ի շուրջ, որի մեծ մասը կազմում է կենցաղային սպառումը: Արտահանումը դեպի ԻԻՀ Էներգահամակարգ տատանվում է 1200-1600 ԳՎտժ/տարի, ինչը պայմանավորված է երկրների միջև ձեռք բերված համաձայնագրերով: Հաղորդման ցանցի տարեկան կորուստները վերջին տարիներին նվազել են 14%-ով:

ՎԷԱ-ն կայուն տեմպերով ինտեգրվում են Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրաէներգետիկական համակարգին: 2024թ սեպտեմբերի 1-ի դրությամբ 205.49 ՄՎտ դրվածքային հզորությամբ թվով 61 արևային կայաններ և 353,65 ՄՎտ դրվածքային հզորությամբ թվով 25425 ինքնավար արևային Էլեկտրակայաններ միացած են Էլեկտրաէներգետիկական համակարգին: Մոտավորապես տասներեք ենթակայանի վերակառուցման աշխատանքներ են ընթանում կամ արդեն ավարտվել են ներկա պահի դրությամբ: 220 կՎ լարման գծերի, 220/110/35 կՎ լարման ենթակայանների

արդիականացումը և SCADA համակարգերի ներդրումը էլեկտրաէներգետիկական համակարգում իրականացված փոփոխությունների մասն են:

ՀՀ Կառավարության կարևորագույն նպատակն է 2026թ. հետո ՀԱԷԿ-ի երկրորդ բլոկի շահագործման ժամկետի երկարաձգումը և ժամկետի ավարտից հետո նոր ատոմային կայանի կառուցումը: Բացի այդ, կառավարության հեռանկարային զարգացման ծրագրերով պլանավորվում է կառուցել 400 կՎ լարման երկշղթա ՕԳ-ներ դեպի Իրան և փոխակերպիչ կայանի միջոցով միանալ Վրացական էներգահամակարգին:

Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգետիկական համակարգի մարտահրավերները բազմաթիվ են: Դրանցից մի քանիսն են.

- համակարգի սուբյեկտների միջև ավելի ակտիվ հաղորդակցում և համակարգում.
- ԷԷՀՕ աշխատակիցների թիվը ավելացնելու անհրաժեշտություն, ինչը թույլ կտա լուծել համակարգի առաջիկա խնդիրները (ՀՅՀՏԾ, հաշվեկշռի վերաբերյալ ուսումնասիրություններ, օպերատիվ ընթացակարգեր և այլն).
- շահագործման կառավարման բաժնի աշխատակիցների վերապատրաստման և դասընթացների քանակի ավելացման անհրաժեշտություն, հաշվի առնելով իրենց անմիջական պարտականությունները նոր շուկայական միջավայրում:

3. ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՊԱՅԱՆՁԱՐԿԻ ԵՎ ԲԵՌԻ ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄ

3.1 ՆԵՐԱԾՈՒԹՅՈՒՆ

ՀՅՀՏԾ-ի պատրաստման ժամանակ էլեկտրաէներգիայի սպառման ու պիկային բեռի և դրանց տարածական բաշխման կանխատեսումը հիմնված է «վերևից ներքև» և «ներքևից վերև» մոտեցումների համադրության վրա: Հաղորդման համակարգից բաշխման համակարգ մատակարարվող էլեկտրաէներգիայի կանխատեսման շնորհիվ հնարավոր է դառնում ստանալ նաև պիկային բեռի կանխատեսումը:

Սպառման ծավալները (ընդհանուր սպառում, սպառում ըստ սպառողական խմբերի) և պիկային բեռի պատմական միտումները, ինչպես նաև դրանց կախվածությունը բնակչության և տնային տնտեսությունների, ՀՆԱ-ի և դրա բաղադրիչների փոփոխություններից, հիմք են հանդիսացել հաղորդման ցանցից բաշխման ցանց ընդհանուր մատակարարվող էներգիայի կանխատեսման տարբերակների ձևավորման համար: Հաղորդման ցանցից բաշխման ցանց ընդհանուր մատակարարվող էներգիայի կանխատեսվող փոփոխությունները ըստ ձևավորված տարբերակների հիմք են հանդիսացել պիկային բեռի աճի կանխատեսման համար:

Նախնական բեռի բաշխումն ըստ հաղորդման ցանցի հանգույցների (հիմնականում՝ ենթակայանների, որոնք կապում են հաղորդման և բաշխման ցանցերը) օգտագործվել է կանխատեսվող բեռի տարածական բաշխման համար: Առանձին ենթակայանների տարեկան բեռի փոփոխության տեմպերը հիմնված են սպառման միտումների կանխատեսման վրա՝ ըստ այդ ենթակայաններից սնվող մարզերի: Ընդ որում, բեռի աճի տեմպերը ըստ մարզերի կանխատեսվել են այնպես, որ ընդհանուր բեռի հաշվարկված

աճի տեմպը համապատասխանի ընտրված տարբերակների համար ստացած բեռի աճի տեմպին: Վերջինս, իր հերթին, գնահատվել է “վերևից ներքև” մոտեցման միջոցով:

3.2 ՏՎՅԱԼՆԵՐԻ ԱՌԱՆՁԻՆ ԽՄԲԵՐԻ ՀԱՐԱԲԵՐԱԿՑՈՒԹՅԱՆ ՄԱԿԱՐԴԱԿԻ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅՈՒՆ

Հաղորդման ցանցի օգտատերերի կողմից էլեկտրաէներգիայի սպառման և նրանց բեռների կանխատեսման համար համապատասխան մոդելների ձևավորման գործընթացը, որոնք անհրաժեշտ են հաղորդման ցանցի հեռանկարային մոդելի մշակման համար, պահանջում է գնահատել որոշակի պատմական տվյալների խմբերի միջև հարաբերակցության (կորելյացիայի) մակարդակը: Հետևաբար, կանխատեսման հուսալի մոդելներ ձևավորելու համար անհրաժեշտ է ունենալ հարաբերակցության համեմատաբար բարձր մակարդակ, որը հիմնավորված է այդ մակարդակը բացատրող ողջամիտ եկթադրությամբ:

Հարաբերակցության մակարդակը որոշվում է Պիրսոնի գծային հարաբերակցության գործակցի միջոցով, որը x և y փոփոխականների համար (օրինակ՝ տարի/էներգիայի սպառում հարաբերակցության համար) հաշվարկվում է հետևյալ բանաձևով:

$$R = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \cdot \sigma_y}$$

Որտեղ

σ_{xy} – կովարիացիան է

σ_x և σ_y - x և y փոփոխականների ստանդարտ տատանումներն են՝ հաշվարկված հետևյալ բանաձևերով.

$$\begin{aligned}\sigma_{xy} &= \frac{\sum x \cdot y}{n} - \frac{\sum x}{n} \cdot \frac{\sum y}{n} \\ \sigma_x &= \sqrt{\frac{\sum x^2}{n} - \left(\frac{\sum x}{n}\right)^2} \\ \sigma_y &= \sqrt{\frac{\sum y^2}{n} - \left(\frac{\sum y}{n}\right)^2}.\end{aligned}$$

Դետերմինացիայի գործակիցը՝ R^2 -ը հաշվարկվում է որպես հարաբերակցության գործակցի քառակուսին: Սովորաբար, 0.7-ից բարձր հարաբերակցության գործակցի՝ այսինքն՝ 0.5-ից բարձր դետերմինացիայի գործակցի բացարձակ արժեքները ցույց են տալիս երկու փոփոխականների միջև ուժեղ փոխկապակցությունը: Այնուամենայնիվ, էլեկտրաէներգիայի սպառման և պիկային բեռի կանխատեսման վերլուծության տեսանկյունից երկու փոփոխականների միջև ուժեղ փոխկապակցությունը նշանակում է, որ հարաբերակցության գործակցի բացարձակ արժեքները 0.9-ից մեծ են (այսինքն՝ դետերմինացիայի գործակիցը՝ 0.81-ից մեծ է) և հարաբերակցության գործակցի բացարձակ արժեքների հարաբերակցությունը մեծ է 0.8-ից (այսինքն՝ դետերմինացիայի գործակիցը մեծ է 0.64-ից):

Բացի այն դեպքի, երբ երկու փոփոխականների միջև նկատվում է ուժեղ հարաբերակցություն, կարևոր է գտնել նաև այդ երևույթի ողջամիտ բացատրությունը: Բացատրությունը ապահովում է լրացուցիչ որոշակիություն փոփոխականի հետագա էվոլյուցիայի մոդելավորման համար, որի արժեքը կանխատեսվում է անկախ փոփոխականի հիման վրա, վերջինիս արժեքը, իր հերթին, կարող է կանխատեսվել միայն ապագայում: Ակնհայտ է, որ հաշվի առնելով գործոնների քանակն ու

բարդությունը, որոնք ազդում են երկու փոփոխականների միջև փոխկապվածության վրա, դա հաճախ հնարավոր չէ: Այս դեպքում դիտարկված փոխկապվածությունը զուտ վիճակագրական կապ է երկու փոփոխականների միջև, ներառյալ բազմաթիվ գործոնների, կապված դրանց պատմական էվոլյուցիայի հետ: Բոլոր այն դեպքերի համար, երբ փոփոխականների փոխկախվածությունը վերլուծվել են սպառման կանխատեսման նպատակով, գծային կախվածության հարաբերակցության գործակիցը նախ որոշվել է որպես միջոց՝ կապակցված փոփոխականի արժեքների «ցրման» մակարդակը դիտարկելու համար: Ենթադրելով, որ սահմանված է հարաբերակցության որոշակի մակարդակ, օգտագործվում են էքստրապոլացիայի տարբեր ֆունկցիաներ (գծային, լոգարիթմական, էքսպոնենցիալ, աստիճանային և քառակուսային ֆունկցիաները նույնպես կարող են օգտակար լինել): Այն ֆունկցիան, որը լավագույնս կարտացոլի անցյալի վարքագիծը, կարող է օգտագործվել ապագայի կանխատեսման համար:

3.3 ԲՆԱԿՉՈՒԹՅԱՆ ԱՃԻ ՄԻՏՈՒՄՆԵՐԸ

Էլեկտրաէներգիայի սպառման և պիկային բեռի փոփոխությունը որոշող հիմնական պարամետրերից մեկը՝ բնակչության աճն է: Անցյալում, երկար տարիներ շարունակ բնակչության թվաքանակի փոփոխության և բաշխման համակարգ մատակարարված էլեկտրաէներգիայի միջև, ինչպես նաև մեկ շնչին ընկնող էներգիայի սպառման և դրան համապատասխանող տարվա միջև եղել է էական հարաբերակցություն:

Առկա պատմական տվյալների հիման վրա հնարավոր է զարգացնել բնակչության աճի ամենապարզ միտումը: Սակայն պարզ միտումը հաշվի չի առնում հավելյալ ժողովրդագրական տվյալների դերը (բնակչության բաշխումը ըստ տարիքի, ծնելիությունը ըստ տարիքի և դրա պատմական աճը և այլն): Այդ իսկ պատճառով ավելի լավ է ընդունել արտաքին աղբյուրներից հասանելի ընդհանուր բնակչության կանխատեսման արդյունքները: ԱՂՅՈՒՄԱԿ 6-ում ներկայացված է բնակչության աճի կանխատեսումը [10], որն էլ օգտագործվել է ՀՅՏՏԾ-ի պատրաստման համար:

Բնակչության կանխատեսումը ըստ մարզերի կատարվում է պարզ էքսպոնենցիալ միտումների հիման վրա: Յուրաքանչյուր մարզի համար հաշվարկվել են տարբեր միտումներ,՝ հաշվի առնելով յուրաքանչյուր մարզի բնակչության թվաքանակը 2002-2020 թվականներին: Լավագույն միտումները ներկայացված են հետևյալ աղյուսակում:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 5: ԴԵՏԵՐՄԻՆԱՑԻԱՅԻ ԳՈՐԾԱԿԻՑՆԵՐԻ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ԲՆԱԿՉՈՒԹՅՈՒՆ/ԺԱՄԱՆԱԿԱՅԱՏՎԱԾ ԿԱՌԱՎՈՒԹՅԱՆ ՀԱՄԱՐ		
Մարզ/Մայրաքաղաք	Լավագույն միտումները	Հաջորդ լավագույն միտումները
Երևան (մայրաքաղաք)	Էքսպոնենցիալ - $R^2 = 0.9924349563$	Գծային - $R^2 = 0.9922415775$
Արագածոտնի մարզ	Գծային - $R^2 = 0.9376754893$	Էքսպոնենցիալ - $R^2 = 0.9309821633$
Արարատի մարզ	Էքսպոնենցիալ - $R^2 = 0.9629314565$	Գծային - $R^2 = 0.9364679989$
Արմավիրի մարզ	Լոգարիթմական - $R^2 = 0.9342381982$	Աստիճանային - $R^2 = 0.9321341406$

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 5: ԴԵՏԵՐՄԻՆԱՑԻԱՅԻ ԳՈՐԾԱԿԻՑՆԵՐԻ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ
ԲՆԱԿՉՈՒԹՅՈՒՆ/ԺԱՄԱՆԱԿԱՅԱՏՎԱԾ ԿԱՌԱՎԱԾՈՒԹՅԱՆ ՀԱՄԱՐ**

Մարզ/Մայրաքաղաք	Լավագույն միտումները	Հաջորդ լավագույն միտումները
Գեղարքունիքի մարզ	Գծային - $R^2 = 0.85666349127$	Էքսպոնենցիալ - $R^2 = 0.8536817802$
Լոռու մարզ	Էքսպոնենցիալ - $R^2 = 0.9891632352$	Գծային - $R^2 = 0.9821167927$
Կոտայքի մարզ	Լոգարիթմական - $R^2 = 0.9398120437$	Աստիճանային - $R^2 = 0.9368090856$
Շիրակի մարզ	Էքսպոնենցիալ - $R^2 = 0.9941541650$	Գծային - $R^2 = 0.9932753043$
Սյունիքի մարզ	Էքսպոնենցիալ - $R^2 = 0.9754021850$	Գծային - $R^2 = 0.9720123152$
Վայոց ձորի մարզ	Գծային - $R^2 = 0.9855667649$	Էքսպոնենցիալ - $R^2 = 0.9814761535$
Տավուշի մարզ	Գծային - $R^2 = 0.9707803529$	Էքսպոնենցիալ - $R^2 = 0.9669444006$

Ամենահաճախ հանդիպող լավագույն միտումը, ըստ երևույթին, Էքսպոնենցիալ միտումն է: Այդ պատճառով է տվյալ միտումն ի վերջո ընտրվել որպես ներկայացուցչական բոլոր մարզերի համար: Դետերմինացիայի գործակիցների արժեքները բարձր են, ինչը նշանակում է, որ բնակչության թվաքանակի և այն տարվա միջև, երբ դիտարկվել է այդ թվաքանակը, հարաբերակցությունը մեծ է: Մարզերում բնակչության կանխատեսումը Էքսպոնենցիալ միտումով կանխատեսելուց հետո, բնակչության կանխատեսվող թվաքանակը ընդլայնվել է այնպես, որ համապատասխանի ընդհանուր բնակչության թվաքանակին՝ համաձայն ընտրված ժամանակային շարքի [10]: Արդյունքները ներկայացված են ԱՂՅՈՒՄԱԿ 6-ում:

Հաշվարկված արժեքները օգտագործվել են Էլեկտրաէներգիայի կանխատեսման համար որպես անկախ փոփոխականներ՝ մեկ շնչին ընկնող ՀՆԱ-ի և մեկ շնչին ընկնող սպառման ցուցանիշների հիման վրա:

	ԱՂՅՈՒՄԱԿ 6: ԲՆԱԿՉՈՒԹՅԱՆ ՊԱՏՄԱԿԱՆ «ԱՃԸ» ԵՎ ԲՆԱԿՉՈՒԹՅԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄԸ															
Բնակչու թյուն	Մարզ/Մ այրաքա ղաք		Երևան (մայրաքա ղաք)	Արագա ծոտնի մարզ	Արարա տի մարզ	Արմավի րի մարզ	Գեղարք ունիքի մարզ	Լոռու մարզ	Կոտայք ի մարզ	Շիրակի մարզ	Սյունիքի մարզ	Վայոց ծորի մարզ	Տավուշ ի մարզ	Բոլոր մարզերը	Ընդհանու ր բնակչությ ունը	Աճի տեմպ ը
Տարեկան գնահատական		2002	1 102 400	138 100	271 500	276 200	237 500	285 200	272 100	282 800	152 400	55 900	134 200	2 105 900	3 208 300	
		2003	1 098 700	137 500	270 400	275 100	237 500	281 400	270 600	279 500	151 500	55 500	133 500	2 092 500	3 191 200	0.53%
		2004	1 094 500	137 100	269 200	274 200	237 300	277 200	269 000	276 800	150 600	55 200	132 700	2 079 300	3 173 800	- 0.55%
		2005	1 090 500	136 500	268 200	273 400	237 000	272 800	267 400	273 800	149 700	54 800	131 900	2 065 500	3 156 000	- 0.56%
		2006	1 086 200	136 000	267 000	272 200	236 900	267 900	265 600	270 900	148 500	54 400	131 200	2 050 600	3 136 800	- 0.61%
		2007	1 082 000	135 500	265 900	271 100	236 600	262 500	263 700	267 900	147 300	54 100	130 800	2 035 400	3 117 400	- 0.62%
		2008	1 078 100	135 000	264 500	270 000	236 500	257 100	261 800	264 300	146 100	53 700	130 200	2 019 200	3 097 300	- 0.64%
		2009	1 073 800	134 500	263 400	269 000	236 300	251 200	259 700	260 900	144 900	53 300	129 800	2 003 000	3 076 800	- 0.66%
		2010	1 069 100	133 900	262 000	267 900	236 000	245 100	257 600	257 700	143 700	52 900	129 300	1 986 100	3 055 200	- 0.70%
Մարդա համար		2011	1 065 000	133 300	261 100	266 700	235 600	239 000	255 700	251 941	141 771	52 324	128 609	1 966 045	3 031 045	- 0.67%
Տարեկան գնահատական		2012	1 061 044	133 063	260 634	266 151	235 380	235 660	254 616	252 093	141 747	52 367	128 621	1 960 332	3 021 376	- 0.32%
		2013	1 066 264	133 070	261 335	267 101	235 587	234 663	255 353	251 267	141 645	52 252	128 342	1 960 615	3 026 879	0.18%
		2014	1 068 306	132 305	260 787	267 187	234 079	230 760	254 997	248 381	141 001	51 702	127 574	1 948 773	3 017 079	- 0.32%
		2015	1 071 511	131 332	260 102	267 002	232 988	227 999	254 990	246 409	140 182	51 406	126 677	1 939 087	3 010 598	- 0.21%
		2016	1 073 660	129 774	258 911	266 613	231 794	224 954	253 898	243 152	139 471	50 836	125 514	1 924 917	2 998 577	- 0.40%
		2017	1 075 841	128 518	258 407	265 759	230 715	221 098	252 830	239 278	138 953	50 277	124 475	1 910 310	2 986 151	- 0.41%
		2018	1 077 590	127 146	257 804	264 617	229 711	217 363	251 598	235 380	138 397	49 633	123 493	1 895 142	2 972 732	- 0.45%
		2019	1 081 874	125 440	256 688	263 900	228 256	215 471	251 609	233 245	137 574	48 970	122 242	1 883 395	2 965 269	- 0.25%
		2020	1 084 024	124 721	256 570	263 863	227 632	213 315	250 909	231 365	137 312	48 508	121 475	1 875 670	2 959 694	- 0.19%

		2021	1091000	124500	256600	264000	227300	212600	251200	251200	135800	481000	120500	2324700	2 963000	15.3%
		2022	1052754	115808	224332	224174	177310	193580	242695	205025	106916	43255	103589	1636684	2689438	21.2% ⁻
		2023	1088646	129198	249661	254097	210059	222763	270642	235603	114376	47438	115004	1848841	2937487	9.2%
		2024	1106302	131864	255527	259654	213203	226274	278125	238887	116379	48519	116467	1884899	2991201	1.2%
	Կանխավորված	2025	1094464	157322	301697	307155	285642	401176	280556	359447	206518	639157	164200	2527632	3467373	16.5%
		2026	1094871	158111	302951	308403	287394	407010	281171	363034	208806	64541	165423	2546850	3479735	0.35%
		2027	1095280	158905	304210	309656	289158	412929	281788	366657	211121	65173	166655	2566255	3492141	0.35%
		2028	1095688	159702	305475	310914	290932	418934	282406	370316	213460	65811	167896	2585850	3504591	0.35%
		2029	1096096	160504	306744	312177	292717	425026	283025	374012	215826	66455	169146	2605637	3517085	0.35%
		2030	1096505	161309	308019	313446	294513	431207	283646	377745	218218	67106	170405	2625618	3529624	0.35%
		2031	1096913	162119	309299	314719	296320	437478	284268	381515	220637	67763	171674	2645795	3542208	0.35%
		2032	1097322	162932	310585	315998	298138	443840	284891	385323	223082	68426	172952	2666171	3554836	0.35%
		2033	1097731	163750	311876	317282	299967	450294	285516	389168	225554	69096	174240	2686747	3567510	0.35%
		2034	1098140	164572	313172	318571	301807	456842	286142	393052	228054	69773	175537	2707527	3580228	0.35%

3.4 ՀՆԱ-Ն և ԴՐԱ ԲԱՂԱԴՐԻՉՆԵՐԸ ՈՐՊԵՍ ՊԱՅԱՆՋԱՐԿԻ ԿԱՆԽԱՏԵՍՄԱՆ ՀԻՄՔ

Պահանջարկի կանխատեսման համար որպես երկրորդ կարևոր գործոն բնակչությունից հետո հանդիսանում է տնտեսությունը: Գոյություն ունեն տնտեսությունը թվերով ներկայացնելու տարբեր ուղիներ, սակայն ավելի ընդունված է այն ներկայացնել ՀՆԱ-ի և դրա բաղադրիչների միջոցով: Ինչպես բերված է ստորև, էլեկտրաէներգիայի սպառման և ՀՆԱ-ի ցուցանիշների միջև առկա է էական հարաբերակցություն:

Ներկա իրավիճակի վերլուծության մեջ նշվում են ՀՆԱ-ի ցուցանիշների որոշ արժեքներ (ՀՆԱ (մլն ընթացիկ ԱՄՆ դոլարով), մեկ շնչին ընկնող ՀՆԱ (ընթացիկ ԱՄՆ դոլարով), ըստ ԳՊ-ի ՀՆԱ (մլն 2017 թվականի հաստատուն միջազգային դոլարով), մեկ շնչին ընկնող ըստ ԳՊ-ի ՀՆԱ (2017 թվականի հաստատուն միջազգային դոլարով), արդյունաբերական արտադրանքի ծավալը (մլրդ ՀՀ դրամ), արդյունաբերության միջին տարեկան աճի տեմպերը, ներառյալ շինարարությունը (%), բեռնափոխադրումները (մլն տոննա-կմ) և ուղևորափոխադրումները (մլն ուղևոր-կմ): Ընդհանուր ՀՆԱ-ում բաղադրիչների մասնակցությունը (գյուղատնտեսության, անտառային տնտեսության և ձկնորսության ավելացված արժեքը (% ՀՆԱ-ից), արդյունաբերությունը (% ՀՆԱ-ից), շինարարությունը (% ՀՆԱ-ից), ծառայությունները (% ՀՆԱ-ից), այլ (% ՀՆԱ-ից), որոնք ներկայացված են առկա իրավիճակի վերլուծության մեջ, հիմք է հանդիսանում առանձին բաղադրիչների ծավալների հաշվարկման և միտումների կորերի պատրաստման համար:

Առանձին ցուցանիշների և ժամանակի միջև հարաբերակցությունը գնահատելուց հետո պարզվեց, որ դրանցից մի քանիսը կարող են ընտրվել որպես անկախ փոփոխականներ՝ բեռի կանխատեսումն ուսումնասիրելու համար: Ընտրության լրացուցիչ չափանիշ է հանդիսացել արտաքին իրավասու աղբյուրից հասանելի կանխատեսման տվյալները: Այս դեպքում դա Արժույթի միջազգային հիմնադրամն է (ԱՄՀ) և իր կողմից 2021 թվականի հոկտեմբերին հրապարակված «Համաշխարհային տնտեսական հեռանկարները» հաշվետվության տվյալները :

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 7: ՀՆԱ-Ի ՑՈՒՑԱՆԻՇՆԵՐԸ ԲԵՌԻ ԿԱՆԽԱՏԵՍՄԱՆ ՀԱՄԱՐ				
Տարի	Ազգային արժույթով հաստատուն գնով ՀՆԱ (մլրդ ՀՀ դրամ)	Ընթացիկ գնով ՀՆԱ (մլրդ ԱՄՆ դոլար)	Մեկ շնչին ընկնող ըստ ԳՊ-ի ՀՆԱ (2017 թվականի հաստատուն միջազգային դոլարով)	
2003	1779.2	2.807	5763.7	
2004	1965.5	3.577	6388.3	
2005	2242.9	4.900	7338.4	
2006	2538.9	6.384	8334.6	
2007	2888.0	9.206	9512.3	
2008	3088.6	11.662	10207.3	
2009	2651.6	8.648	8792.5	
2010	2709.9	9.260	8996.9	
2011	2837.3	10.142	9414.6	
2012	3039.7	10.619	10079.4	
2013	3143.4	11.121	10388.3	
2014	3256.8	11.610	10744.2	

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 7: ՀՆԱ-Ի ՑՈՒՑԱՆԻՇՆԵՐԸ ԲԵՌԻ ԿԱՆԽԱՏԵՍՄԱՆ ՀԱՄԱՐ			
Տարի	Ազգային արժույթով հաստատուն գնով ՀՆԱ (մլրդ ՀՀ դրամ)	Ընթացիկ գնով ՀՆԱ (մլրդ ԱՄՆ դոլար)	Մեկ շնչին ընկնող ըստ ԳԴ-ի ՀՆԱ (2017 թվականի հաստատուն միջազգային դոլարով)
2015	3362.8	10.553	11074.4
2016	3369.3	10.546	11087.8
2017	3622.6	11.527	11974.0
2018	3811.9	12.458	12644.1
2019	4102.8	13.619	13637.9
2020	3801.1	12.641	12637.3
2021	4046.7	13.612	13452.6
2022	4230.5	15.060	14062.7
2023	4416.7	16.157	14680.3
2024	4597.7	17.369	15280.9
2025	4781.6	18.684	15890.9
2026	4972.9	20.084	16525.2
2027	5171.8	21.590	17186.2
2028	5378.7	23.210	17873.7
2029	5593.8	24.950	18588.6
2030	5817.6	26.822	19332.1
2031	6050.3	28.833	20105.4
2032	6292.3	30.996	20909.6
2033	6579.8	33.401	21806.6
2034	6580.9	35.993	22742.1
Միջին աճի տեմպը (2003-2020)	4.57%	9.26%	4.73%
Միջին աճի տեմպը (2011-2020)	3.30%	2.48%	3.33%
Միջին աճի տեմպը (2011-2018)	4.31%	2.98%	4.30%
Միջին աճի տեմպը (2020-2026)	4.58%	8.02%	4.57%
Միջին աճի տեմպը (2020-2034)	4.29%	7.76%	4.29%

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 7-ում ներկայացված են ՀՆԱ-ի պատմական և կանխատեսվող ՀՆԱ-ի արժեքները, ազգային արժույթով հաստատուն գնով ՀՆԱ-ն, ԱՄՆ ընթացիկ գնով ՀՆԱ-ն, և մեկ շնչին ընկնող ըստ ԳԴ-ի ՀՆԱ-ն՝ 2017 թվականի հաստատուն միջազգային դոլարով: Կանխատեսումը կատարվել է արտաքին աղբյուրի կողմից 2021-2026 թվականների համար : Հետագա 2027-2034 տարիների համար ընդունվել են ֆիքսված աճի տեմպեր, որոնք հավասար են 2026 թվականի աճի տեմպերին (4%`

ազգային արժույթով հաստատուն գնով ՀՆԱ-ի համար և մեկ շնչին ընկնող ՀՆԱ ԳՊ-ի համար և 7.5% ընթացիկ գնով ՀՆԱ-ի համար):

Հայաստանի Հանրապետության առանձին Էներգասպառման ոլորտների պահանջարկի կանխատեսման նպատակով օգտագործվել են ՀՀ վիճակագրական կոմիտեի հավաքագրած տվյալները : Դրանք հասանելի են 2010 թվականից և հարաբերակցվում են սպառման որոշակի (համապատասխան) տեսակների հետ (ԱՂՅՈՒՄԱԿ 8):

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 8: ՀՆԱ-Ի ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅՈՒՆԸ ԸՆԹԱՑԻԿ ԳՆԵՐՈՎ ԸՍՏ ՏՆՏԵՍԱԿԱՆ ԳՈՐԾՈՒՆԵՈՒԹՅԱՆ ՏԵՍԱԿՆԵՐԻ							
Տարի	Ընդհանուր արդյունաբերություն (արդյունաբերական արտադրություն և ընթացիկ գներով, մլն ՀՀ դրամ) ներառյալ Բ-Ե	Բ. Հանքագործական արդյունաբերություն և բացահանքերի շահագործում ընթացիկ գներով, մլն ՀՀ դրամ	Գ. Մշակող արտադրություն և ընթացիկ գներով, մլն ՀՀ դրամ	Հանքագործական արդյունաբերություն, բացահանքերի շահագործում և մշակող արտադրություն ընթացիկ գներով, մլն ՀՀ դրամ	Դ. Էլեկտրաէներգիայի, գազի, ջրի, ջերմության և օդի մատակարարում ընթացիկ գներով, մլն ՀՀ դրամ	Ե. Ջրամատակարարում, կոյուղի, թափոնների կառավարում և վերամշակում ընթացիկ գներով, մլն ՀՀ դրամ	Ծառայություններ, ընդամենը մլն ՀՀ դրամ
2010	918 915.3	145 536.8	639 287.9	784 824.7	116 156.5	17 934.1	773 054.1
2011	1 125 814.3	170 168.6	771 626.0	941 794.6	165 682.9	18 336.8	843 085.7
2012	1 261 320.1	193 326.4	838 831.5	1 032 157.9	211 724.1	17 438.1	943 345.6
2013	1 390 902.5	196 962.4	925 665.6	1 122 628.0	250 503.3	17 771.2	991 469.1
2014	1 440 578.8	193 400.9	996 795.8	1 190 196.7	231 756.4	18 625.7	1 085 533.5
2015	1 498 973.6	220 818.9	995 595.0	1 216 413.9	261 879.4	20 680.3	1 131 754.4
2016	1 573 362.9	256 628.8	1 028 808.9	1 285 437.7	265 546.5	22 378.7	1 247 165.0
2017	1 834 773.5	341 099.1	1 209 503.4	1 550 602.5	258 825.0	25 346.0	1 434 321.2
2018	1 937 475.3	300 744.8	1 352 067.1	1 652 811.9	258 987.4	25 676.0	1 725 840.2
2019	2 091 525.7	356 780.6	1 455 856.6	1 812 637.2	253 977.8	24 910.7	1 993 439.3
2020	2 101 072.7	403 455.5	1 417 895.0	1 821 350.5	257 886.7	21 835.5	1 721 735.5
2021	2105045.6	412542.5	1425895.6	1839564	268884.5	25620.3	1750562.3
2022	2167056.6	419645.6	1436896.7	1861639	269900.4	26048.4	180365.5

Այս ազգային արդյունաբերական սպառման վերաբերյալ հնարավոր անուղղակի կանխատեսում կազմելու համար ընտրվել է ընդամենը երկու ցուցանիշ, այսինքնամիջոցառման և դետերմինացիայի գործակիցների ցուցանիշների բարձր արժեքներով:

Հաղորդման համակարգում Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր հաշվեկշիռը 2003-2020 թվականներին ներկայացված է հետևյալ աղյուսակներում: Այս աղյուսակներից երևում է, որ ՀԷՑ-ին (բաշխիչ համակարգի օպերատորին) փոխանցված էներգիայի, բաշխման համակարգի կորուստների, բաշխման ցանցին միացած (բաշխված) արտադրության և ընդհանուր սպառված էներգիայի արժեքները համապատասխանորեն հաշվեկշռված չեն: Դրա պատճառը, հավանաբար, բաշխված արտադրության կարգավիճակն է, որի արտադրանքի մի մասը կարող է ուղղակիորեն փոխանցվել հաղորդման ցանց:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 9: ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՀԱՇՎԵԿՇԻՐԸ ՀԱՂՈՐԴՄԱՆ ՑԱՆՑՈՒՄ								
Տարի	Ընդհանուր սպառում (ԳՎտժ)	Էլեկտրաէներգիայի տարեկան մատակարարումը Էլեկտրակայաններից հաղորդման ցանց (ԳՎտժ)	Արտահանում հարավ (ԳՎտժ)	Ներմուծում հարավից (ԳՎտժ)	Արտահանում հյուսիս (ԳՎտժ)	Արտահանում հյուսիսից (ԳՎտժ)	Էլեկտրաէներգիայի տարեկան առաքումը հաղորդման ցանցից ՀԷՑ (ԳՎտժ)	Տարեկան կորուստները հաղորդման ցանցում (ԳՎտժ)
2003	4762	5188	275	263	213	0	4735	229
2004	4880	5681	446	215	475	0	4851	135
2005	5106	5943	389	320	656	0	5120	97
2006	5228	5602	423	352	186	0	5260	85
2007	5541	5572	313	409	0	0	5571	97
2008	5626	5779	360	338	0	0	5664	94
2009	5224	5341	336	246	0	20	5199	72
2010	5307	6183	1061	157	0	89	5267	101
2011	5790	7105	1383	71	0	117	5887	137
2012	6042	7667	1226	64	0	73	6133	139
2013	6164	7381	1578	11	0	68	6214	146
2014	6220	7389	1195	51	40	141	6206	139
2015	6138	7433	1253	89	87	71	6207	129
2016	5966	6988	1176	77	0	148	6040	119
2017	6248	7409	1224	75	127	180	6338	130
2018	5943	7423	1540	24	8	82	5906	137
2019	6313	7298	1182	79	0	59	6354	106
2020	6291	7353	1297	31	0	66	6352	121
2021	6762	6804	853	64.9	0	287	6698	106
2022	6242	4515	1099	19	299	101	4834	131

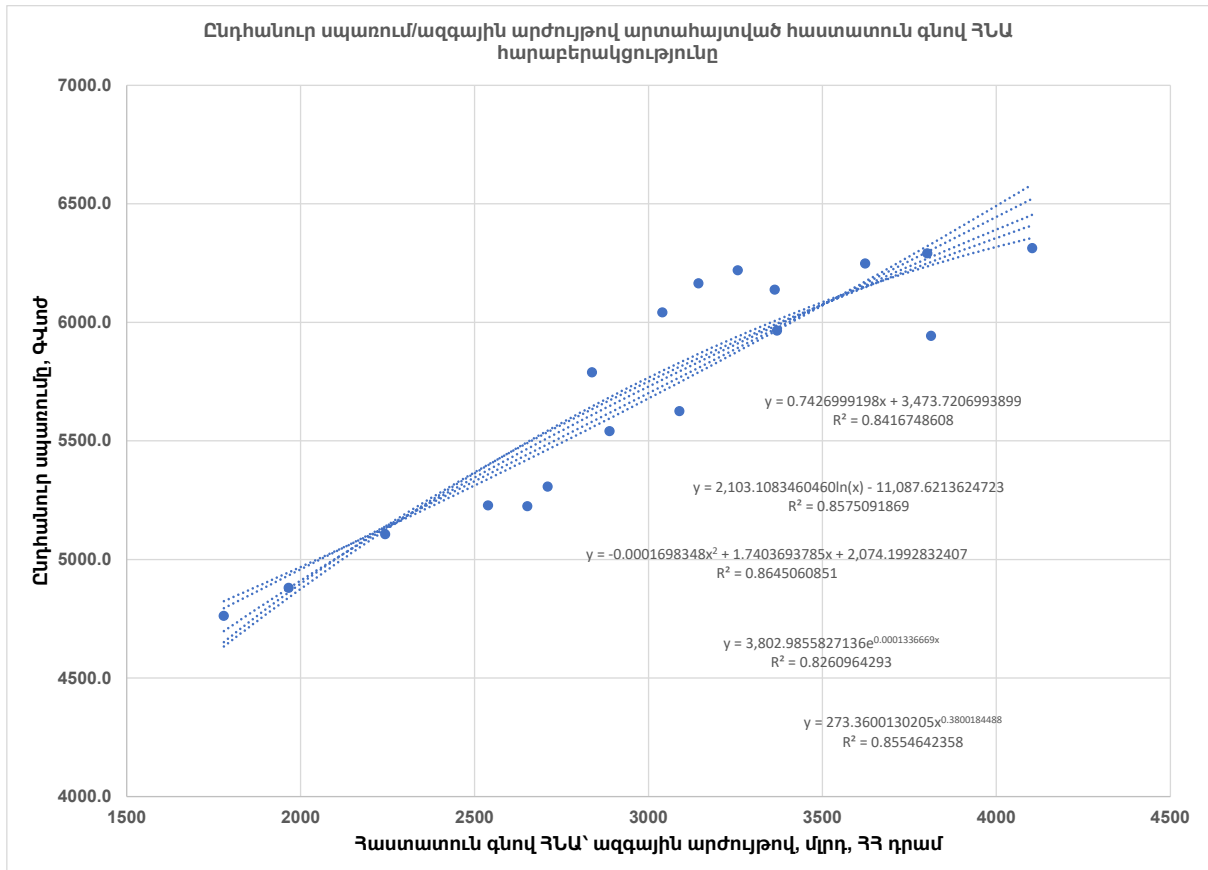
Թեև մատակարարվող էներգիան խիստ հարաբերակցվում է ժամանակի հետ (այսինքն՝ դետերմինացիայի գործակիցները 0.8-ից բարձր են), սակայն վերջին քսան տարում պիկային բեռի տատանումները խոչընդոտում են ներկայացուցչական որևէ միտումի ընտրությունը՝ շատ ցածր հարաբերակցության պատճառով: Բաշխման ցանցին միացած արտադրական հզորությունների ավելացումից հետո բաշխման ցանցի կորուստները աճում են, քանի որ հաղորդման ցանցից բաշխման ցանց առաքվող էլեկտրաէներգիան ունի միջին աճի տեմպ, որը փոքրինչ բարձր է սպառման միջին աճի տեմպից (1.9%՝ համեմատած վերջին տասը տարում գրանցված 1.7% աճի տեմպի հետ):

Հետևյալ աղյուսակում ներկայացված են հիմնական ցուցանիշները և ջերմաստիճանի տատանումները, որոնք տարվա ընթացքում բեռի փոփոխության պատճառներից մեկն են հանդիսանում: Ցուցանիշները թվարկված են վերջին տասը տարիների համար:

ԱՐՅՈՒՍԱԿ 10:ՏԱՐՎԱ ԸՆԹԱՑՔՈՒՄ ԲԵՐԻ ՓՈՓՈԽՈՒԹՅԱՆ ՄԱՍԻՆ ՎԿԱՅՈՂ ՑՈՒՑԱՆԻՇՆԵՐԸ								
Տարի	Նվազագույն բեռ/պիկային բեռ հարաբերակցություն	Բարձր սպառման սեզոնի միջին ջերմաստիճանը (°C)	Ցածր սպառման սեզոնի միջին ջերմաստիճանը (°C)	Ընդհանուր էլեկտրաէներգիայի արաքման տարեկան ծավալը (ԳՎտժ)	Հաղորդման ցանցի տարեկան կորուստները (ԳՎտժ)	Ընդհանուր առաքված էլեկտրաէներգիան, ներառյալ կորուստները (ԳՎտժ)	Պիկային բեռ (ՄՎտ)	Պիկային բեռի համարժեք տևողությունը (ժ)
2011	30%	1.91	18.57	5886.57	137.22	6023.79	1251	4817
2012	29%	2.77	19.67	6132.8	138.7	6271.5	1322	4745
2013	27%	3.23	18.61	6214.3	145.8	6360.1	1521	4182
2014	31%	3.44	20.03	6205.6	138.9	6344.5	1299	4886
2015	32%	3.58	19.60	6206.9	129	6335.9	1262	5019
2016	33%	2.37	19.22	6040.3	119.1	6159.4	1240	4966
2017	32%	1.90	20.28	6338.4	129.8	6468.2	1175	5505
2018	31%	5.53	20.25	5906.4	137.3	6043.7	1190	5080
2019	35%	3.98	19.58	6354.2	106.03	6460.23	1155	5596
2020	36%	3.31	18.79	6352.05	121.03	6473.08	1233	5250
2021	37%	3.1	19	6584.57	106.01	6690.58	1272	4233
2022	36%	3.4	19.5	6241.66	131.49	6373.15	1263	6030
2023	36%	3.9	18.5	6811.38	131.77	6943.15	1320	5739

Բեռի փոփոխության առաջնային պատճառը ջերմաստիճանն է համակարգի պիկային և նվազագույն բեռի ժամանակ: Մյուս կողմից, էներգահամակարգի պլանավորումը պահանջում է, որ էներգահամակարգի պլանավորված չափերը համակարգին հնարավորություն տան աշխատելու առավելագույն աննկալվող բեռնվածության պայմաններում: Հետևաբար, չափազանց կարևոր է հասկանալ պիկային բեռի վարքագիծը ամենացածր ջերմաստիճանին պայմաններում: Պիկային բեռի համապատասխան համարժեք տևողությունը տիպիկ ցուցանիշ է, որը հաշվարկվում է որպես կանխատեսվող էներգիայի (ներառյալ հաղորդման ցանցի կորուստները) և կանխատեսվող պիկային բեռի հարաբերությունը: 2023 թվականին 5739 ժամը համարժեք ցուցանիշ է, քանի որ այն համապատասխանում է -9°C ջերմաստիճանի պայմաններում գրանցված պիկային բեռին:

Որոշ փոփոխականների կողմից ժամանակի ընթացքում դրսևորված անհատական վարքագծից բացի, պահանջարկի կանխատեսման համար նպատակահարմար է ուսումնասիրել այդ փոփոխականների փոխկախվածությունը: Առաջինը, որը պետք է ուսումնասիրել, ընդհանուր սպառված էներգիայի կախվածությունն է ազգային արժույթով արտահայտված հաստատուն գնով ՀՆԱ-ից:

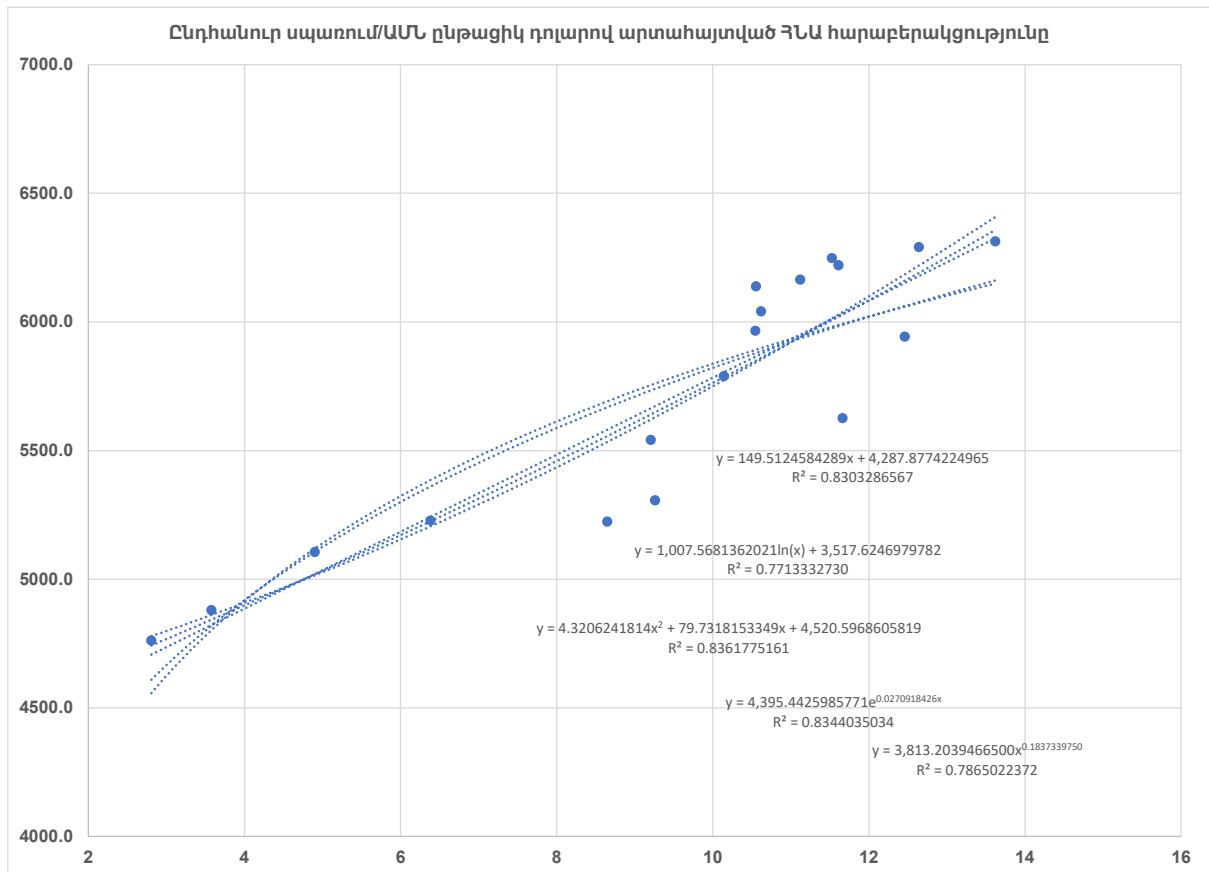


Նկար 18: Ընդհանուր սպառում (ԳՎՄԺ)/ազգային արժույթով արտահայտված հաստատուն գնով ՀՆԱ հարաբերակցությունը և համապատասխան միտումները

Նկար 18-ում ներկայացված տվյալների և միտումների վերլուծությունը ցույց է տալիս, որ երկու փոփոխականների միջև հարաբերակցությունը ուժեղ է: Ակնհայտ է, որ դետերմինացիայի գործակիցը պարաբոլային գրաֆիկի վրա ներկայացված է իր ամենաբարձր արժեքով: Այնուամենայնիվ, այս միտումը կանխատեսման համար նախընտրելի տարբերակ չէ, քանի որ մեկ դեպքում պիկային մակարդակին հասնելուց հետո այն արագ նվազում է, մյուս դեպքում արագ աճում: Այդ պատճառով միտումը ներկայացված է միայն ցուցադրական նպատակով: Էքսպոնենցիալ միտումը ունի դետերմինացիայի գործակցի ամենացածր արժեքը: Ակնկալվում է, որ այդ միտումը կհանգեցնի ընդհանուր սպառման համար անսահման բարձր միջին աճի տեմպի (2.9% 2025-2034 թվականներին): Հետևաբար, բեռի կանխատեսման այլընտրանքների պատրաստման համար օգտագործվել է երեք միտում՝ գծային, էքսպոնենցիալ և աստիճանային:

Ընդհանուր էլեկտրաէներգիայի սպառում/ ԱՄՆ ընթացիկ դոլարով ՀՆԱ հարաբերակցությունն ավելի թույլ է (Նկար 19): Պարաբոլային միտումը չօգտագործելու

բացատրությունը նույնն է, ինչ նախորդ դեպքում: Էքսպոնենցիալ միտումը առաջացնում է նույնիսկ ավելի բարձր աճի տեմպ, քան նախորդ դեպքում, ինչի պատճառով այդ միտումն օգտագործումը հնարավոր է բացառվի:



Նկար 19: Ընդհանուր սպառում (ԳՎԺ)/ ԱՄՆ ընթացիկ դոլարով ՀՆԱ հարաբերակցությունը և համապատասխան միտումները

Ուսումնասիրվել է նաև մեկ տնային տնտեսության էլեկտրաէներգիայի սպառման և մեկ շնչին ընկնող ըստ ԳԴ-ի ՀՆԱ հարաբերակցությունը, որը, ինչպես պարզվել է, զգալիորեն ցածր է նախորդ երկուսից (դետերմինացիայի գործակիցները եղել են 0.57-0.65 տիրույթում): Այդ իսկ պատճառով դրանք չեն ցուցադրվելու և չեն օգտագործվելու որևէ հետագա վերլուծության կամ հաշվարկի մեջ:

Բացի այդ, նույն նպատակով ուսումնասիրվել է ՀՆԱ-ի առանձին բաղադրիչների և էլեկտրաէներգիայի սպառման հարաբերակցությունը: Հաշվարկված արժեքները փոքր էին: Օրինակ, ազգային արժույթով ՀՆԱ-ի արդյունաբերության մասնաբաժնի և արդյունաբերության ոլորտում էլեկտրաէներգիայի սպառման հարաբերակցության դետերմինացիայի գործակիցների արժեքները տատանվում են 0.191-ից 0.201-ի միջև: Այս դիտարկումը կարող է կապված լինել տվյալների համեմատաբար կարճ շարքի հետ, որը գտնվում է շատ ցրված արժեքների տիրույթում:

Իրավիճակը որոշ չափով հարաբերական է ներկայացված՝ ընթացիկ գներով ՀՆԱ-ում մշակող արդյունաբերության մասնաբաժնի և արդյունաբերության ոլորտի էլեկտրաէներգիայի սպառման հարաբերակցության առումով, որի դետերմինացիայի

գործակիցները տատանվում են 0.469-ից 0.704-ի միջև: Այս դիտարկման մեկնաբանությունը՝ ազգային արժույթով ՀՆԱ-ում արդյունաբերության մասնաբաժնի և արդյունաբերության ոլորտում էլեկտրաէներգիայի սպառման հարաբերակցության առումով նման է Նախորդին:

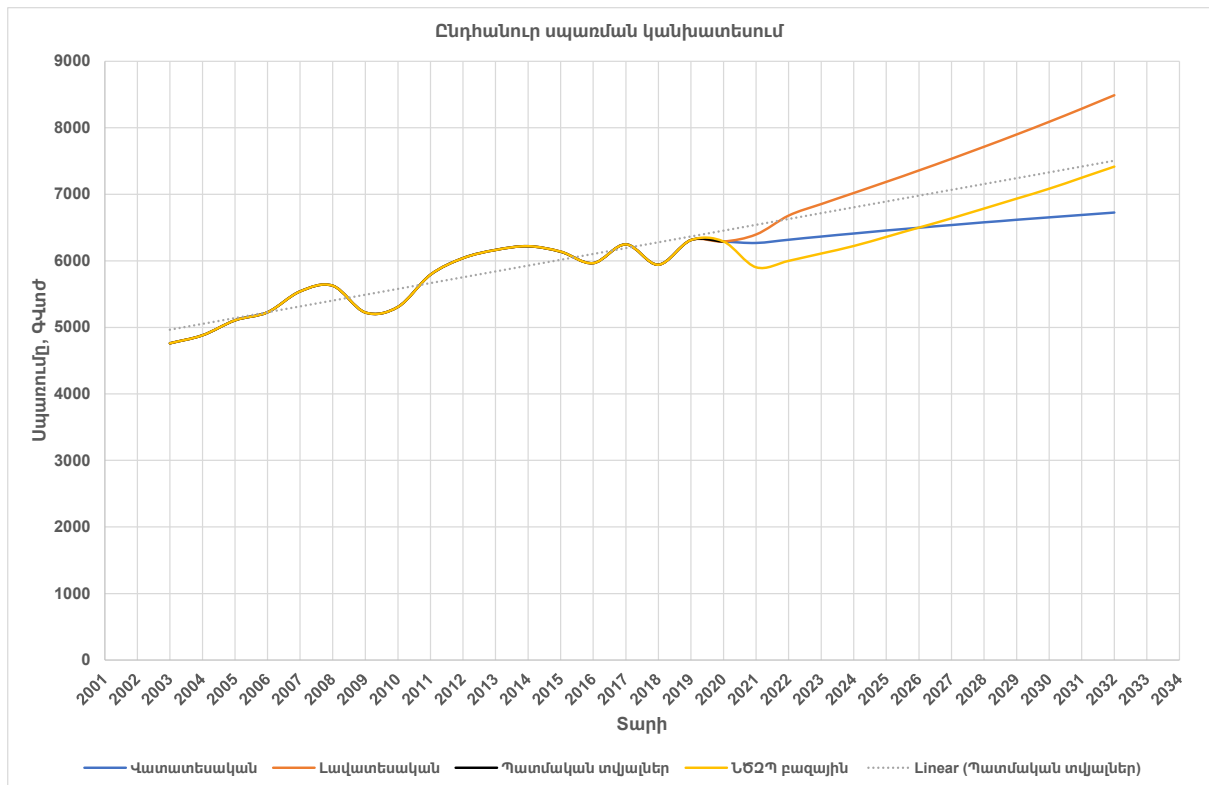
Ընթացիկ գներով հանքագործական արդյունաբերության/բացահանքերի շահագործման/մշակող արդյունաբերության արժեքների և արդյունաբերության ոլորտում էլեկտրաէներգիայի սպառման հարաբերակցության դետերմինացիայի գործակիցները համեմատելի են Նախորդ հարաբերակցությունների հետ, թեև ավելի ցածր են՝ տատանվելով 0.506-0.694 տիրույթում: Պատճառը նույնն է՝ տվյալների կարճ շարքը և ցրման տիրույթի որոշ կետերի զգալի շեղումը միտումից:

Հաշվի առնելով բոլոր ուսումնասիրված հարաբերակցությունները, ընտրվել են ամենաբարձր ցուցանիշներ և աճի ոչ չափազանց բարձր, ոչ չափազանց ցածր տեմպեր ունեցողները: Դրանք վերջին տվյալներն էին, որ պետք է մուտքագրվեն հաջորդ գլխում ներկայացված ընդհանուր սպառման կանխատեսման համար:

3.5 ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ԸՆԴՀԱՆՈՒՐ ՍՊԱՌՄԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄ

Հաշվարկված միտումների հիման վրա մշակվել են էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման կանխատեսման տարբերակները, որոնք հաշվի են առել ընդհանուր սպառման և դետերմինացիայի բարձր գործակից ունեցող տարբեր հետազոտված փոփոխականների հարաբերակցությունները: Պատրաստված տարբերակները տալիս են պատկերացում ակնկալվող սպառման տատանումների մասին՝ կախված տարբեր պարամետրերի ազդեցություններից:

Էլեկտրաէներգիայի սպառման կանխատեսման այլընտրանքների հաշվարկման մանրամասները, ինչպես նաև ընտրված տարբերակների արդյունքները ներկայացված են ստորև: Դետերմինացիայի գործակիցների դիտարկված արժեքների հիման վրա և ակնկալվող էլեկտրաէներգիայի սպառման արժեքներից համապատասխան տիրույթ պատկերելու անհրաժեշտությունից ելնելով, ընտրվել են երկու այլընտրանք. (1) էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառումը՝ էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման աճի աստիճանային միտումի հիման վրա ($R^2=0.87$, 0.56% միջին աճի տեմպով) որպես վատատեսական այլընտրանք, և էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառումը, որպես մեկ շնչին ընկնող էլեկտրաէներգիայի սպառման (գծային կախվածություն մեկ շնչին ընկնող ըստ ԳՊ-ի հաշվարկված ՀՆԱ-ից՝ ԱՄՅ-ի կանխատեսման տվյալներով) և բնակչության արտադրյալը ($R^2=0.87$, 2.53% միջին աճի տեմպով)՝ որպես լավատեսական այլընտրանք: Ապագայի սպառման ակնկալվող տիրույթը ներկայացված է Նկար 20-ում:



Նկար 20: Հայաստանի Հանրապետության ընդհանուր սպառման միտումները՝ սկսած 2001 թվականից

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 11: ՄՊԱՌՄԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՄԱՆ ԱՅԼԸՆՏՐԱՆՔՆԵՐԸ՝ ՏԱՐԵԿԱՆ ԱՃԻ ՏԵՄՊԵՐՈՎ										
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Վատատեսական այլընտրանք (ԳՎտժ)	6887.9	6926.5	6965.2	7025.8	7043.5	7082.9	7122.6	7184.5	7202.6	7242.9
Տարեկան աճ	0.56%	0.56%	0.56%	0.42%	0.25%	0.27%	0.56%	0.87%	0.25%	0.56%
Լավատեսական այլընտրանք (ԳՎտժ)	7226.2	7442.9	7666.3	7919.9	8133.1	8377.1	8628.4	8913.9	9153.9	9428.5
Տարեկան աճ	3%	3%	3%	3.3%	2.69%	3%	3%	3.3%	2.69%	3%

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 11-ում ներկայացված է երկու կարևոր արդյունք: Առաջինը՝ էլեկտրաէներգիայի սպառման կանխատեսման այլընտրանքների զույգն է (վատատեսական և լավատեսական), որոնք, իրենց հերթին, կարևոր են համարվում երկու պատճառով. ա) դրանք հաշվարկվում են՝ հիմնվելով պատմական կայուն միտումների վրա, ինչը ներշնչում է բարձր վստահություն, որ ապագան կզարգանա նույն կերպ, և բ) նրանք ընդգրկում են բավականին լայն ժամանակահատված, որը բավարար է ապագայում սպասվող արդյունքների լայն շրջանակը ներառելու համար:

Երկրորդը՝ տարեկան փոփոխությունների համապատասխան խմբերն են, որոնք հիմքն են հանդիսանալու բեռի կանխատեսման համար: Ինչպես արդեն նշվել է այս գլխում, 2023 թվականի պիկային բեռը, որը համապատասխանում է -1°C , բավականին տիպիկ է՝ բաշխիչ ցանցի մատակարարման և հաղորդման ցանցի կորուստների բավարարման համար անհրաժեշտ էներգիայի և պիկային բեռի բավարարման համար անհրաժեշտ էներգիայի հարաբերակցության առումով: Հետևաբար, կանխատեսվող պիկային բեռը կարող է հիմնվել 2023 թվականի արժեքի վրա, և, բացի այդ, կարելի է ենթադրել, որ պիկային բեռի աճի տեմպերը հավասար են սպառման աճի տեմպերին: Ենթադրելով, որ պիկային բեռի կորուստների տոկոսը շատ չի փոխվում բեռի աննշան փոփոխություններից կախված, կարելի է ընդունել, որ հաղորդման ցանցի առանձին հանգույցներում պիկային բեռը աճելու է նույն միջին տեմպով: Առանձին հանգույցների պիկային բեռի շեղումները ի հայտ կգան որպես տարածական բեռի կանխատեսման արդյունքներ, սակայն դրանց գումարի ավելացումը պետք է համապատասխանի աղյուսակ 16-ում ներկայացված տոկոսներին:

3.6 ԿԱՆԽԱՏԵՍԱՎՈՂ ԲԵՌԻ ԲԱՇԽՈՒՄԸ՝ ՆԵՐՔԵՎԻՑ ՎԵՐԵՎ ՄՈՏԵՑՄԱՄԲ

Ներքևից վերև մոտեցմանը համապատասխանում է տվյալների երկու խումբ, որոնք իրենց հերթին օգտագործվում են ընդհանուր բեռը՝ ըստ հաղորդման ցանցի հանգույցների բաշխելու համար: Տվյալների առաջին խումբը վերաբերում է հաղորդման ցանցում բեռի տիպիկ բաշխմանը պիկային բեռի ժամանակ: Տվյալների երկրորդ խումբը վերաբերում է կանխատեսվող սպառման բաշխմանը ըստ տարածքների, որոնք սնվում են առանձին հաղորդման ցանցի հանգույցներից (ենթակայաններից) կամ նույնիսկ ավելի փոքր հանգույցներից:

Տվյալների առաջին խումբը ներկայացված է ԱՂՅՈՒՄԱԿ 11-ում՝ 2011-2022 թթ. ժամանակահատվածի համար: Յուրաքանչյուր ենթակայանի մասնակցությունը տարիների ընթացքում չի փոխվում: Դա երևում է բեռի տվյալներից հասանելի միայն մեկ հոսքաբաշխման հաշվարկից: Տվյալների ամբողջ փաթեթը ներառում է ենթակայանների երկու խումբ: Առաջին խումբը կազմված է 43 ենթակայանից, որոնք մատակարարում են բաշխիչ ցանցը: Վերը հաշվարկված էլեկտրաէներգիայի կանխատեսվող սպառումը՝ դա այս ենթակայաններով մատակարարվող հոսքն է: Ենթակայանների երկրորդ խումբը՝ այն հանգույցներն են, որոնք էլեկտրաէներգիան մատակարարում են էլեկտրակայանների սեփական կարիքների համար:

Տվյալների երկրորդ խումբը վերաբերում է սպառված էլեկտրաէներգիայի պատմական բաշխմանը՝ ըստ մարզերի և ենթակայանների, որոնք էլեկտրաէներգիան մատակարարում են համապատասխան մարզին վերագրված բաշխման ցանց (ԱՂՅՈՒՄԱԿ 12): Ունենալով այս բաշխման տվյալները, հնարավոր է էլեկտրաէներգիայի կանխատեսվող սպառումը բաշխել ըստ մարզերի և համապատասխան ենթակայանների:

Ըստ մարզերի կանխատեսումը հիմնված է յուրաքանչյուր մարզում բնակչության թվաքանակի կանխատեսման վրա (ԱՂՅՈՒՄԱԿ 14) և յուրաքանչյուր մարզում մեկ շնչին ընկնող սպառման կանխատեսման վրա: Յուրաքանչյուր մարզի մեկ շնչին ընկնող սպառումը հիմնված է գծային միտումի վրա: Կարելի է նկատել, որ այս միտումների դետերմինացիայի գործակիցները ունեն ցածրից միջին արժեքներ: Սա, առաջին հերթին, կարելի է բացատրել այն հանգամանքով, որ ժամանակային շարքը (այս դեպքում՝ 2016-2023 թվականների ժամանակահատվածը), որին վերաբերում են տվյալները, կարճ է:

Մեկ շնչին ընկնող էլեկտրաէներգիայի սպառման կանխատեսման արդյունքները ըստ մարզերի ներկայացված են ԱՂՅՈՒՄԱԿ 13-ում: Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման կանխատեսումը ըստ մարզերի հաշվարկվում է այդ մարզում մեկ շնչին ընկնող արժեքը բազմապատկելով տվյալ մարզի համար կանխատեսվող բնակչության թվաքանակով: Ներքևից վերև այս մոտեցման արդյունքը տարբերվում է վերևից ներքև մոտեցմամբ ստացված երկու այլընտրանքների արդյունքներից: Ինչպես արդեն նշվել է, վերևից ներքև մոտեցմամբ ստացված արդյունքները հիմնված են շատ կայուն միտումների վրա, որոնք ավելի բարձր վստահություն են ներշնչում: Այդ պատճառով, ներքևից վերև մոտեցմամբ ստացված արժեքները ընդլայնվում են այնպես, որ հավասար լինեն վերևից ներքև ընտրված տարբերակների արժեքներին: Համապատասխան արդյունքները ներկայացված են ԱՂՅՈՒՄԱԿ 14-ում և ԱՂՅՈՒՄԱԿ 15-ում: Էլեկտրաէներգիայի կանխատեսվող սպառումը այնուհետև բաշխվում է ըստ ենթակայանների՝ 2023թ-ին տվյալ մարզի էլեկտրաէներգիայի սպառման մեջ իրենց մասնաբաժնի համաձայն (ԱՂՅՈՒՄԱԿ 15 և ԱՂՅՈՒՄԱԿ 16):

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 12: ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ՄԱՍՆԱԿՑՈՒԹՅՈՒՆԸ ՊԻԿԱՅԻՆ ԲԵՌԻ ԾԱԾԿՄԱՆԸ																								
Զառիման կետի անվանումներ	Պիկային բեռ		Ենթակայան 3		Ենթակայան 4		Ենթակայան 5		Ենթակայան 6		Ենթակայան 7		Ենթակայան 8		Ենթակայան 9		Ենթակայան 10		Ենթակայան 11					
			ՀՐԱՉԴԱՆ	ՀՐԱՉԴԱՆ	ՍԵՎԱՆ ՀԵԿ	ՎԱՆԱՉՈՐ-2	ԴԻԼԻՋԱՆ	ԱԼԱԿԵՐԴԻ-2	ԳՑՈՒՄՐԻ-2	ՀԱԵԿ 110 կԿ	ՇԱՀՈՒՄՅԱՆ-2	ՉՈՎՈՒՆԻ 110	ԱՐՉՆԻ ՀԵԿ 110											
Ավտոիվ հզորության բաշխման գործակից/ Ռեակտիվ հզորության բաշխման գործակից			0.016	0.008	0.006	0.0005	0.005	0.0013	0.021	0.011	0.0075	0.012	0.042	0.045	0.024	0.03	0.015	0.0125	0.16	0.235	0.05	0.08	0.009	0.0123
Ամսաթիվ, ժամ	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՎտ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՎտ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՎտ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՎտ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՎտ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՎտ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՎտ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՎտ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՎտ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՎտ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՎտ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՎտ)
31/12/2011 19:00	1250.5	481	19.037	3.548	7.139	0.222	5.949	0.577	24.986	4.879	8.924	5.322	48.782	19.958	28.555	13.305	17.847	5.544	190.368	104.223	59.49	35.48	10.708	5.455
31/12/2012 19:00	1321.8	553	20.178	4.124	7.567	0.258	6.306	0.67	26.483	5.671	9.458	6.186	51.705	23.198	30.266	15.465	18.917	6.444	201.776	121.143	63.055	41.24	11.35	6.341
31/12/2013 19:00	1520.8	667	23.362	5.036	8.761	0.315	7.301	0.818	30.662	6.925	10.951	7.554	59.864	28.328	35.042	18.885	21.902	7.869	233.616	147.933	73.005	50.36	13.141	7.743
31/12/2014 19:00	1194.5	519	18.141	3.852	6.803	0.241	5.669	0.626	23.81	5.297	8.504	5.778	46.486	21.668	27.211	14.445	17.007	6.019	181.408	113.153	56.69	38.52	10.204	5.922
31/12/2015 19:00	1262.3	562	19.53	4.296	7.324	0.269	6.103	0.698	25.633	5.907	9.155	6.444	50.045	24.165	29.294	16.11	18.309	6.713	195.296	126.195	61.03	42.96	10.985	6.605
31/12/2016 19:00	1240.3	492	18.874	3.636	7.078	0.227	5.898	0.591	24.772	5	8.847	5.454	48.364	20.453	28.31	13.635	17.694	5.681	188.736	106.808	58.98	36.36	10.616	5.59
24/01/2017 19:00	1175	484	18.014	3.637	6.755	0.227	5.63	0.591	23.644	5.001	8.444	5.455	46.162	20.457	27.022	13.638	16.889	5.683	180.144	106.831	56.295	36.368	10.133	5.592
31/12/2018 19:00	1189.7	437	18.25	3.261	6.844	0.204	5.703	0.53	23.953	4.484	8.555	4.891	46.765	18.342	27.374	12.228	17.109	5.095	182.496	95.786	57.03	32.608	10.265	5.013
23/12/2019 18:00	1154.5	555	17.805	4.24	6.677	0.265	5.564	0.689	23.369	5.83	8.346	6.36	45.625	23.85	26.707	15.9	16.692	6.625	178.048	124.55	55.64	42.4	10.015	6.519
31/12/2020 19:00	1233	443	18.942	3.309	7.103	0.207	5.92	0.538	24.862	4.55	8.879	4.963	48.54	18.612	28.414	12.408	17.759	5.17	189.424	97.196	59.195	33.088	10.655	5.087
31/12/2021 19:00	1272	518	19.446	3.893	7.292	0.243	6.077	0.633	25.523	5.353	9.116	5.839	49.831	21.897	29.17	14.598	18.231	6.083	194.464	114.351	60.77	38.928	10.939	5.985
20/12/2022 13:00	1263	514	19.308	3.863	7.240	0.241	6.034	0.628	25.342	5.312	9.052	5.794	49.478	21.728	28.964	14.485	18.102	6.036	193.088	113.468	60.340	38.627	10.862	5.939
22/12/2023 18:00	1320	537	20.180	4.037	7.567	0.252	6.306	0.656	26.486	5.551	9.460	6.055	51.711	22.709	30.271	15.139	18.919	6.308	201.802	118.589	63.063	40.371	11.352	6.207

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 12 (ՇԱՐՈՒՆԱԿ) ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ՄԱՍՆԱԿՑՈՒԹՅՈՒՆԸ ՊԻԿԱՅԻՆ ԲԵՌԻ ԾԱԾԿՄԱՆԸ																								
Զափման կետի անվանումը (բաշխման)	Պիկային բեր		Ենթակայան 12		Ենթակայան 13		Ենթակայան 14		Ենթակայան 15		Ենթակայան 16		Ենթակայան 17		Ենթակայան 18		Ենթակայան 19		Ենթակայան 20		Ենթակայան 21		Ենթակայան 22	
			ԶԱՐԵՆՑԱՎԱ		ՔԱՆԱՔԵՐ ԴԵԿ		ՄԱՐՍԵ 110 կՎ		ԱՐԱՐԱՏ-2 110 կՎ		ԵՂԵԳՆԱԶՈՐ		ՇԻՆՈՒԴԱՅՐ 110		ԼԻՃՔ 220 կՎ		ԿԱՄՈ 220 կՎ		ԱՎԱՆ 110 կՎ		ՀՅՈՒՄԻՍԱՅԻՆ		ՍՊԻՏԱԿ 110	
Ակտիվ հզորության բաշխման գործակից/ Ռեակտիվ հզորության բաշխման գործակից			0.018	0.011	0.01	0.0055	0.075	0.1	0.046	0.045	0.02	0.01	0.1	0.094	0.016	0.0033	0.006	0.0048	0.036	0.031	0.029	0.014	0.008	0.0028
Ամսաթիվ, ժամ	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)
31/12/2011 19:00	1250.5	481.0	21.4	4.9	11.9	2.4	89.2	44.4	54.7	20.0	23.8	4.4	119.0	41.7	19.0	1.5	7.1	2.1	42.8	13.7	34.5	6.2	9.5	1.2
31/12/2012 19:00	1321.8	553.0	22.7	5.7	12.6	2.8	94.6	51.6	58.0	23.2	25.2	5.2	126.1	48.5	20.2	1.7	7.6	2.5	45.4	16.0	36.6	7.2	10.1	1.4
31/12/2013 19:00	1520.8	667.0	26.3	6.9	14.6	3.5	109.5	63.0	67.2	28.3	29.2	6.3	146.0	59.2	23.4	2.1	8.8	3.0	52.6	19.5	42.3	8.8	11.7	1.8
31/12/2014 19:00	1194.5	519.0	20.4	5.3	11.3	2.6	85.0	48.2	52.2	21.7	22.7	4.8	113.4	45.3	18.1	1.6	6.8	2.3	40.8	14.9	32.9	6.7	9.1	1.3
31/12/2015 19:00	1262.3	562.0	22.0	5.9	12.2	3.0	91.5	53.7	56.1	24.2	24.4	5.4	122.1	50.5	19.5	1.8	7.3	2.6	43.9	16.6	35.4	7.5	9.8	1.5
31/12/2016 19:00	1240.3	492.0	21.2	5.0	11.8	2.5	88.5	45.5	54.3	20.5	23.6	4.5	118.0	42.7	18.9	1.5	7.1	2.2	42.5	14.1	34.2	6.4	9.4	1.3
24/01/2017 19:00	1175.0	484.0	20.3	5.0	11.3	2.5	84.4	45.5	51.8	20.5	22.5	4.5	112.6	42.7	18.0	1.5	6.8	2.2	40.5	14.1	32.7	6.4	9.0	1.3
31/12/2018 19:00	1189.7	437.0	20.5	4.5	11.4	2.2	85.5	40.8	52.5	18.3	22.8	4.1	114.1	38.3	18.3	1.3	6.8	2.0	41.1	12.6	33.1	5.7	9.1	1.1
23/12/2019 18:00	1154.5	555.0	20.0	5.8	11.1	2.9	83.5	53.0	51.2	23.9	22.3	5.3	111.3	49.8	17.8	1.7	6.7	2.5	40.1	16.4	32.3	7.4	8.9	1.5
31/12/2020 19:00	1233.0	443.0	21.3	4.6	11.8	2.3	88.8	41.4	54.5	18.6	23.7	4.1	118.4	38.9	18.9	1.4	7.1	2.0	42.6	12.8	34.3	5.8	9.5	1.2
31/12/2021 19:00	1272.0	518.0	21.9	5.4	12.2	2.7	91.2	48.7	55.9	21.9	24.3	4.9	121.5	45.7	19.4	1.6	7.3	2.3	43.8	15.1	35.2	6.8	9.7	1.4
20/12/2022 13:00	1263.0	514.0	21.7	5.3	12.1	2.7	90.5	48.3	55.5	21.7	24.1	4.8	120.7	45.4	19.3	1.6	7.2	2.3	43.4	15.0	35.0	6.8	9.7	1.4
22/12/2023 18:00	1320.0	537.2	22.7	5.6	12.6	2.8	94.6	50.5	58.0	22.7	25.2	5.0	126.1	47.4	20.2	1.7	7.6	2.4	45.4	15.6	36.6	7.1	10.1	1.4
31/12/2011 19:01	1222.0	491.3	21.1	5.1	11.7	2.5	87.9	46.3	53.9	20.9	23.4	4.6	117.1	43.6	18.7	1.5	7.0	2.2	42.2	14.4	34.0	6.5	9.4	1.3
31/12/2012 19:01	1216.4	487.2	21.0	5.1	11.7	2.5	87.5	46.0	53.7	20.7	23.3	4.6	116.6	43.2	18.7	1.5	7.0	2.2	42.0	14.3	33.8	6.4	9.3	1.3
31/12/2013 19:01	1210.8	483.0	20.9	5.0	11.6	2.5	87.1	45.7	53.4	20.5	23.2	4.6	116.1	42.9	18.6	1.5	7.0	2.2	41.8	14.2	33.7	6.4	9.3	1.3
31/12/2014 19:01	1205.1	478.9	20.8	5.0	11.6	2.5	86.7	45.3	53.2	20.4	23.1	4.5	115.6	42.6	18.5	1.5	6.9	2.2	41.6	14.0	33.5	6.3	9.2	1.3
31/12/2015 19:01	1199.5	474.8	20.7	4.9	11.5	2.5	86.3	45.0	52.9	20.2	23.0	4.5	115.1	42.3	18.4	1.5	6.9	2.2	41.4	13.9	33.4	6.3	9.2	1.3
31/12/2016 19:01	1193.9	470.7	20.6	4.9	11.5	2.5	86.0	44.6	52.7	20.1	22.9	4.5	114.6	41.9	18.3	1.5	6.9	2.1	41.3	13.8	33.2	6.2	9.2	1.2
24/01/2017 19:01	1188.3	466.5	20.5	4.9	11.4	2.4	85.6	44.3	52.5	19.9	22.8	4.4	114.1	41.6	18.3	1.5	6.8	2.1	41.1	13.7	33.1	6.2	9.1	1.2

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 12 (ՇԱՐՈՒՆԱԿ) ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ՄԱՍՆԱԿՑՈՒԹՅՈՒՆԸ ՊԻԿԱՅԻՆ ԲԵՌԻ ԾԱԾԿՄԱՆԸ																								
Զափման կետի անվանումը (բաշխման կետ)	Պիկային բեր		Ենթակայան 23		Ենթակայան 24		Ենթակայան 25		Ենթակայան 26		Ենթակայան 27		Ենթակայան 28		Ենթակայան 29		Ենթակայան 30		Ենթակայան 31		Ենթակայան 32		Ենթակայան 33	
			ԵՐԵՎԱՆ ԴԵԿ 6.3 կՎ		ԷԶՄԻԱԾԻՆ-S1 110 կՎ		ՀԱՐԱՎԱՅԻՆ 110 կՎ		ՆԱԽԻՐԻՏ 110 կՎ		ՄԽԶՅԱՆ-2 110 կՎ		ՄԱՍԻՍ 110 կՎ		ԿԱՐԴԱՇԵՆ-T1 110 կՎ		ՂԱԼԱՐԻԿ 110 կՎ		ԱՐՄԱՎԻՐ-S1 110 կՎ		ԱՐՄԱՎԻՐ-S2 110 կՎ		ԱՐՏԱՇԱՏ-S2 110 կՎ	
Ակտիվ հզորության Ռեակտիվ հզորության			0.019	0.0076	0.027	0.028	0.011	0.0085	0.008	0.0056	0.012	0.016	0.03	0.031	0.021	0.0185	0.005	0.0057	0.015	0.0127	0.015	0.0085	0.015	0.013
Ամսաթիվ, ժամ	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱն)
31/12/2011 19:00	1250.5	481	22.606	3.371	32.125	12.418	13.088	3.77	9.518	2.484	14.278	7.096	35.694	13.749	24.986	8.205	5.949	2.528	17.847	5.632	17.847	3.77	17.847	5.766
31/12/2012 19:00	1321.8	553	23.961	3.918	34.05	14.434	13.872	4.382	10.089	2.887	15.133	8.248	37.833	15.981	26.483	9.537	6.306	2.938	18.917	6.547	18.917	4.382	18.917	6.702
31/12/2013 19:00	1520.8	667	27.742	4.784	39.423	17.626	16.061	5.351	11.681	3.525	17.521	10.072	43.803	19.515	30.662	11.646	7.301	3.588	21.902	7.995	21.902	5.351	21.902	8.184
31/12/2014 19:00	1194.5	519	21.542	3.659	30.613	13.482	12.472	4.093	9.07	2.696	13.606	7.704	34.014	14.927	23.81	8.908	5.669	2.745	17.007	6.115	17.007	4.093	17.007	6.26
31/12/2015 19:00	1262.3	562	23.191	4.081	32.956	15.036	13.427	4.565	9.765	3.007	14.647	8.592	36.618	16.647	25.633	9.935	6.103	3.061	18.309	6.82	18.309	4.565	18.309	6.981
31/12/2016 19:00	1240.3	492	22.412	3.454	31.849	12.726	12.976	3.863	9.437	2.545	14.155	7.272	35.388	14.09	24.772	8.408	5.898	2.591	17.694	5.772	17.694	3.863	17.694	5.909
24/01/2017 19:00	1175	484	21.392	3.455	30.399	12.729	12.385	3.864	9.007	2.546	13.511	7.274	33.777	14.093	23.644	8.41	5.63	2.591	16.889	5.773	16.889	3.864	16.889	5.91
31/12/2018 19:00	1189.7	437	21.671	3.098	30.796	11.413	12.547	3.465	9.125	2.283	13.687	6.522	34.218	12.636	23.953	7.541	5.703	2.323	17.109	5.177	17.109	3.465	17.109	5.299
23/12/2019 18:00	1154.5	555	21.143	4.028	30.046	14.84	12.241	4.505	8.902	2.968	13.354	8.48	33.384	16.43	23.369	9.805	5.564	3.021	16.692	6.731	16.692	4.505	16.692	6.89
31/12/2020 19:00	1233	443	22.494	3.143	31.965	11.581	13.023	3.516	9.471	2.316	14.207	6.618	35.517	12.822	24.862	7.652	5.92	2.358	17.759	5.253	17.759	3.516	17.759	5.377
31/12/2021 19:00	1272	518	23.093	3.698	32.816	13.625	13.369	4.136	9.723	2.725	14.585	7.786	36.462	15.085	25.523	9.002	6.077	2.774	18.231	6.18	18.231	4.136	18.231	6.326
20/12/2022 13:00	1263	514	22.930	3.669	32.584	13.520	13.274	4.104	9.654	2.704	14.482	7.726	36.204	14.969	25.342	8.932	6.034	2.753	18.102	6.132	18.102	4.104	18.102	6.277
22/12/2023 18:00	1320	537	23.964	3.835	34.054	14.130	13.873	4.289	10.090	2.826	15.135	8.075	37.838	15.644	26.486	9.336	6.306	2.877	18.919	6.409	18.919	4.289	18.919	6.560

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 12 (ՇԱՐՈՒՆԱԿ) ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ՄԱՍՆԱԿՑՈՒԹՅՈՒՆԸ ՊԻԿԱՅԻՆ ԲԵՌԻ ԾԱՏԿՄԱՆԸ

Զափման կետի անվանումը (բաշխման համակարգի ենթակայաններ , խոշոր սպասորդների)	Պիկային բեր		Ենթակայան 34		Ենթակայան 35		Ենթակայան 36		Ենթակայան 37		Ենթակայան 38		Ենթակայան 39		Ենթակայան 40		Ենթակայան 41		Ենթակայան 42		Ենթակայան 43		Ենթակայան 44	
			ԱԶԱՏԱՆ 110 կՎ		ԱԲՐՎՅԱՆ 110 կՎ		ՀԱՂԹԱՆԱԿ 220 կՎ		ՋՈՐԱՀԷԿ 110 կՎ		ԱՇՆԱԿ 110 կՎ		ԱՆԻ 110 կՎ		ՄԱՇՏՈՑ 110 կՎ		ԲԱԶՈՒՄ 110 կՎ		ԱՂԻՆ 110 կՎ		ՎԱՐԴԱՇԵՆ-S2 110 կՎ		ԵՐԵՎԱՆ ՋԷԿ 110 կՎ	
			Ակտիվ հզորության բաշխման Ռեակտիվ հզորության բաշխման		0.007	0.0035	0.035	0.024	0.006	0.0056	0.004	0.0015	0.015	0.0122	0.002	0.0005	0.006	0.0042	0.004	0.0033	0.0002	0.0002	0.023	0.017
Ամսաթիվ, ժամ	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՄո)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՄո)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՄո)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՄո)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՄո)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՄո)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՄո)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՄո)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՄո)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՄո)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՄո)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎՄո)
31/12/2011 19:00	1250.5	481.0	8.3	1.6	41.6	10.6	7.1	2.5	4.8	0.7	17.8	5.4	2.4	0.2	7.1	1.9	4.8	1.5	0.2	0.1	27.4	7.5	1.1	0.8
31/12/2012 19:00	1321.8	553.0	8.8	1.8	44.1	12.4	7.6	2.9	5.0	0.8	18.9	6.3	2.5	0.2	7.6	2.2	5.0	1.7	0.2	0.1	29.0	8.8	1.1	0.8
31/12/2013 19:00	1520.8	667.0	10.2	2.2	51.1	15.1	8.8	3.5	5.8	0.9	21.9	7.7	2.9	0.3	8.8	2.6	5.8	2.1	0.3	0.1	33.6	10.7	1.1	0.8
31/12/2014 19:00	1194.5	519.0	7.9	1.7	39.7	11.6	6.8	2.7	4.5	0.7	17.0	5.9	2.3	0.2	6.8	2.0	4.5	1.6	0.2	0.1	26.1	8.2	1.1	0.8
31/12/2015 19:00	1262.3	562.0	8.5	1.9	42.7	12.9	7.3	3.0	4.9	0.8	18.3	6.6	2.4	0.2	7.3	2.3	4.9	1.8	0.2	0.1	28.1	9.1	1.1	0.8
31/12/2016 19:00	1240.3	492.0	8.3	1.6	41.3	10.9	7.1	2.5	4.7	0.7	17.7	5.5	2.4	0.2	7.1	1.9	4.7	1.5	0.2	0.1	27.1	7.7	1.1	0.8
24/01/2017 19:00	1175.0	484.0	7.9	1.6	39.4	10.9	6.8	2.5	4.5	0.7	16.9	5.5	2.3	0.2	6.8	1.9	4.5	1.5	0.2	0.1	25.9	7.7	1.1	0.8
31/12/2018 19:00	1189.7	437.0	8.0	1.4	39.9	9.8	6.8	2.3	4.6	0.6	17.1	5.0	2.3	0.2	6.8	1.7	4.6	1.3	0.2	0.1	26.2	6.9	1.1	0.8
23/12/2019 18:00	1154.5	555.0	7.8	1.9	38.9	12.7	6.7	3.0	4.5	0.8	16.7	6.5	2.2	0.2	6.7	2.2	4.5	1.7	0.2	0.1	25.6	9.0	1.1	0.8
31/12/2020 19:00	1233.0	443.0	8.3	1.4	41.4	9.9	7.1	2.3	4.7	0.6	17.8	5.0	2.4	0.2	7.1	1.7	4.7	1.4	0.2	0.1	27.2	7.0	1.1	0.8
31/12/2021 19:00	1272.0	518.0	8.5	1.7	42.5	11.7	7.3	2.7	4.9	0.7	18.2	5.9	2.4	0.2	7.3	2.0	4.9	1.6	0.2	0.1	28.0	8.3	1.1	0.8
20/12/2022 13:00	1263.0	514.0	8.4	1.7	42.2	11.6	7.2	2.7	4.8	0.7	18.1	5.9	2.4	0.2	7.2	2.0	4.8	1.6	0.2	0.1	27.8	8.2	1.1	0.8
22/12/2023 18:00	1320.0	537.2	8.8	1.8	44.1	12.1	7.6	2.8	5.0	0.8	18.9	6.2	2.5	0.2	7.6	2.1	5.0	1.7	0.2	0.1	29.0	8.6	1.1	0.8
31/12/2011 19:01	1222.0	491.3	8.2	1.6	41.0	11.1	7.0	2.6	4.7	0.7	17.6	5.7	2.3	0.2	7.0	1.9	4.7	1.5	0.2	0.1	26.9	7.9	1.1	0.8
31/12/2012 19:01	1216.4	487.2	8.2	1.6	40.8	11.0	7.0	2.6	4.7	0.7	17.5	5.6	2.3	0.2	7.0	1.9	4.7	1.5	0.2	0.1	26.8	7.8	1.1	0.8
31/12/2013 19:01	1210.8	483.0	8.1	1.6	40.6	11.0	7.0	2.6	4.6	0.7	17.4	5.6	2.3	0.2	7.0	1.9	4.6	1.5	0.2	0.1	26.7	7.8	1.1	0.8
31/12/2014 19:01	1205.1	478.9	8.1	1.6	40.5	10.9	6.9	2.5	4.6	0.7	17.3	5.5	2.3	0.2	6.9	1.9	4.6	1.5	0.2	0.1	26.6	7.7	1.1	0.8
31/12/2015 19:01	1199.5	474.8	8.1	1.6	40.3	10.8	6.9	2.5	4.6	0.7	17.3	5.5	2.3	0.2	6.9	1.9	4.6	1.5	0.2	0.1	26.5	7.6	1.1	0.8

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 12 (ՇԱՐՈՒՆԱԿ) ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ՄԱՍՆԱԿՑՈՒԹՅՈՒՆԸ ԴԻԿԱՅԻՆ ԲԵՌԻ ԾԱԾԿՄԱՆԸ																								
Չափման կետի անվանումը (բաշխման)	Պիկային բեր		Ենթակայան 45		Ենթակայան 46		Ենթակայան 47		Ենթակայան 48		Ենթակայան 49		Ենթակայան 50		Ենթակայան 51		Ենթակայան 52		Ենթակայան 53		Ենթակայան 54		Ենթակայան 55	
			ԵՐԵՎԱՆ ԶԷԿ		ՀՐԱԶԴԴՆ		ՀԱԷԿ-Գ1		ԵՐԵՎԱՆ		ԵՐԵՎԱՆ		ԱՐՄՓԱՌԻԷ		ՀՐԱԶԴԴՆ		ՀՐԱԶԴԴՆ		ՀԱԷԿ-Գ2		ՀՐԱԶԴԴՆ-5		ՀՐԱԶԴԴՆ-5	
Ակտիվ հզորության Ռեակտիվ հզորության բաշխման գործակից																								
Ամսաթիվ, ժամ	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱՌ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱՌ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱՌ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱՌ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱՌ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱՌ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱՌ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱՌ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱՌ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱՌ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱՌ)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱՌ)
31/12/2011 19:00	1251	481	1.100	0.800	0.000	0.000	9.500	8.000	12.000	7.000	2.000	2.000	3.000	1.500	0.000	0.000	9.500	4.500	0.000	0.000	12.000	5.600	0.100	0.100
31/12/2012 19:00	1322	553	1.100	0.800	0.000	0.000	9.500	8.000	12.000	7.000	2.000	2.000	3.000	1.500	0.000	0.000	9.500	4.500	0.000	0.000	12.000	5.600	0.100	0.100
31/12/2013 19:00	1521	667	1.100	0.800	0.000	0.000	9.500	8.000	12.000	7.000	2.000	2.000	3.000	1.500	0.000	0.000	9.500	4.500	0.000	0.000	12.000	5.600	0.100	0.100
31/12/2014 19:00	1195	519	1.100	0.800	0.000	0.000	9.500	8.000	12.000	7.000	2.000	2.000	3.000	1.500	0.000	0.000	9.500	4.500	0.000	0.000	12.000	5.600	0.100	0.100
31/12/2015 19:00	1262	562	1.100	0.800	0.000	0.000	0.000	0.000	12.000	7.000	2.000	2.000	3.000	1.500	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	12.000	5.600	0.100	0.100
31/12/2016 19:00	1240	492	1.100	0.800	0.000	0.000	9.500	8.000	12.000	7.000	2.000	2.000	3.000	1.500	0.000	0.000	9.500	4.500	0.000	0.000	12.000	5.600	0.100	0.100
24/01/2017 19:00	1175	484	1.100	0.800	0.000	0.000	9.500	8.000	12.000	7.000	2.000	2.000	3.000	1.500	0.000	0.000	9.500	4.500	0.000	0.000	12.000	5.600	0.000	0.000
31/12/2018 19:00	1190	437	1.100	0.800	0.000	0.000	9.500	8.000	12.000	7.000	2.000	2.000	3.000	1.500	0.000	0.000	9.500	4.500	0.000	0.000	12.000	5.600	0.000	0.000
23/12/2019 18:00	1155	555	1.100	0.800	0.000	0.000	0.000	0.000	12.000	7.000	2.000	2.000	3.000	1.500	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	12.000	5.600	0.100	0.100
31/12/2020 19:00	1233	443	1.100	0.800	0.000	0.000	9.500	8.000	12.000	7.000	2.000	2.000	3.000	1.500	0.000	0.000	9.500	4.500	0.000	0.000	12.000	5.600	0.000	0.000
31/12/2021 19:00	1272	518	1.100	0.800	0.000	0.000	9.500	8.000	12.000	7.000	2.000	2.000	3.000	1.500	7.500	2.000	9.500	4.500	0.000	0.000	12.000	5.600	0.000	0.000
20/12/2022 13:00	1263	514	1.092	0.794	0.000	0.000	9.433	7.938	11.915	6.946	1.986	1.985	2.979	1.488	7.447	1.985	9.433	4.465	0.000	0.000	11.915	5.557	0.000	0.000
22/12/2023 18:00	1320	537	1.142	0.830	0.000	0.000	9.858	8.297	12.453	7.259	2.075	2.074	3.113	1.556	7.783	2.074	9.858	4.667	0.000	0.000	12.453	5.808	0.000	0.000

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 13: ՄՂԱՌՈՒՄԸ ԸՍՏ ՄԱՐԶԵՐԻ ԵՎ ԴՐԱՆՑ ՄԱՏԱԿԱՐԱՐՈՂ ԵՆԹԱԿԱՑԱՆՆԵՐԻ												
Ենթակայան	Հաղորդ ծրագրու	Հաղորդաձողի անվանումը PSS®E ծրագրում	Մատակարարվող մարզ/մայրաքաղաք	Տարի								
	2016			2017			2018					
	Ընդհանուր սպառում (ԳՎտժ)			Բնակչությ ուն	Մեկ շնչին ընկնող սպառում (կՎտժ)	Ընդհանուր սպառում (ԳՎտժ)	Բնակչությո ւն	Մեկ շնչին ընկնող սպառում (կՎտժ)	Ընդհանուր սպառում (ԳՎտժ)	Բնակչություն	Մեկ շնչին ընկնող սպառում (կՎտժ)	
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	20	Shahumyan-2 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	2708	1073660	2523	2837	1075841	2637	2698	1077590	2504
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	23	Zovuni 110 kv	Երևան (մայրաքաղաք)									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	76	Haghtanak 220 kV	Երևան (մայրաքաղաք)									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	28	Marash 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	43	Avan 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)									
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	27	Kanaker HPP 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	55	Hyusisayin 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)									
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	59	Yerevan HPP 6.3 kV	Երևան (մայրաքաղաք)									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	66	Vardashen T1 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	660	Vardashen T2 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	63	Nairit 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	202	Mashtoc 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	62	Haravayin 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	16	Ashnak 110 kV	Արագածոտնի մարզ	89	129774	690	94	128518	729	89	127146	701
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	31	Ararat-2 110 kV	Արարատի մարզ	614	258911	2373	631	258407	2440	612	257804	2374
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	65	Masis 110 kV	Արարատի մարզ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	72	Artashat T2 110 kV	Արարատի մարզ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	64	Mxchyan-2 110 kV	Արարատի մարզ									
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	17	Arm NPP 110 kV	Արմավիրի մարզ	459	266613	1723	481	265759	1810	458	264617	1729
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	61	Ejmiacin T1 110 kV	Արմավիրի մարզ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	68	Armavir T1 110 kV	Արմավիրի մարզ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	69	Armavir T2 110 kV	Արմավիրի մարզ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	67	Dalarik 110 kV	Արմավիրի մարզ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	40	Kamo 220 kV	Գեղարքունիքի մարզ	161	231794	695	169	230715	731	160	229711	699
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	39	Lichk 220 kV	Գեղարքունիքի մարզ									
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	6	Sevan HPP 110 kV	Գեղարքունիքի մարզ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	8	Vanadzor-2 110 kV	Լոռու մարզ	471	224954	2095	494	221098	2233	469	217363	2160
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	12	Alaverdi-2 110 kV	Լոռու մարզ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	58	Spitak 110 kV	Լոռու մարզ									
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	128	Dzora HPP 110 kV	Լոռու մարզ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	203	Bazum 110 kV	Լոռու մարզ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	2	Hrazdan TPP 110 kV	Կոտայքի մարզ	465	253898	1833	487	252830	1928	464	251598	1842
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	26	Charentsavan-3 110 kV	Կոտայքի մարզ									
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	24	Arzni HPP 110 kV	Կոտայքի մարզ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	74	Abovyan 110 kV	Կոտայքի մարզ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	14	Gyumri-2 110 kV	Շիրակի մարզ	198	243152	814	207	239278	867	197	235380	838
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	201	Ani 110 kV	Շիրակի մարզ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	303	Aghin 110 kV	Շիրակի մարզ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	73	Azatan 110 kV	Շիրակի մարզ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	37	Shinuhayr 110 kV	Սյունիքի մարզ	597	139471	4277	625	138953	4497	594	138397	4294
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	33	Yeghegnadzor 220 kV	Վայոց ձորի մարզ	119	50836	2347	125	50277	2486	119	49633	2395
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	9	Dilijan 110 kV	Տավուշի մարզ	81	125514	642	84	124475	678	80	123493	650
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	5	Hrazdan HPP 110 kV	Տավուշի մարզ									
Ընդամենը				5962	2998577	20012	2986151	2986151	21036	5940	2972732	20186

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 13 (ՃԱՐՈՒՆԱԿ.): ՄՊԱՌՈՒՄԸ ԸՍՏ ՄԱՐԶԵՐԻ ԵՎ ԴՐԱՆՑ ՄԱՏԱԿԱՐԱՐՈՂ ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ															
Ենթակայան	Հաղորդաձողի ID համարը PSS®E	Հաղորդաձողի անվանումը PSS®E ծրագրում	Մատակարարվող մարզ/մայրաքաղաք	Տարի											
	2019			2020			2021			2022					
	Ընդհանուր սպառում մ (ԳՎտժ)			Բնակչությ ուն	Մեկ շնչին ընկնող սպառում (կՎտժ)	Ընդհանու ր սպառում (ԳՎտժ)	Բնակչությ ուն	Մեկ շնչին ընկնող սպառում (կՎտժ)	Ընդհան ուր սպառում մ (ԳՎտժ)	Բնակչությ ուն	Մեկ շնչին ընկնող սպառում մ (կՎտժ)	Ընդհան ուր սպառում մ (ԳՎտժ)	Բնակչությ ուն	Մեկ շնչին ընկնող սպառում (կՎտժ)	
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	20	Shahumyan-2 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	2856	1081874	2640	2856	1084024	2635	2993.703	1091700	2815	3151	1092800	2887
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	23	Zovuni 110 kv	Երևան (մայրաքաղաք)												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	76	Haghtanak 220 kV	Երևան (մայրաքաղաք)												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	28	Marash 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	43	Avan 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)												
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	27	Kanaker HPP 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	55	Hyusisayin 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)												
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	59	Yerevan HPP 6.3 kV	Երևան (մայրաքաղաք)												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	66	Vardashen T1 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	660	Vardashen T2 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	63	Nairit 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	202	Mashtoc 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	62	Haravayin 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	16	Ashnak 110 kV	Արագածոտնի մարզ	95	125440	755	94	124721	757	61.97961	124500	809	107	124600	829
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	31	Ararat-2 110 kV	Արարատի մարզ	650	256688	2533	648	256570	2526	680.7006	256600	2699	716	256600	2768
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	65	Masis 110 kV	Արարատի մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	72	Artashat T2 110 kV	Արարատի մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	64	Mxchyan-2 110 kV	Արարատի մարզ												
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	17	Arm NPP 110 kV	Արմավիրի մարզ	486	263900	1842	484	263863	1836	508.309	264000	1962	535	264400	2012
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	61	Ejmiacin T1 110 kV	Արմավիրի մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	68	Armavir T1 110 kV	Արմավիրի մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	69	Armavir T2 110 kV	Արմավիրի մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	67	Dalarik 110 kV	Արմավիրի մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	40	Kamo 220 kV	Գեղարքունիքի մարզ	170	228256	747	170	227632	800	181.2575	227300	855	191	227800	877
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	39	Lichk 220 kV	Գեղարքունիքի մարզ												
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	6	Sevan HPP 110 kV	Գեղարքունիքի մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	8	Yanadzor-2 110 kV	Լոռու մարզ	499	215471	2315	497	213315	2133	509.2941	212600	2279	536	211700	2337
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	12	Alaverdi-2 110 kV	Լոռու մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	58	Spitak 110 kV	Լոռու մարզ												
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	128	Dzora HPP 110 kV	Լոռու մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	203	Bazum 110 kV	Լոռու մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	2	Hrazdan TPP 110 kV	Կոտայքի մարզ	492	251609	1957	491	250909	2509	509.2941	251200	2681	536	251100	2749
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	26	Charentsavan-3 110 kV	Կոտայքի մարզ												
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	24	Arzni HPP 110 kV	Կոտայքի մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	74	Abovyan 110 kV	Կոտայքի մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	14	Gyumri-2 110 kV	Շիրակի մարզ	210	233245	898	209	231365	900	219.6762	231000	962	231	230400	986
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	201	Ani 110 kV	Շիրակի մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	303	Aghin 110 kV	Շիրակի մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	73	Azatan 110 kV	Շիրակի մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	37	Shinuhayr 110 kV	Սյունիքի մարզ												
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	33	Yeghegnadzor 220 kV	Վայոց ձորի մարզ	126	48970	2578	126	48508	2600	129.9572	48100	2778	142	47600	2849
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	9	Dilijan 110 kV	Տավուշի մարզ	85	122242	697	85	121475	700	90.62873	120500	748	95	119700	767
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	5	Hrazdan HPP 110 kV	Տավուշի մարզ												
Ընդամենը				6312.8	2965269	21,551.00	6291	2959694	21,996.00	6584.57	2963300	23500	6928.05	2961400	24100

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 13 (ԶԱՐՈՒՆԱԿ.): ՄԱՊԱԿԱՆԱԿԱՆ ԵՎ ԴՐԱՆՑ ՄԱՏԱԿԱՐԱՐՈՂ ԵՆԹԱԿԱՑԱՆՆԵՐԻ

Ենթակայան	Հաղորդածո դի ID համարը PSS®E	Հաղորդածոյի անվանումը PSS®E ծրագրում	Մատակարարվող մարզ/մայրաքաղաք	Տարի						
	ծրագրում			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
				Գ-կոժ						
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	20	Shahumyan-2 I 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	955	1000	951	1010	1007	1055	1110
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	23	Zovuni I 110 kv	Երևան (մայրաքաղաք)	298	312	297	316	315	330	347
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	76	Haghtanak 220 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	36	37	36	38	38	40	42
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	28	Marash I 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	447	469	446	473	472	494	520
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	43	Avan I 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	215	225	214	227	226	237	249
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	27	Kanaker HPP I 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	60	62	59	63	63	66	69
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	55	Hyusisayin I 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	173	181	172	173	182	191	201
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	59	Yerevan HPP 6.3 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	113	119	113	120	120	126	132
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	66	Vardashen T1 I 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	125	131	125	133	132	138	145
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	660	Vardashen T2 I 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	137	144	137	145	145	152	160
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	63	Nairit I 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	48	50	48	51	50	52	55
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	202	Mashtoc I 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	36	37	36	38	38	40	42
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	62	Haravayin I 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	66	69	65	69	69	72	76
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	16	Ashnak I 110 kV	Արագածոտնի մարզ	89	94	89	95	94	98	104
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	31	Ararat-2 I 110 kV	Արարատի մարզ	274	274	273	290	289	303	318
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	65	Masis I 110 kV	Արարատի մարզ	179	187	178	189	189	198	208
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	72	Artashat T2 I 110 kV	Արարատի մարզ	89	94	89	95	94	98	104
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	64	Mxchyan-2 I 110 kV	Արարատի մարզ	72	75	71	76	75	79	83
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	17	Arm NPP I 110 kV	Արմավիրի մարզ	89	94	89	95	94	98	104
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	61	Ejmiacin T1 I 110 kV	Արմավիրի մարզ	161	169	160	170	170	178	187
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	68	Armavir T1 I 110 kV	Արմավիրի մարզ	89	94	89	95	94	98	104
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	69	Armavir T2 I 110 kV	Արմավիրի մարզ	89	94	89	95	94	98	104
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	67	Dalarik I 110 kV	Արմավիրի մարզ	30	31	30	32	31	32	34
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	40	Kamo 220 kV	Գեղարքունիքի մարզ	36	37	36	38	38	40	42
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	39	Lichk 220 kV	Գեղարքունիքի մարզ	95	100	95	101	101	106	111
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	6	Sevan HPP I 110 kV	Գեղարքունիքի մարզ	30	31	30	32	31	32	34
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	8	Vanadzor-2 I 110 kV	Լոռու մարզ	125	131	125	133	132	138	145
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	12	Alaverdi-2 I 110 kV	Լոռու մարզ	251	262	250	265	264	276	291
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	58	Spitak I 110 kV	Լոռու մարզ	48	50	48	51	50	52	55
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	128	Dzora HPP I 110 kV	Լոռու մարզ	24	25	24	25	25	26	28
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	203	Bazum I 110 kV	Լոռու մարզ	24	25	24	25	25	26	28
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	2	Hrazdan TPP I 110 kV	Կոտայքի մարզ	95	100	95	101	101	106	111
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	26	Charentsavan-3 I 110 kV	Կոտայքի մարզ	107	112	107	114	113	118	125
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	24	Arzni HPP I 110 kV	Կոտայքի մարզ	54	56	53	57	57	60	63
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	74	Abovyan I 110 kV	Կոտայքի մարզ	209	219	208	221	220	230	242
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	14	Gyumri-2 I 110 kV	Շիրակի մարզ	143	150	143	152	151	158	166
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	201	Ani I 110 kV	Շիրակի մարզ	12	12	12	13	13	14	14
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	303	Aghin I 110 kV	Շիրակի մարզ	1	1	1	1	1	1	1
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	73	Azatan I 110 kV	Շիրակի մարզ	42	44	42	44	44	46	48
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	37	Shinuhayr I 110 kV	Սյունիքի մարզ	597	625	594	631	629	659	693
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	33	Yeghegnadzor 220 kV	Վայոց ձորի մարզ	119	125	119	126	126	132	139
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	9	Dilijan I 110 kV	Տավուշի մարզ	45	47	45	47	47	49	52
Կայան ԲԼ/ՄԼ 2	5	Hrazdan HPP I 110 kV	Տավուշի մարզ	36	37	36	38	38	40	42
Ընդամենը				5963	6231	5943	6303	6287	6584.57	6928.05

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 14: ՄԵԿ ՇԵՉԻՆ ԸՆԿՆՈՂ ՄՊԱՌՄԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄԸ ԸՍՏ ՄԱՐԶԵՐԻ՝ ԳԾԱՅԻՆ ՄԻՏՈՒՄՆԵՐԻ ԶԻՄԱՆ ՎՐԱ

Մարզ	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Երևան	2635	2656	2678	2701	2724	2747	2769	2792	2815	2837	2860	2883	2906	2935	2964
Արագածոտն	757	774	790	806	822	838	854	870	886	902	918	934	950	959	969
Արարատ	2526	2568	2608	2648	2688	2727	2767	2807	2847	2886	2926	2966	3005	3034	3065
Արմավիր	1836	1865	1891	1917	1942	1968	1994	2020	2045	2071	2097	2123	2148	2169	2191
Գեղարքունիք	746	759	771	783	794	806	818	830	842	853	865	877	889	898	907
Լոռի	2330	2392	2447	2502	2557	2612	2668	2723	2778	2833	2888	2943	2998	3028	3059
Կոտայք	1956	1986	2013	2041	2068	2096	2123	2151	2178	2206	2233	2261	2288	2311	2334
Շիրակ	902	926	947	968	989	1009	1030	1051	1072	1093	1113	1134	1155	1166	1178
Սյունիք	4582	4658	4728	4798	4868	4938	5008	5078	5148	5218	5288	5358	5428	5482	5536
Վայոց ձոր	2594	2656	2714	2773	2832	2890	2949	3007	3066	3125	3183	3242	3300	3333	3366
Տավուշ	699	713	727	740	754	767	781	794	808	821	834	848	861	870	878

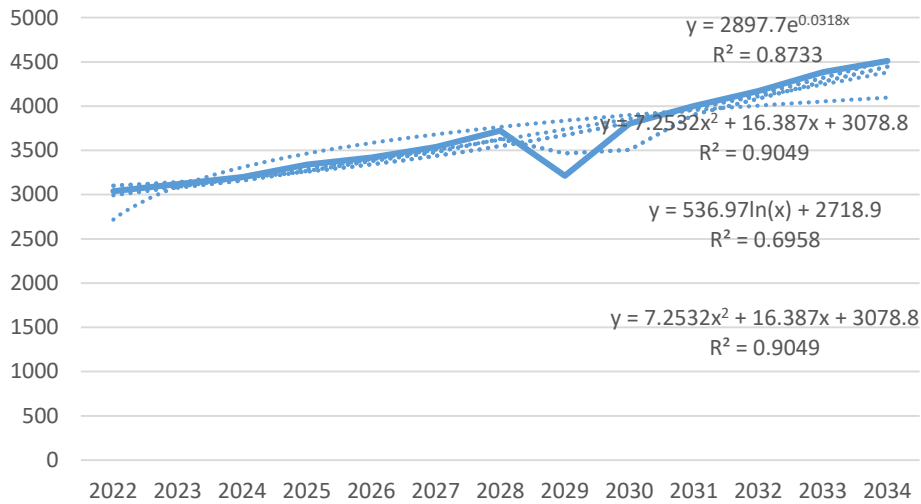
Աղյուսակ 15: Էլեկտրաէներգիայի սպառման կանխատեսումը ըստ մարզերի-լավատեսական տարբերակ

Տարի	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Երևան	3119	3197	3340	3420	3538	3723	3712	3803	4002	4170	4382.9	4510
Արագածոտն	106	109	112	125	139	122	125	160	162	186	139	143
Արարատ	710	728	736	775	785	805	900	860	868	898	913	936
Արմավիր	530	543	546	570	584	598	640	728	684	695.9	705	717.5
Գեղարքունիք	189	194	199	204	210	219	250	227	283	293	306	320
Լոռի	528	538	547	556	567	577	580	597	618	617	627	637
Կոտայք	530	542	545	566	589	592.9	635	669	633	648	653	678
Շիրակ	229	235	240	246	251	257	258	259.1	279.4	281	287	300
Սյունիք	679	694	710.2	725	741.3	757	759	791	809	827	835	863
Վայոց Ձոր	141	145	150	153.98	157	161	164.1	169	174	178	182	186
Տավուշ	95	97	101	102	105	108	110	114	116	120	124	138
Ընդամենը	6856	7022	7226.2	7442.98	7666.3	7919.9	8133.1	8377.1	8628.4	8913.9	9153.9	9428.5

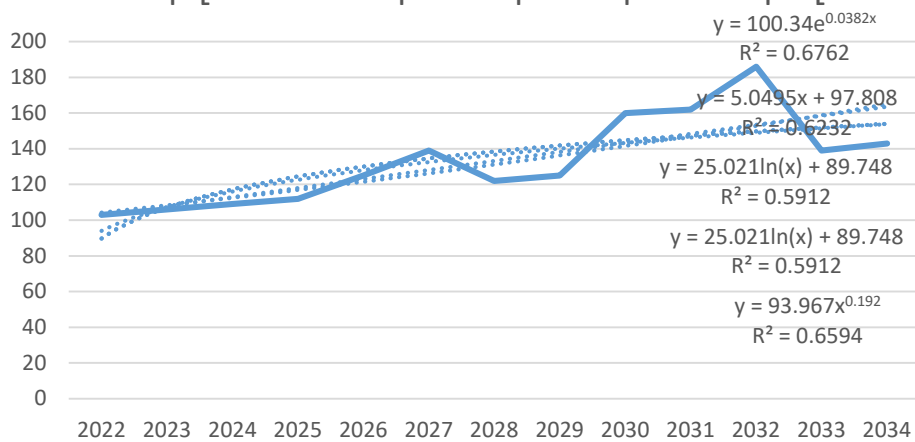
Աղյուսակ 16: Էլեկտրաէներգիայի սպառման կանխատեսումը ըստ մարզերի- վատատեսական տարբերակ

Տարի	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Երևան	2897	2919	3041	3045	3041	3049	3051	3045	3068	3084	3086	3100
Արագածոտն	99	100	125	121	131	141	142	145	142	143	145	142
Արարատ	659	675	680	681	670	680	680	681	685	690	692	696
Արմավիր	492	501	501	513	550	553	553	565.9	569	575	576	578
Գեղարքունիք	175	189	189	190	192	193	194	195	196	197	198	199
Լոռի	490	510	521	521	551	553	548	550	551	554	556	559
Կոտայք	492	505	515	510	510	515	520	525	525	530	532	540
Շիրակ	213	214	346	350	353	360	362	367	370	380	381	383
Սյունիք	630	634	676	680	687	689	690.5	700	703	704	706	707
Վայոց Ձոր	151	162	172.9	185	140.2	142.8	143	144	145.6	146.5	147	150
Տավուշ	88	89	120	130.5	140	150	160	165	168	181	183.6	188.9
Ընդամենը	6386	6498	6887	6927	6965	7026	7044	7083	7123	7185	7203	7243

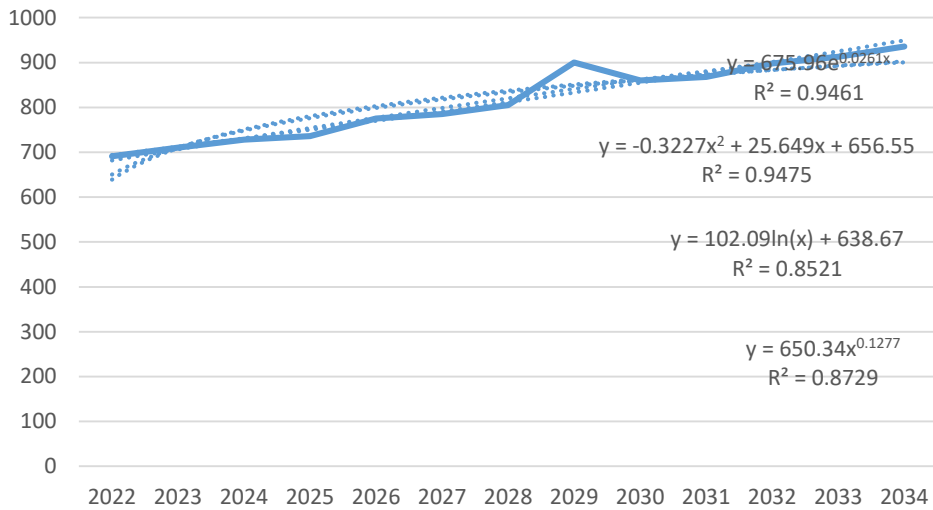
Մեկ շնչին ընկնող սպառումը Երևանում
(մայրաքաղաք)՝ համապատասխան միտումներով



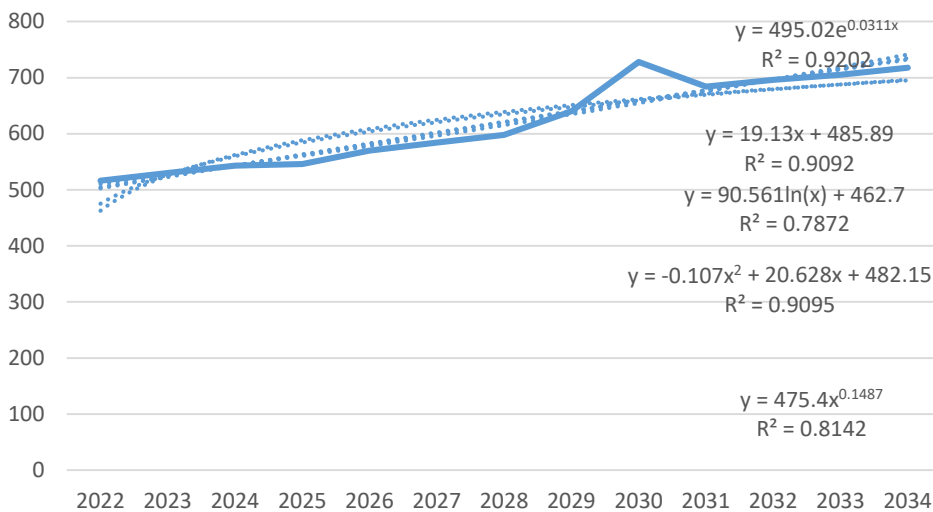
Մեկ շնչին ընկնող սպառումը Արագածոտնի
մարզում՝ համապատասխան միտումներով



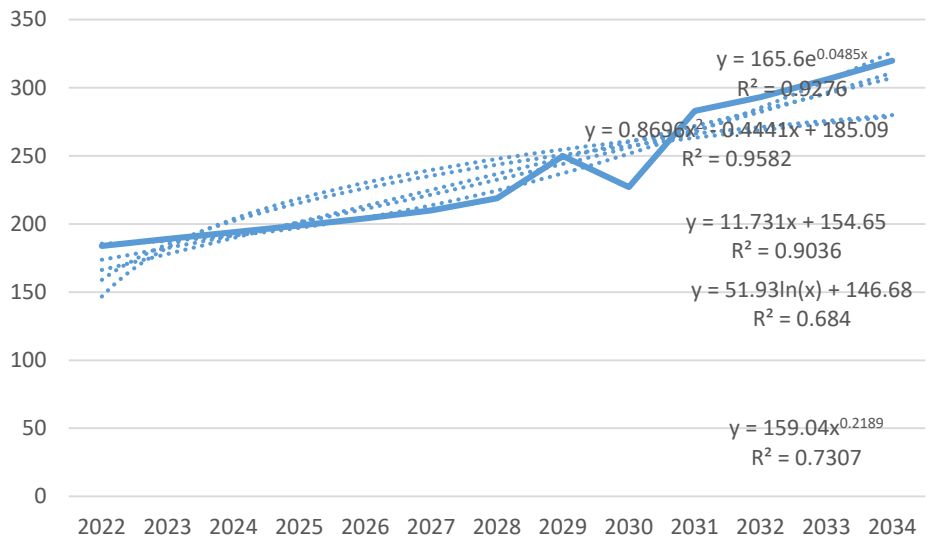
Մեկ շնչին ընկնող սպառումը Արարատի մարզում
համապատասխան միտումներով



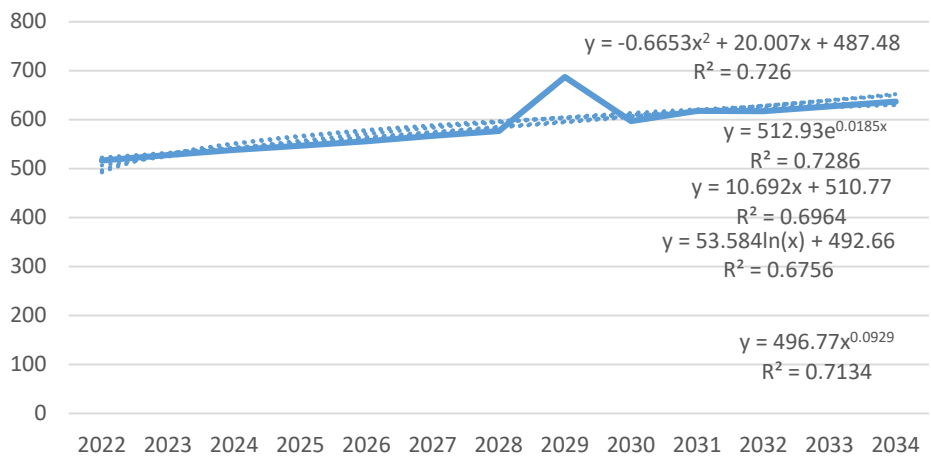
Մեկ շնչին ընկնող սպառումը Արմավիրի մարզում
համապատասխան միտումներով



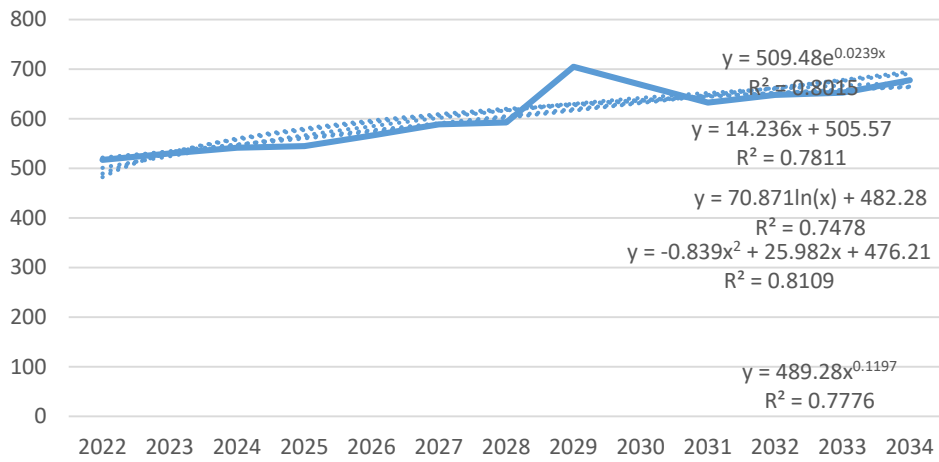
Մեկ շնչին ընկնող սպառումը Գեղարքունիքի մարզում՝ համապատասխան միտումներով



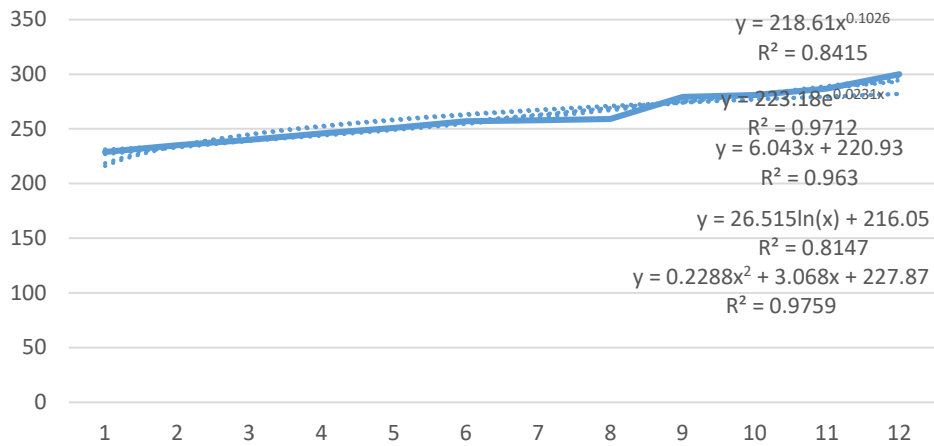
Մեկ շնչին ընկնող սպառումը Լոռու մարզում՝ համապատասխան միտումներով



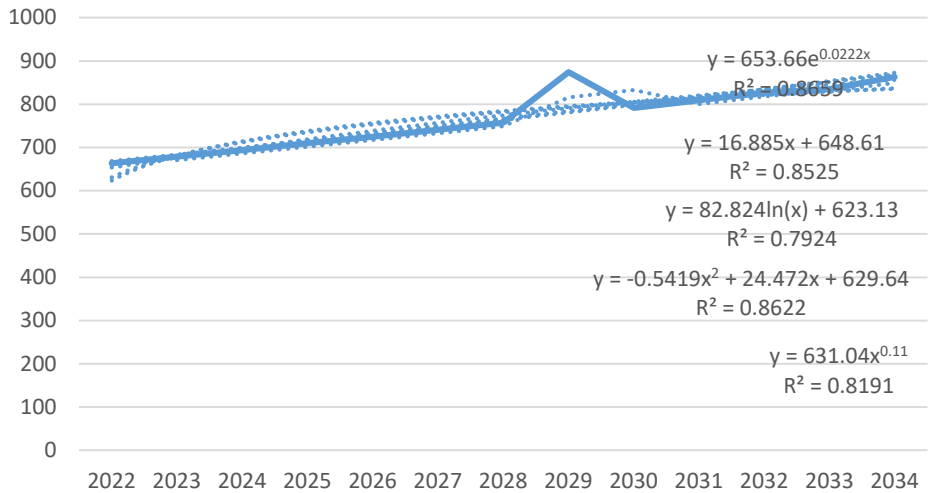
Մեկ շնչին ընկնող սպառումը Կոտայքի մարզում՝ համապատասխան միտումներով



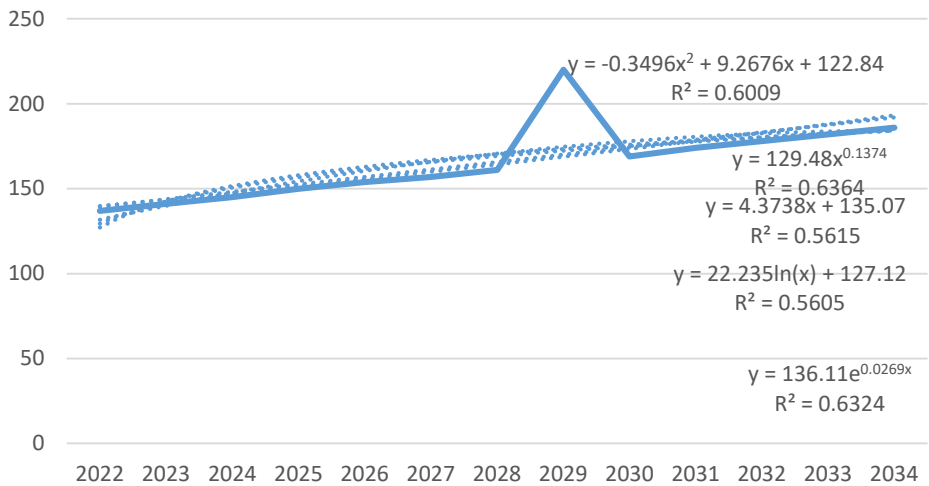
Մեկ շնչին ընկնող սպառումը Շիրակի մարզում՝ համապատասխան միտումներով



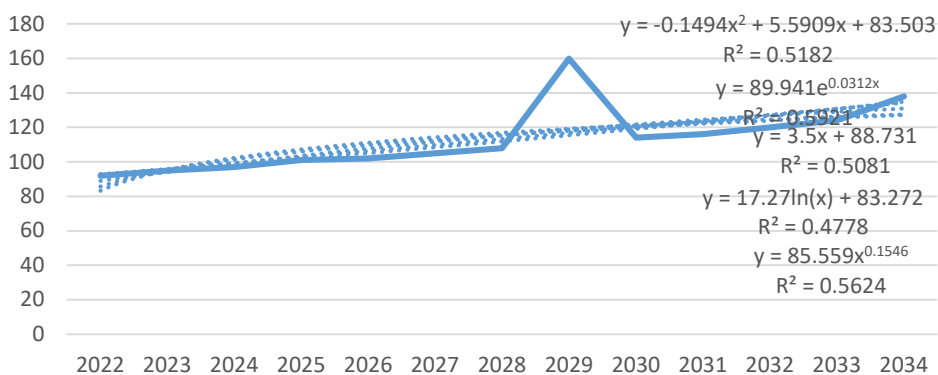
Մեկ շնչին ընկնող սպառումը Սյունիքի մարզում
համապատասխան միտումներով



Մեկ շնչին ընկնող սպառումը Վայոց Ձորի մարզում
համապատասխան միտումներով



Մեկ շնչին ընկնող սպառումը Տավուշի մարզում
համապատասխան միտումներով



ԱՂՅՈՒՄԱԿ 17: ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՄՊԱՌՄԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄԸ ԸՍՏ ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ – ԼԱԿԱՏԵՍԱԿԱՆ ԱՅԼԸՆՏՐԱՆՔ

Ենթակայան	Հաղորդաձողի անվանումը PSS®E ծրագրում	Մատակարարվող մարզ/մայրաքաղաք	Սպառման լավատեսական կանխատեսում									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
			Գվտժ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Shahumyan-2 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	1158.9	1193.3	1231.1	1272.2	1307.0	1346.9	1389.2	1436.0	1476.6	1521.9
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Zovuni 110 kv	Երևան (մայրաքաղաք)	362.5	373.5	384.5	398.0	408.0	421.2	434.0	449.0	461.7	475.5
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Haghtanak 220 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	43.3	44.5	45.9	47.4	48.7	50.0	52.6	54.1	55.4	56.9
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Marash 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	543.2	559.2	576.8	596.4	612.6	631.2	651.0	673.4	692.5	713.2
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Avan 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	260.8	268.2	276.4	286.6	294.1	303.4	312.1	322.6	332.7	342.4
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Kanaker HPP 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	72.5	74.9	76.5	79.4	81.8	84.5	87.2	90.2	92.8	95.5
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Hyusisayin 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	209.9	216.1	222.8	230.4	236.6	244.5	251.7	260.6	268.2	276.4
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Yerevan HPP 6.3 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	137.4	142.2	146.4	151.0	154.8	160.0	164.4	170.3	175.4	180.9
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Vardashen T1 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	152.6	156.4	161.7	166.5	171.4	176.7	182.3	188.4	193.5	200.2
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Vardashen T2 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	166.6	171.6	177.0	183.0	188.0	193.4	199.1	206.4	212.7	218.4
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Nairit 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	58.4	59.7	61.2	63.9	65.2	67.8	69.3	72.2	73.5	76.2
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Մաշտոց 110 կՎ	Երևան (մայրաքաղաք)	43.3	44.5	45.9	47.4	48.7	50.0	52.6	54.1	55.4	56.9
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Haravayin 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	80.1	82.5	84.1	87.1	89.6	92.2	95.1	99.3	101.8	104.6
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Ashnak 110 kV	Արագածոտնի մարզ	111.5	115.1	119.1	123.5	127.2	132.2	136.5	141.0	146.0	150.1
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Ararat-2 110 kV	Արարատի մարզ	333.3	344.2	355.0	367.1	378.2	389.0	401.6	416.3	427.7	441.3
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Masis 110 kV	Արարատի մարզ	217.5	224.8	231.6	239.2	246.6	254.5	261.7	270.7	278.4	287.8
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Artashat T2 110 kV	Արարատի մարզ	109.3	111.8	115.8	120.2	122.7	126.7	130.9	135.4	139.2	143.3
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Mxchyan-2 110 kV	Արարատի մարզ	86.6	90.1	92.9	95.9	98.4	101.1	105.1	108.3	112.0	114.9
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Arm NPP 110 kV	Արմավիրի մարզ	108.2	111.8	115.8	119.1	122.7	126.7	130.9	134.2	138.0	142.2
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Ejmiacin T1 110 kV	Արմավիրի մարզ	195.9	202.0	207.6	215.0	221.2	227.8	234.9	242.5	248.9	257.1

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 17: ԷԼԵԿՏՐԱԵՆԵՐԳԻԱՅԻ ՍՊԱՌՄԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄԸ ԸՍՏ ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ – ԼԱԿԱՏԵՍԱԿԱՆ ԱՅԼԸՆՏՐԱՆՔ

Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Armavir T1 110 kV	Արմավիրի մարզ	108.2	111.8	115.8	119.1	122.7	126.7	130.9	134.2	138.0	142.2
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Armavir T2 110 kV	Արմավիրի մարզ	108.2	111.8	115.8	119.1	122.7	126.7	130.9	134.2	138.0	142.2
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Dalarik 110 kV	Արմավիրի մարզ	35.7	36.9	38.2	39.7	40.9	42.2	43.6	45.1	46.4	47.8
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Kamo 220 kV	Գեղարքունիքի մարզ	44.4	45.6	47.0	48.5	49.8	52.2	53.7	55.3	56.6	59.1
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Lichk 220 kV	Գեղարքունիքի մարզ	117.9	121.6	125.6	130.1	133.8	137.8	142.1	147.8	151.6	157.0
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Sevan HPP 110 kV	Գեղարքունիքի մարզ	36.8	38.0	39.3	40.8	42.0	43.3	44.7	46.3	47.5	48.9
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Vanadzor-2 110 kV	Լոռու մարզ	148.2	152.0	156.2	159.9	163.7	167.8	171.1	176.0	179.9	183.1
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Alaverdi-2 110 kV	Լոռու մարզ	297.6	305.1	312.4	320.8	327.3	334.5	343.4	352.0	358.7	367.4
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Spitak 110 kV	Լոռու մարզ	56.3	57.5	59.0	60.6	61.9	63.3	64.9	66.6	67.9	69.4
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Dzora HPP 110 kV	Լոռու մարզ	28.1	29.3	29.5	30.9	31.0	32.2	32.4	33.8	33.9	35.3
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Bazum 110 kV	Լոռու մարզ	28.1	29.3	29.5	30.9	31.0	32.2	32.4	33.8	33.9	35.3
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Hrazdan TPP 110 kV	Կոտայքի մարզ	114.7	118.3	121.3	125.7	128.3	132.2	135.3	139.9	143.7	147.9
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Charentsavan-3 110 kV	Կոտայքի մարզ	128.8	132.5	136.5	141.1	144.9	148.9	153.2	157.9	161.8	166.1
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Arzni HPP 110 kV	Կոտայքի մարզ	64.9	66.2	68.8	70.6	71.9	74.5	76.1	79.0	80.3	83.0
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Abovyan 110 kV	Կոտայքի մարզ	251.0	258.4	265.4	273.4	280.9	288.9	297.5	306.8	314.6	323.0
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Gyumri-2 110 kV	Շիրակի մարզ	174.2	180.2	185.7	191.8	196.8	202.3	208.0	214.3	219.5	226.4
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Ani 110 kV	Շիրակի մարզ	14.1	15.2	15.3	15.4	16.6	16.7	16.8	18.0	18.1	19.3
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Aghin 110 kV	Շիրակի մարզ	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	2.3	2.3	2.3
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Azatan 110 kV	Շիրակի մարզ	50.9	52.1	53.5	56.2	57.5	58.9	60.4	62.0	64.5	66.0
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Shinuhayr 110 kV	Սյունիքի մարզ	717.4	737.2	758.1	781.6	801.7	823.5	846.7	873.1	895.0	920.2
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Yeghegnadzor 220 kV	Վայոց ձորի մարզ	148.2	153.1	158.4	164.3	169.2	174.5	180.1	186.1	191.2	197.9
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Dilijan 110 kV	Տավուշի մարզ	55.2	57.5	59.0	60.6	63.0	64.5	67.1	68.8	71.3	73.9
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Hrazdan HPP 110 kV	Տավուշի մարզ	44.4	45.6	47.0	48.5	50.9	52.2	53.7	55.3	56.6	59.1
Ընդամենը			7226.2	7443.0	7666.3	7919.9	8133.1	8377.1	8628.4	8913.9	9153.9	9428.5

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 18: ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՄՊԱՌՄԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄԸ ԸՍՏ ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ –
ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ԱՅԼԸՆՏՐԱՆՔ**

Ենթակայան	Հաղորդաձողի անվանումը PSS®E ծրագրում	Մատակարարվող մարզ/մայրաքաղաք	Սպառման լավատեսական կանխատեսում									
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
			ԳՎտժ									
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Shahumyan-2 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	1104.7	1110.5	1118.5	1128.6	1131.9	1138.8	1146.8	1157.4	1161.9	1169.1
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Zovuni 110 kv	Երևան (մայրաքաղաք)	345.5	347.6	349.4	353.1	353.4	356.1	358.3	361.9	363.2	365.2
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Haghtanak 220 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	41.3	41.4	41.7	42.1	42.1	42.3	43.4	43.6	43.6	43.7
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Marash 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	517.8	520.4	524.0	529.1	530.5	533.7	537.4	542.8	544.9	547.9
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Avan 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	248.6	249.6	251.1	254.3	254.7	256.5	257.6	260.0	261.8	263.0
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Kanaker HPP 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	69.1	69.7	69.5	70.4	70.9	71.4	72.0	72.7	73.0	73.4
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Hyusisayin 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	200.1	201.1	202.5	204.4	204.9	206.7	207.8	210.0	211.0	212.3
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Yerevan HPP 6.3 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	131.0	132.4	133.0	134.0	134.1	135.3	135.7	137.3	138.0	138.9
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Vardashen T1 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	145.4	145.5	146.9	147.7	148.4	149.4	150.5	151.8	152.2	153.8
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Vardashen T2 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	158.8	159.6	160.8	162.3	162.8	163.5	164.4	166.4	167.4	167.8
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Nairit 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	55.7	55.6	55.6	56.7	56.5	57.3	57.2	58.2	57.9	58.5
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Մաշտոց 110 կՎ	Երևան (մայրաքաղաք)	41.3	41.4	41.7	42.1	42.1	42.3	43.4	43.6	43.6	43.7
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Haravayin 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	76.3	76.8	76.4	77.3	77.6	78.0	78.5	80.0	80.1	80.4
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Ashnak 110 kV	Արագածոտնի մարզ	106.2	107.1	108.2	109.5	110.1	111.8	112.6	113.7	114.8	115.3
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Ararat-2 110 kV	Արարատի մարզ	317.7	320.3	322.6	325.7	327.5	328.9	331.5	335.5	336.5	339.0

Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Masis 110 kV	Արարատի մարզ	207.3	209.2	210.4	212.2	213.6	215.2	216.1	218.2	219.0	221.1
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Artashat T2 110 kV	Արարատի մարզ	104.2	104.1	105.2	106.6	106.3	107.1	108.0	109.1	109.5	110.1
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Mxchyan-2 110 kV	Արարատի մարզ	82.5	83.9	84.4	85.1	85.2	85.5	86.8	87.3	88.1	88.3
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Arm NPP 110 kV	Արմավիրի մարզ	103.1	104.1	105.2	105.6	106.3	107.1	108.0	108.2	108.6	109.2
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Ejmiacin T1 110 kV	Արմավիրի մարզ	186.7	187.9	188.6	190.7	191.5	192.6	193.9	195.5	195.9	197.5

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 18: ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՄՊԱՌՄԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄԸ ԸՍՏ ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ – ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ԱՅԼԸՆՏՐԱՆՔ

Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Armavir T1 110 kV	Արմավիրի մարզ	103.1	104.1	105.2	105.6	106.3	107.1	108.0	108.2	108.6	109.2
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Armavir T2 110 kV	Արմավիրի մարզ	103.1	104.1	105.2	105.6	106.3	107.1	108.0	108.2	108.6	109.2
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Dalarik 110 kV	Արմավիրի մարզ	34.0	34.4	34.7	35.2	35.4	35.7	36.0	36.4	36.5	36.7
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Kamo 220 kV	Գեղարքունիքի մարզ	42.3	42.4	42.7	43.0	43.1	44.2	44.3	44.6	44.5	45.4
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Lichk 220 kV	Գեղարքունիքի մարզ	112.4	113.2	114.1	115.4	115.9	116.5	117.3	119.1	119.3	120.6
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Sevan HPP 110 kV	Գեղարքունիքի մարզ	35.1	35.4	35.7	36.2	36.4	36.6	36.9	37.3	37.4	37.6
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Vanadzor-2 110 kV	Լոռու մարզ	141.3	141.5	141.9	141.8	141.7	141.9	141.3	141.8	141.6	140.7
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Alaverdi-2 110 kV	Լոռու մարզ	283.6	283.9	283.8	284.6	283.5	282.8	283.5	283.7	282.2	282.2
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Spitak 110 kV	Լոռու մարզ	53.6	53.6	53.6	53.8	53.6	53.6	53.6	53.6	53.4	53.3
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Dzora HPP 110 kV	Լոռու մարզ	26.8	27.3	26.8	27.4	26.8	27.2	26.8	27.3	26.7	27.1
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Bazum 110 kV	Լոռու մարզ	26.8	27.3	26.8	27.4	26.8	27.2	26.8	27.3	26.7	27.1
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Hrazdan TPP 110 kV	Կոտայքի մարզ	109.3	110.1	110.2	111.5	111.1	111.8	111.7	112.7	113.1	113.6

Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Charentsavan-3 110 kV	Կոտայքի մարզ	122.7	123.3	124.1	125.2	125.5	125.9	126.5	127.3	127.3	127.6
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Arzni HPP 110 kV	Կոտայքի մարզ	61.9	61.6	62.5	62.6	62.2	63.0	62.8	63.6	63.2	63.8
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Abovyan 110 kV	Կոտայքի մարզ	239.3	240.5	241.2	242.5	243.2	244.3	245.6	247.3	247.5	248.2
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Gyumri-2 110 kV	Շիրակի մարզ	166.1	167.7	168.7	170.2	170.5	171.0	171.7	172.7	172.7	173.9
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Ani 110 kV	Շիրակի մարզ	13.4	14.1	13.9	13.7	14.4	14.1	13.9	14.5	14.2	14.9
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Aghin 110 kV	Շիրակի մարզ	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	1.8	1.8	1.7
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Azatan 110 kV	Շիրակի մարզ	48.5	48.5	48.6	49.9	49.8	49.8	49.9	50.0	50.7	50.7
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Shinuhayr 110 kV	Սյունիքի մարզ	683.8	686.1	688.8	693.4	694.3	696.3	699.0	703.7	704.2	706.9
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Yeghegnadzor 220 kV	Վայոց ձորի մարզ	141.3	142.5	143.9	145.7	146.5	147.5	148.7	150.0	150.5	152.0
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Dilijan 110 kV	Տավուշի մարզ	52.6	53.6	53.6	53.8	54.6	54.5	55.4	55.5	56.1	56.8
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Hrazdan HPP 110 kV	Տավուշի մարզ	42.3	42.4	42.7	43.0	44.1	44.2	44.3	44.6	44.5	45.4
Ընդամենը			6887.9	6926.5	6965.2	7025.8	7043.5	7082.9	7122.6	7184.5	7202.6	7242.9

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 19: ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՄՊԱՌՄԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՄԱՆ ՏԱՐԵԿԱՆ ԱՃԻ ՏԵՄՊԵՐԸ ԸՍՏ ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ – ԼԱԿԱՏԵՍԱԿԱՆ ԱՅԼԸՆՏՐԱՆՔ													
Ենթակայան	Հաղորդաձողի անվանումը PSS®E ծրագրում	Մատակարարվող մարզ/մայրաքաղաք	Սպառման լավատեսական կանխատեսման տարեկան աճի տեմպերը										
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Vardashen T1 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	6.41%	2.64%	2.48%	2.44%	2.45%	2.47%	2.49%	2.51%	2.53%	2.55%	2.57%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Vardashen T2 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	6.41%	2.64%	2.48%	2.44%	2.45%	2.47%	2.49%	2.51%	2.53%	2.55%	2.57%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Nairit 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	6.41%	2.64%	2.48%	2.44%	2.45%	2.47%	2.49%	2.51%	2.53%	2.55%	2.57%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Մաշտոց 110 կՎ	Երևան (մայրաքաղաք)	6.41%	2.64%	2.48%	2.44%	2.45%	2.47%	2.49%	2.51%	2.53%	2.55%	2.57%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Haravayin 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	6.41%	2.64%	2.48%	2.44%	2.45%	2.47%	2.49%	2.51%	2.53%	2.55%	2.57%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Ashnak 110 kV	Արագածոտնի մարզ	9.31%	3.04%	2.86%	2.78%	2.76%	2.75%	2.74%	2.73%	2.73%	2.73%	2.73%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Ararat-2 110 kV	Արարատի մարզ	6.56%	2.76%	2.59%	2.54%	2.53%	2.54%	2.54%	2.54%	2.55%	2.56%	2.57%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Masis 110 kV	Արարատի մարզ	6.56%	2.76%	2.59%	2.54%	2.53%	2.54%	2.54%	2.54%	2.55%	2.56%	2.57%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Artashat T2 110 kV	Արարատի մարզ	6.56%	2.76%	2.59%	2.54%	2.53%	2.54%	2.54%	2.54%	2.55%	2.56%	2.57%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Mxchyan-2 110 kV	Արարատի մարզ	6.56%	2.76%	2.59%	2.54%	2.53%	2.54%	2.54%	2.54%	2.55%	2.56%	2.57%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Arm NPP 110 kV	Արմավիրի մարզ	6.48%	2.67%	2.50%	2.45%	2.45%	2.46%	2.46%	2.47%	2.48%	2.50%	2.51%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Ejmiacin T1 110 kV	Արմավիրի մարզ	6.48%	2.67%	2.50%	2.45%	2.45%	2.46%	2.46%	2.47%	2.48%	2.50%	2.51%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Armavir T1 110 kV	Արմավիրի մարզ	6.48%	2.67%	2.50%	2.45%	2.45%	2.46%	2.46%	2.47%	2.48%	2.50%	2.51%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Armavir T2 110 kV	Արմավիրի մարզ	6.48%	2.67%	2.50%	2.45%	2.45%	2.46%	2.46%	2.47%	2.48%	2.50%	2.51%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Dalarik 110 kV	Արմավիրի մարզ	6.48%	2.67%	2.50%	2.45%	2.45%	2.46%	2.46%	2.47%	2.48%	2.50%	2.51%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Kamo 220 kV	Գեղարքունիքի մարզ	8.07%	2.85%	2.68%	2.63%	2.62%	2.63%	2.63%	2.63%	2.64%	2.65%	2.66%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Lichk 220 kV	Գեղարքունիքի մարզ	8.07%	2.85%	2.68%	2.63%	2.62%	2.63%	2.63%	2.63%	2.64%	2.65%	2.66%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Sevan HPP 110 kV	Գեղարքունիքի մարզ	8.07%	2.85%	2.68%	2.63%	2.62%	2.63%	2.63%	2.63%	2.64%	2.65%	2.66%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Vanadzor-2 110 kV	Լոռու մարզ	4.01%	2.08%	1.88%	1.80%	1.78%	1.76%	1.74%	1.72%	1.71%	1.70%	1.70%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Alaverdi-2 110 kV	Լոռու մարզ	4.01%	2.08%	1.88%	1.80%	1.78%	1.76%	1.74%	1.72%	1.71%	1.70%	1.70%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Spitak 110 kV	Լոռու մարզ	4.01%	2.08%	1.88%	1.80%	1.78%	1.76%	1.74%	1.72%	1.71%	1.70%	1.70%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Dzora HPP 110 kV	Լոռու մարզ	4.01%	2.08%	1.88%	1.80%	1.78%	1.76%	1.74%	1.72%	1.71%	1.70%	1.70%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Bazum 110 kV	Լոռու մարզ	4.01%	2.08%	1.88%	1.80%	1.78%	1.76%	1.74%	1.72%	1.71%	1.70%	1.70%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Hrazdan TPP 110 kV	Կոտայքի մարզ	5.34%	2.45%	2.29%	2.23%	2.24%	2.25%	2.25%	2.26%	2.27%	2.28%	2.30%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Charentsavan-3 110 kV	Կոտայքի մարզ	5.34%	2.45%	2.29%	2.23%	2.24%	2.25%	2.25%	2.26%	2.27%	2.28%	2.30%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Arzni HPP 110 kV	Կոտայքի մարզ	5.34%	2.45%	2.29%	2.23%	2.24%	2.25%	2.25%	2.26%	2.27%	2.28%	2.30%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Abovyan 110 kV	Կոտայքի մարզ	5.34%	2.45%	2.29%	2.23%	2.24%	2.25%	2.25%	2.26%	2.27%	2.28%	2.30%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Gyumri-2 110 kV	Շիրակի մարզ	6.90%	2.61%	2.42%	2.34%	2.31%	2.30%	2.28%	2.27%	2.26%	2.25%	2.24%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Ani 110 kV	Շիրակի մարզ	6.90%	2.61%	2.42%	2.34%	2.31%	2.30%	2.28%	2.27%	2.26%	2.25%	2.24%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Aghin 110 kV	Շիրակի մարզ	6.90%	2.61%	2.42%	2.34%	2.31%	2.30%	2.28%	2.27%	2.26%	2.25%	2.24%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Azatan 110 kV	Շիրակի մարզ	6.90%	2.61%	2.42%	2.34%	2.31%	2.30%	2.28%	2.27%	2.26%	2.25%	2.24%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Shinuhayr 110 kV	Սյունիքի մարզ	5.37%	2.42%	2.25%	2.20%	2.19%	2.20%	2.20%	2.21%	2.22%	2.23%	2.24%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Yeghegnadzor 220 kV	Վայոց ձորի մարզ	8.71%	2.95%	2.77%	2.68%	2.66%	2.65%	2.63%	2.62%	2.61%	2.60%	2.60%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Dilijan 110 kV	Տավուշի մարզ	8.30%	2.89%	2.71%	2.64%	2.63%	2.62%	2.62%	2.61%	2.61%	2.62%	2.62%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Hrazdan HPP 110 kV	Տավուշի մարզ	8.30%	2.89%	2.71%	2.64%	2.63%	2.62%	2.62%	2.61%	2.61%	2.62%	2.62%

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 20: ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՄՊԱՌՄԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՄԱՆ ՏԱՐԵԿԱՆ ԱՃԻ ՏԵՄՊԵՐԸ ԸՍՏ ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ – ԿԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ԱՅԼԸՆՏՐԱՆՔ													
Ենթակայան	Հաղորդաձողի անվանումը PSS®E ծրագրում	Մատակարարվող մարզ/մայրաքաղաք	Սպառման վառատեսական կանխատեսման տարեկան աճի տեմպերը										
			2024/2022	2025/2023	2026/2024	2027/2025	2028/2026	2029/2027	2030/2028	2031/2029	2032/2030	2033/2031	2034/2032
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ I	Shahumyan-2 110 kV	Երևան (մայրաքաղաք)	0.62%	0.79%	0.77%	0.75%	0.73%	0.71%	0.70%	0.68%	0.67%	0.66%	0.65%

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 20: ԷԼԵԿՏՐԱԵՆԵՐԳԻԱՅԻ ՄՊԱՌՄԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՄԱՆ ՏԱՐԵԿԱՆ ԱՃԻ ՏԵՄԴԵՐԸ ԸՍՏ ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ – ԿԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ԱՅԼԸՆՏՐԱՆՔ

Ենթակայան	Հաղորդաձողի անվանումը PSS®E ծրագրում	Մատակարարվող մարզ/մայրաքաղաք	Սպառման վատառեսական կանխատեսման տարեկան աճի տեմպերը										
			2024/ 2022	2025/ 2023	2026/ 2024	2027/ 2025	2028/ 2025	2029 2027	2030/ 2028	2031/ 2029	2032/ 2030	2033/ 2031	2034/ 2032
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Zovuni 110 kv	Երևան (մայրաքաղաք)	0.62%	0.79%	0.77%	0.75%	0.73%	0.71%	0.70%	0.68%	0.67%	0.66%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Haghtanak 220 kv	Երևան (մայրաքաղաք)	0.62%	0.79%	0.77%	0.75%	0.73%	0.71%	0.70%	0.68%	0.67%	0.66%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Marash 110 kv	Երևան (մայրաքաղաք)	0.62%	0.79%	0.77%	0.75%	0.73%	0.71%	0.70%	0.68%	0.67%	0.66%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Avan 110 kv	Երևան (մայրաքաղաք)	0.62%	0.79%	0.77%	0.75%	0.73%	0.71%	0.70%	0.68%	0.67%	0.66%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Kanaker HPP 110 kv	Երևան (մայրաքաղաք)	0.62%	0.79%	0.77%	0.75%	0.73%	0.71%	0.70%	0.68%	0.67%	0.66%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Hyusisayin 110 kv	Երևան (մայրաքաղաք)	0.62%	0.79%	0.77%	0.75%	0.73%	0.71%	0.70%	0.68%	0.67%	0.66%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Yerevan HPP 6.3 kv	Երևան (մայրաքաղաք)	0.62%	0.79%	0.77%	0.75%	0.73%	0.71%	0.70%	0.68%	0.67%	0.66%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Vardashen T1 110 kv	Երևան (մայրաքաղաք)	0.62%	0.79%	0.77%	0.75%	0.73%	0.71%	0.70%	0.68%	0.67%	0.66%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Vardashen T2 110 kv	Երևան (մայրաքաղաք)	0.62%	0.79%	0.77%	0.75%	0.73%	0.71%	0.70%	0.68%	0.67%	0.66%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Nairit 110 kv	Երևան (մայրաքաղաք)	0.62%	0.79%	0.77%	0.75%	0.73%	0.71%	0.70%	0.68%	0.67%	0.66%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Մաշտոց 110 կՎ	Երևան (մայրաքաղաք)	0.62%	0.79%	0.77%	0.75%	0.73%	0.71%	0.70%	0.68%	0.67%	0.66%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Haravayin 110 kv	Երևան (մայրաքաղաք)	0.62%	0.79%	0.77%	0.75%	0.73%	0.71%	0.70%	0.68%	0.67%	0.66%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Ashnak 110 kv	Արագածոտնի մարզ	3.37%	1.20%	1.14%	1.09%	1.04%	0.99%	0.95%	0.91%	0.87%	0.83%	0.80%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Ararat-2 110 kv	Արարատի մարզ	0.77%	0.92%	0.88%	0.84%	0.81%	0.78%	0.75%	0.72%	0.70%	0.67%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Masis 110 kv	Արարատի մարզ	0.77%	0.92%	0.88%	0.84%	0.81%	0.78%	0.75%	0.72%	0.70%	0.67%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Artashat T2 110 kv	Արարատի մարզ	0.77%	0.92%	0.88%	0.84%	0.81%	0.78%	0.75%	0.72%	0.70%	0.67%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Mxchyan-2 110 kv	Արարատի մարզ	0.77%	0.92%	0.88%	0.84%	0.81%	0.78%	0.75%	0.72%	0.70%	0.67%	0.65%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Arm NPP 110 kv	Արմավիրի մարզ	0.69%	0.82%	0.79%	0.76%	0.73%	0.70%	0.67%	0.65%	0.63%	0.61%	0.59%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Ejmiacin T1 110 kv	Արմավիրի մարզ	0.69%	0.82%	0.79%	0.76%	0.73%	0.70%	0.67%	0.65%	0.63%	0.61%	0.59%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Armavir T1 110 kv	Արմավիրի մարզ	0.69%	0.82%	0.79%	0.76%	0.73%	0.70%	0.67%	0.65%	0.63%	0.61%	0.59%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Armavir T2 110 kv	Արմավիրի մարզ	0.69%	0.82%	0.79%	0.76%	0.73%	0.70%	0.67%	0.65%	0.63%	0.61%	0.59%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Dalarik 110 kv	Արմավիրի մարզ	0.69%	0.82%	0.79%	0.76%	0.73%	0.70%	0.67%	0.65%	0.63%	0.61%	0.59%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Kamo 220 kv	Գեղարքունիքի մարզ	2.20%	1.01%	0.97%	0.93%	0.90%	0.87%	0.84%	0.81%	0.78%	0.76%	0.74%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Lichk 220 kv	Գեղարքունիքի մարզ	2.20%	1.01%	0.97%	0.93%	0.90%	0.87%	0.84%	0.81%	0.78%	0.76%	0.74%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Sevan HPP 110 kv	Գեղարքունիքի մարզ	2.20%	1.01%	0.97%	0.93%	0.90%	0.87%	0.84%	0.81%	0.78%	0.76%	0.74%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Vanadzor-2 110 kv	Լոռու մարզ	-1.6%	0.25%	0.18%	0.12%	0.06%	0.01%	0.0%	-0.1%	-0.1%	-0.2%	-0.2%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Alaverdi-2 110 kv	Լոռու մարզ	-1.6%	0.25%	0.18%	0.12%	0.06%	0.01%	0.0%	-0.1%	-0.1%	-0.2%	-0.2%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Spitak 110 kv	Լոռու մարզ	-1.6%	0.25%	0.18%	0.12%	0.06%	0.01%	0.0%	-0.1%	-0.1%	-0.2%	-0.2%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Dzora HPP 110 kv	Լոռու մարզ	-1.6%	0.25%	0.18%	0.12%	0.06%	0.01%	0.0%	-0.1%	-0.1%	-0.2%	-0.2%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Bazum 110 kv	Լոռու մարզ	-1.6%	0.25%	0.18%	0.12%	0.06%	0.01%	0.0%	-0.1%	-0.1%	-0.2%	-0.2%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Hrazdan TPP 110 kv	Կոտայքի մարզ	-0.4%	0.61%	0.58%	0.55%	0.52%	0.49%	0.46%	0.44%	0.42%	0.40%	0.38%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Charentsavan-3 110 kv	Կոտայքի մարզ	-0.4%	0.61%	0.58%	0.55%	0.52%	0.49%	0.46%	0.44%	0.42%	0.40%	0.38%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Arzni HPP 110 kv	Կոտայքի մարզ	-0.4%	0.61%	0.58%	0.55%	0.52%	0.49%	0.46%	0.44%	0.42%	0.40%	0.38%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Abovyan 110 kv	Կոտայքի մարզ	-0.4%	0.61%	0.58%	0.55%	0.52%	0.49%	0.46%	0.44%	0.42%	0.40%	0.38%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Gyumri-2 110 kv	Շիրակի մարզ	1.09%	0.77%	0.71%	0.65%	0.59%	0.54%	0.49%	0.45%	0.40%	0.36%	0.33%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Ani 110 kv	Շիրակի մարզ	1.09%	0.77%	0.71%	0.65%	0.59%	0.54%	0.49%	0.45%	0.40%	0.36%	0.33%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Aghin 110 kv	Շիրակի մարզ	1.09%	0.77%	0.71%	0.65%	0.59%	0.54%	0.49%	0.45%	0.40%	0.36%	0.33%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Azatan 110 kv	Շիրակի մարզ	1.09%	0.77%	0.71%	0.65%	0.59%	0.54%	0.49%	0.45%	0.40%	0.36%	0.33%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Shinuhayr 110 kv	Սյունիքի մարզ	-0.4%	0.58%	0.54%	0.51%	0.48%	0.45%	0.42%	0.39%	0.37%	0.34%	0.32%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Yeghegnadzor 220 kv	Վայոց ձորի մարզ	2.80%	1.11%	1.05%	0.99%	0.93%	0.88%	0.84%	0.79%	0.75%	0.71%	0.67%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 1	Dilijan 110 kv	Տավուշի մարզ	2.41%	1.04%	0.99%	0.95%	0.90%	0.86%	0.82%	0.79%	0.75%	0.72%	0.69%
Ենթակայան ԲԼ/ՄԼ 2	Hrazdan HPP 110 kv	Տավուշի մարզ	2.41%	1.04%	0.99%	0.95%	0.90%	0.86%	0.82%	0.79%	0.75%	0.72%	0.69%

Մինչև բեռի կանխատեսման մոդելավորման ավարտը և համակարգի կանխատեսվող բեռի բաշխումը ըստ հաղորդման ցանցի հանգույցների, պետք է ընդգծել, որ երկու ենթակայաններ՝ Արարատ-2 110 կՎ և Կամո 220 կՎ լարման ենթակայանները մեծ մասնակցություն ունեն խոշոր արդյունաբերական սպառողների ընդհանուր պահանջարկի բավարարմանը: Այդ սպառողներն են՝ «Արարատ Ցեմենտ» ՓԲԸ (2022թ.)՝

Արարատ-2 110 կՎ լարման ենթակայանի բեռի 35%-ը), «Գեոպրոմայնինգ Գոլդ» ՍՊԸ (2022թ.՝ Արարատ-2 110 կՎ ենթակայանի բեռի 35%-ը), «Ռադիո» ՓԲԸ (2022 թ.՝ Կամո 220 կՎ ենթակայանի բեռի 17%-ը), ««Վեդիա Ջուր» ՓԲԸ-ի Հարավ-արևելյան մասնաճյուղ» (2022 թ.՝ Կամո 220 կՎ ենթակայանի բեռի 10%-ը): Այս դեպքում նպատակահարմար կլիներ անհատապես ուսումնասիրել այս սպառողների ապագա բիզնես ծրագրերը և հասկանալ, թե ինչպես կարելի է էլեկտրաէներգիայի սպառման պլանավորված արժեքները տեղավորել համապատասխան ենթակայանի ընդհանուր բեռի կանխատեսման մեջ: Սակայն այս պահին պահանջվող տեղեկատվության բացակայությունը նշանակում է, որ յուրաքանչյուր արդյունաբերական սպառողի համար սպառման ծավալի ավելացման դեպքում, պետք է կիրառել այդ սպառողին սնող ենթակայանի հաշվարկային բեռի միջին աճի տեմպը:

Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգետիկական համակարգի հաղորդման ենթակայանների բեռի կանխատեսման վերջին քայլը՝ բաշխված արտադրության ազդեցությունը հաշվի առնելն է: ԱՂՅՈՒՄԱԿ 19 և ԱՂՅՈՒՄԱԿ 20-ում ներկայացված են յուրաքանչյուր ենթակայանի բեռի աճի որոշված տեմպերը: Հարկ է նշել, որ ենթակայանի պիկային բեռը կարող է ներառել նաև ենթակայանին միացված գեներատորների արտադրանքը: Հետևաբար, ինչպես երևում է ԱՂՅՈՒՄԱԿ 20-ից և ԱՂՅՈՒՄԱԿ 21-ից, միայն ենթակայանի բեռի աճի տեմպերը չեն կարող դիտարկվել որպես ենթակայանի բեռի պիկային պահանջարկի ուղղակի արտացոլում: Բաշխված արտադրության ազդեցությունը հաշվի առնելու համար հավաքագրվել են հետևյալ տվյալները. ա) 2018-2022 թթ. տարեկան արտադրությունը, բ) անվանական ակտիվ հզորությունը, գ) հաղորդման համակարգի այն ենթակայանը, որոնց երկրորդային ցանցին են միացած տվյալ գեներատորները: Յուրաքանչյուր ենթակայանի համար պատրաստվել են միասնական տվյալներ, հիմնվելով նախնական տվյալների փաթեթի վրա (ԱՂՅՈՒՄԱԿ 21):

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 21: ՓՈՔՐ ԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅՈՒՆԸ ԸՍՏ ՀԱՂՈՐԴՄԱՆ ՑԱՆՑԻ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐԻ (ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ)

Ենթակայան	Դոդի ID	Դոդի անվանումը PSS®E ծրագրում	Փոքր ՀԷԿ-երի և ՋԷԿ-երի արտադրություն (GWh)								Դրվածքային հզորություն (MW)							
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Substation HV/MV 1	74	Abovyan 110 kV	2.6	2.2	2.2	2.1	2.1	2.2	2.6	2.7	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.7	2.8
Substation HV/MV 1	12	Alaverdi-2 110 kV	25.3	8.8	27.9	20.9	20.0	20.8	24.3	25.2	6.6	8.1	6.6	8.1	8.1	8.2	8.4	8.6
Station HV/MV 1	25	Argel HPP 110 kV	1.0	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0
Station HV/MV 1	17	Arm. NPP 110 kV	42.0	57.3	52.9	59.7	55.4	57.7	67.6	70.1	30.5	31.0	31.0	31.0	31.0	31.4	31.9	32.9
Substation HV/MV 1	68	Armavir T1 110 kV	4.3	2.8	3.5	4.5	4.7	4.9	5.7	5.9	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2
Substation HV/MV 1	72	Artashat 110 kV	5.6	2.2	3.8	4.4	4.8	5.0	5.8	6.0	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	4.0	4.1
Substation HV/MV 1	16	Ashnak 110 kV	0.0	0.1	1.6	1.6	2.2	2.3	2.7	2.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.9
Substation HV/MV 1	43	Avan 110 kV	37.2	31.2	32.1	24.0	31.9	33.2	38.9	40.3	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.2	13.4	13.8
Substation HV/MV 1	73	Azatan 110 kV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.1	6.2	6.4
Substation HV/MV 1	67	Dalarik 110 kV	21.3	16.9	19.2	20.4	19.4	20.2	23.6	24.5	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	10.0	10.2	10.5
Substation HV/MV 1	9	Dilijan 110 kV	23.2	15.1	19.5	14.9	15.2	15.8	18.5	19.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.3	7.4	7.7
Station HV/MV 1	128	Dzora HPP 110 kV	117.8	91.7	115.4	88.4	91.8	95.7	112.0	116.1	37.9	37.9	37.9	37.9	37.9	38.4	39.0	40.2
Substation HV/MV 1	14	Gyumri-2 110 kV	56.4	48.0	45.0	58.0	42.1	43.8	51.3	53.2	19.3	19.3	19.3	19.3	19.3	19.5	19.8	20.5
Station HV/MV 1	5	Hrazdan HPP 110 kV	47.4	33.1	43.5	29.8	25.2	26.3	30.8	31.9	21.9	18.3	18.3	17.8	17.8	18.0	18.3	18.9
Station HV/MV 1	2	Hrazdan TPP 110 kV	0.0	0.1	0.7	1.0	4.4	4.5	5.3	5.5	3.6	3.6	2.4	2.4	2.4	2.4	2.5	2.6
Substation HV/MV 1	390	Lichk 110 kV	62.2	52.7	56.6	59.1	52.3	54.5	63.9	66.2	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	24.1	24.5	25.3
Substation HV/MV 1	28	Marash 110 kV	6.4	7.4	5.7	7.7	5.3	5.5	6.4	6.6	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.1	4.2
Substation HV/MV 1	65	Masis 110 kV	0.0	0.0	0.9	2.4	2.3	2.4	2.8	2.9	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7
Station HV/MV 1	6	Sevan HPP 110 kV	21.9	13.5	16.6	13.2	12.2	12.7	14.9	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.5	15.8	16.3
Substation HV/MV 1	20	Shahumyan-2 110 kV	2.7	2.7	2.2	2.4	2.6	2.7	3.2	3.3	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.9	4.0
Substation HV/MV 1	37	Shinuhayr 110 kV	209.5	221.6	257.9	261.5	235.0	244.8	286.7	297.1	75.9	81.6	91.8	93.0	93.0	94.0	95.7	98.6
Substation HV/MV 1	58	Spitak 110 kV	27.1	21.0	24.6	24.0	22.5	23.4	27.4	28.4	10.9	10.9	9.5	11.4	11.4	11.5	11.8	12.1
Substation HV/MV 1	8	Vanadzor-2 110 kV	48.2	36.5	52.2	41.6	44.5	46.4	54.3	56.3	16.3	16.3	18.7	18.7	18.7	18.9	19.3	19.9
Substation HV/MV 1	33	Yeghegnadzor 220 kV	203.3	217.9	242.3	238.4	168.3	175.4	205.4	212.8	81.0	91.8	94.4	94.4	97.2	98.3	100.0	103.1
Substation HV/MV 1	25	Argel HPP 110 kV	1.0	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0
ԸՆԴՀԱՆՈՒՐ ԳԿՏԺ			966.3	884.5	1027.6	981.6	865.5	901.6	1055.8	1094.2	400.7	415.6	426.8	430.9	433.6	438.56	446.38	460.1

Շարունակություն. ԱՐՅՈՒՄԱԿ 21: ՓՈԹՐ ԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅՈՒՆԸ ԸՍՏ ՀԱՂՈՐԴԱԿԱՆ ՑԱՆՑԻ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐԻ (ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ)

Ենթակայան	Դոդի ID	Դոդի անվանումը PSS®E ծրագրում	Սպառված էներգիա(GWh)									Առավելագույն սպառման համարժեք տրոհություն T (h)								
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		
Substation HV/MV 1	74	Abovyan 110 kV	209	219	208	221	220	222	225	227	1017	839	830	810	809	833	959	964		
Substation HV/MV 1	12	Alaverdi-2 110 kV	251	262	250	265	264	267	270	272	3826	1086	4221	2572	2459	2533	2914	2930		
Station HV/MV 1	25	Argel HPP 110 kV									1028	892	736	803	742	765	880	885		
Station HV/MV 1	17	Arm. NPP 110 kV	89	94	89	95	94	95	96	97	1378	1847	1706	1926	1787	1840	2117	2129		
Substation HV/MV 1	68	Armavir T1 110 kV	89	94	89	95	94	95	96	97	2113	1387	1728	2208	2291	2360	2715	2730		
Substation HV/MV 1	72	Artashat 110 kV	89	94	89	95	94	95	96	97	1438	559	977	1137	1228	1265	1455	1463		
Substation HV/MV 1	16	Ashnak 110 kV	89	94	89	95	94	95	96	97	0	82	913	933	1246	1283	1476	1484		
Substation HV/MV 1	43	Avan 110 kV	215	225	214	227	226	229	231	233	2860	2399	2468	1848	2451	2525	2905	2920		
Substation HV/MV 1	73	Azatan 110 kV	42	44	42	44	44	44	45	45	1	0	0	0	0	0	0	0		
Substation HV/MV 1	67	Dalarik110 kV	30	31	30	32	31	32	32	32	2156	1709	1944	2063	1960	2018	2322	2335		
Substation HV/MV 1	9	Dilijan 110 kV	45	47	45	47	47	48	48	49	3209	2082	2694	2062	2100	2163	2488	2502		
Station HV/MV 1	128	Dzora HPP 110 kV	24	25	24	25	25	25	26	26	3106	2419	3042	2330	2421	2494	2869	2885		
Substation HV/MV 1	14	Gyumri-2 110 kV	143	150	143	152	151	152	154	156	2926	2489	2335	3007	2182	2247	2585	2600		
Station HV/MV 1	5	Hrazdan HPP 110 kV	36	37	36	38	38	38	39	39	2160	1811	2383	1677	1420	1463	1683	1692		
Station HV/MV 1	2	Hrazdan TPP 110 kV	95	100	95	101	101	102	103	104	0	40	281	432	1806	1860	2140	2152		
Substation HV/MV 1	390	Lichk 110 kV									2608	2212	2374	2480	2196	2262	2602	2616		
Substation HV/MV 1	28	Marash 110 kV	447	469	446	473	472	477	481	486	1591	1845	1430	1924	1313	1353	1556	1565		
Substation HV/MV 1	65	Masis 110 kV	179	187	178	189	189	191	193	194	0	0	570	1502	1468	1512	1740	1749		
Station HV/MV 1	6	Sevan HPP 110 kV	30	31	30	32	31	32	32	32	1428	878	1078	860	794	817	940	946		
Substation HV/MV 1	20	Shahumyan-2 110 kV	955	1000	951	1010	1007	1017	1027	1037	717	712	598	650	695	715	823	828		
Substation HV/MV 1	37	Shinuhayr 110 kV	597	625	594	631	629	635	642	648	2760	2715	2811	2813	2528	2604	2995	3012		
Substation HV/MV 1	58	Spitak 110 kV	48	50	48	51	50	51	51	52	2475	1921	2579	2100	1969	2028	2333	2346		
Substation HV/MV 1	8	Vanadzor-2 110 kV	125	131	125	133	132	133	135	136	2955	2238	2785	2221	2376	2447	2816	2831		
Substation HV/MV 1	33	Yeghegnadzor 220 kV	119	125	119	126	126	127	128	130	2511	2375	2566	2525	1733	1784	2053	2064		
Substation HV/MV 1	25	Argel HPP 110 kV									1028	892	736	803	742	765	880	885		
ԸՆԴԱՄԵՆՆԵՐ ԳՎՏԺ			3946	4133	3931	4176	4161	4203	4245	4288										

Շարունակություն. ԱՂՅՈՒՄԱԿ 21: ՓՈԹՐ ԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅՈՒՆԸ ԸՍՏ ՀԱՂՈՐՄԱՆ ՑԱՆՑԻ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐԻ (ԵՆԹԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ)																		
Ենթակայան	Դողի ID PSS®E ծրագրում	Դողի անվանումը PSS®E ծրագրում	Փոքր կայանների արտադրությունը համեմատած սպառված էներգիայի հետ (%)								Փոքր կայանների արտադրության մասնակցությունը պիկային բեռի Նվազմանը(MW)							
			2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Substation HV/MV 1	74	Abovyan 110 kV	1.3%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.1%	1.2%	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5
Substation HV/MV 1	12	Alaverdi-2 110 kV	10.1%	3.4%	11.2%	7.9%	7.6%	7.8%	9.0%	9.3%	4.8	1.7	5.3	4.0	3.8	4.0	4.6	4.8
Station HV/MV 1	25	Argel HPP 110 kV									0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2
Station HV/MV 1	17	Arm. NPP 110 kV	46.9%	61.1%	59.3%	63.1%	58.7%	60.6%	70.2%	72.1%	8.0	10.9	10.1	11.4	10.6	11.0	12.9	13.3
Substation HV/MV 1	68	Armavir T1 110 kV	4.8%	3.0%	4.0%	4.8%	5.0%	5.1%	5.9%	6.1%	0.8	0.5	0.7	0.9	0.9	0.9	1.1	1.1
Substation HV/MV 1	72	Artashat 110 kV	6.3%	2.3%	4.3%	4.7%	5.1%	5.2%	6.1%	6.2%	1.1	0.4	0.7	0.8	0.9	0.9	1.1	1.2
Substation HV/MV 1	16	Ashnak 110 kV	0.0%	0.2%	1.8%	1.7%	2.3%	2.4%	2.8%	2.9%	0.0	0.0	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5
Substation HV/MV 1	43	Avan 110 kV	17.3%	13.9%	15.0%	10.6%	14.1%	14.5%	16.8%	17.3%	7.1	5.9	6.1	4.6	6.1	6.3	7.4	7.7
Substation HV/MV 1	73	Azatan 110 kV	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Substation HV/MV 1	67	Dalarik110 kV	71.5%	54.1%	64.7%	64.6%	61.6%	63.5%	73.7%	75.6%	4.1	3.2	3.7	3.9	3.7	3.8	4.5	4.7
Substation HV/MV 1	9	Dilijan 110 kV	51.9%	32.1%	43.7%	31.5%	32.2%	33.2%	38.5%	39.5%	4.4	2.9	3.7	2.8	2.9	3.0	3.5	3.7
Station HV/MV 1	128	Dzora HPP 110 kV	493.6%	367.0%	485.3%	350.0%	364.9%	376.4%	436.4%	447.8%	22.4	17.5	22.0	16.8	17.5	18.2	21.3	22.1
Substation HV/MV 1	14	Gyumri-2 110 kV	39.4%	32.0%	31.6%	38.3%	27.9%	28.7%	33.3%	34.2%	10.7	9.1	8.6	11.0	8.0	8.3	9.8	10.1
Station HV/MV 1	5	Hrazdan HPP 110 kV	132.4%	88.2%	122.1%	78.7%	66.9%	69.0%	80.0%	82.0%	9.0	6.3	8.3	5.7	4.8	5.0	5.9	6.1
Station HV/MV 1	2	Hrazdan TPP 110 kV	0.0%	0.1%	0.7%	1.0%	4.3%	4.5%	5.2%	5.3%	0.0	0.0	0.1	0.2	0.8	0.9	1.0	1.1
Substation HV/MV 1	390	Lichk 110 kV									11.8	10.0	10.8	11.3	10.0	10.4	12.2	12.6
Substation HV/MV 1	28	Marash 110 kV	1.4%	1.6%	1.3%	1.6%	1.1%	1.1%	1.3%	1.4%	1.2	1.4	1.1	1.5	1.0	1.0	1.2	1.3
Substation HV/MV 1	65	Masis 110 kV	0.0%	0.0%	0.5%	1.3%	1.2%	1.3%	1.5%	1.5%	0.0	0.0	0.2	0.5	0.4	0.5	0.5	0.6
Station HV/MV 1	6	Sevan HPP 110 kV	73.5%	43.1%	55.7%	41.8%	38.7%	40.0%	46.3%	47.5%	4.2	2.6	3.2	2.5	2.3	2.4	2.8	2.9
Substation HV/MV 1	20	Shahumyan-2 110 kV	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.5	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6
Substation HV/MV 1	37	Shinuhayr 110 kV	35.1%	35.5%	43.4%	41.4%	37.4%	38.5%	44.7%	45.8%	39.9	42.2	49.1	49.8	44.8	46.6	54.6	56.6
Substation HV/MV 1	58	Spitak 110 kV	56.7%	42.0%	51.7%	47.5%	44.7%	46.1%	53.4%	54.8%	5.2	4.0	4.7	4.6	4.3	4.5	5.2	5.4
Substation HV/MV 1	8	Vanadzor-2 110 kV	38.4%	27.8%	41.8%	31.4%	33.7%	34.7%	40.3%	41.3%	9.2	6.9	9.9	7.9	8.5	8.8	10.3	10.7
Substation HV/MV 1	33	Yeghegnadzor 220 kV	170.4%	174.4%	203.8%	188.8%	133.8%	138.0%	160.0%	164.2%	38.7	41.5	46.1	45.4	32.1	33.4	39.1	40.5
Substation HV/MV 1	25	Argel HPP 110 kV									0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2
ԸՆԴՀԱՆՈՒՐ ԳԿՏԺ											184.0	168.5	195.7	187.0	164.8	171.7	201.1	208.4

Բաշխված արտադրության ընդհանուր ազդեցությունը գնահատվել է որպես Էական (այսինքն՝ 2020 թվականին այն կազմել է մոտ 165 ՄՎտ): Այդ արտադրողների պիկային բեռի կրճատումը հաշվարկվել է արտադրված էներգիան բաժանելով համակարգի պիկային բեռի համարժեք տևողության վրա ($T=5200$ ժ 2020 թ.): Այս ճշգրտման արդյունքները համարվում են վստահելի, թեև ավելի ճշգրիտ հաշվարկի համար անհրաժեշտ կլինեին բաշխված արտադրության իրական չափումները պիկային բեռի ժամանակ:

Բաշխված արտադրության ազդեցությունը հաշվի առնելու համար հետևյալ քայլերի հաջորդականությամբ կատարվում է անհրաժեշտ ճշգրտում.

1. Բարձրացնել հաղորդման ենթակայանի Նախորդ տարվա պիկային բեռը (առաջին «Նախորդ» տարին՝ 2022 թվականն է) բաշխված արտադրության 2022 թվականի համար հաշվարկված ազդեցության չափով, ինչպես ներկայացված է ԱՂՅՈՒՄԱԿ 20-ի վերջին մասում,
2. Հաշվարկել ընթացիկ տարում (2022) ավելացած բեռը, քայլ 1-ում ճշգրտված ենթակայանի բեռի նկատմամբ կիրառելով ԱՂՅՈՒՄԱԿ 19-ում ներկայացված կոնկրետ ենթակայանի աճի տեմպերը,
3. Հաշվարկել ենթակայանի վերջնական բեռը՝ ընթացիկ (2022) հաշվարկված բեռը նվազեցնելով 2020 թվականին բաշխված արտադրության ազդեցության չափով, ինչպես ներկայացված է ԱՂՅՈՒՄԱԿ 20-ի վերջին մասում

4. Սկսեք հաշվարկել հաջորդ տարվա (2023) վերջնական բեռը՝ որպես հիմք օգտագործելով Նախորդ տարվա տվյալները (2022): Հաշվարկման գործընթացը վերսկսվում է 1-ին քայլից և ավարտվում 2034 թվականի ակտիվ բեռի հաշվարկով:
5. Յուրաքանչյուր ենթակայանի ռեակտիվ բեռը հաշվարկվում է ենթակայանի բեռի համապատասխան հզորության գործակցի հիման վրա, ինչպես դա եղել է 2020 թվականին:

Հաղորդման ցանցի ենթակայանների բեռը, որոնք էլեկտրաէներգիա են մատակարարում արտադրող կայանների սեփական կարիքների բավարարման համար, պահպանվել է նույնը, ինչ որ 2022 թվականին:

Վերջնական բեռի բաշխումը ըստ ենթակայանների ներկայացված է ԱՂՅՈՒՄԱԿ 22-ում: Հաղորդման համակարգի պիկային բեռը պետք է պլանավորել այնպես, որ հավասար լինի 1697 ՄՎտ՝ լավատեսական այլընտրանքի համար և 1322 ՄՎտ՝ վատատեսական այլընտրանքի համար: Պետք է նկատի ունենալ, որ գնահատված բեռը փոքր-ինչ գերազնահատված է, քանի որ համապատասխան թվերը ներառում են հաղորդման ցանցի կորուստները, որոնք, տվյալների պատրաստման ընթացքում՝ Նախքան բեռի վերաբաշխումը ըստ ենթակայանների, չեն նվազեցվել պիկային բեռի արժեքից: Այս կանխամտածված գերազնահատումը հանգեցնում է ավելի պահպանողական մոտեցման՝ չունենալով վճռորոշ ազդեցություն ընդհանուր պլանավորման գործընթացի վրա:

Պիկային բեռի երկու այլընտրանքային կանխատեսումների տարբերությունը՝ 375 ՄՎտ-ը բավարար է ամենաշատ ակնկալվող կանխատեսումները ներառելու համար: Հատկանշական է, որ 2034 թվականին պիկային բեռը ըստ կանխատեսման կլինի 37.8%-ով ավելի, քան եղել է 2020 թվականին (2.71% տարեկան միջին աճի տեմպով) բեռի կանխատեսման լավատեսական այլընտրանքի համար: Մյուս կողմից, 2032 թվականին պիկային բեռը ըստ կանխատեսման կավելանա ընդամենը 7.8%-ով՝ 2020 թվականի համեմատ՝ բեռի կանխատեսման վատատեսական այլընտրանքի համար (0.59% տարեկան միջին աճի տեմպով):

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 22: ԲԵՌԻ ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄ ԸՍՏ ՀԱՂՈՐԴՄԱՆ ՑԱՆՑԻ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐԻ

Դրոյի ID համադր PSS*E ծրագրում	Ենթակայան	Ենթակայան/Դրոյի ID PSS*E ծրագրում	Բերի բարձր կախիստետում																							
			2022		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034	
			P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱր)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱր)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱր)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱր)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱր)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱր)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱր)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱր)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱր)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱր)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱր)	P (ՄՎտ)	Q (ՄՎԱր)
2:	Հրազդան ԶԷԿ 110 կՎ	Hrazdan TPP 110 kV	18.94	3.31	20.00	3.49	20.51	3.58	21.00	3.67	21.48	3.75	21.98	3.75	21.98	3.84	22.5	3.93	23.02	4.02	23.56	4.12	24.68	4.31	25.27	4.41
5:	Հրազդան ՀԷԿ 110 կՎ	Hrazdan HPP 110kV	7.1	0.21	8.09	0.24	8.46	0.25	8.82	0.26	9.18	0.27	9.18	0.27	9.55	0.28	9.93	0.29	10.31	0.30	10.71	0.31	11.53	0.34	11.96	0.35
6:	Սևան ՀԷԿ 110 կՎ	Sevan HPP 110 kV	5.92	0.54	6.59	0.60	6.84	0.62	7.09	0.64	7.33	0.67	7.33	0.67	7.59	0.69	7.85	0.71	8.11	0.74	8.39	0.76	8.96	0.81	9.26	0.84
8:	ՎԱՆԱԶՈՐ-2 110 կՎ	Vanadzor-2 110 kV	24.86	4.55	26.20	4.79	26.92	4.93	27.59	5.05	28.24	5.17	28.89	5.29	29.55	5.41	30.21	5.53	30.87	5.65	31.55	5.77	32.23	5.90	32.92	6.02
9:	ԴԻՆԱՅԱՆ 110 կՎ	Dilijan 110 kV	8.88	4.96	9.86	5.51	10.22	5.72	10.58	5.91	10.94	6.11	11.30	6.32	11.67	6.52	12.05	6.74	12.44	6.95	12.84	7.18	13.25	7.41	13.68	7.64
12:	ԱԼԱՎԵՐԴԻ-2 110 կՎ	Alaverdi-2 110 kV	48.54	18.61	50.64	19.42	51.77	19.85	52.82	20.25	53.84	20.64	54.86	21.04	55.89	21.43	56.93	21.83	57.98	22.23	59.03	22.64	60.10	23.05	61.19	23.46
14:	ԳՅՈՒՄՐԻ-2 110 կՎ	Gyumri-2 110 kV	28.41	12.41	30.93	13.51	31.94	13.95	32.91	14.37	33.87	14.79	34.84	15.21	35.82	15.64	36.82	16.08	37.83	16.52	38.87	16.97	39.92	17.43	41.00	17.90
17:	ՀԱԷԿ 110 կՎ	Arm NPP 110 kV	17.76	5.17	19.59	5.70	20.40	5.94	21.17	6.16	21.95	6.39	22.74	6.62	23.56	6.86	24.40	7.10	25.27	7.36	26.16	7.62	27.07	7.88	28.02	8.16
20:	ՇԱՀՈՒՄՅԱՆ-2 110 կՎ	Shahumyan-2 110 kV	189.42	97.20	201.59	103.44	206.92	106.17	212.07	108.81	217.25	111.47	222.59	114.22	228.11	117.04	233.79	119.96	239.66	122.97	245.73	126.09	252.00	129.30	258.49	132.64
23:	ԶՈՎՈՒՆԻ 110 կՎ	Zovuni 110 kV	59.20	33.09	62.99	35.21	64.65	36.14	66.25	37.03	67.87	37.94	69.53	38.87	71.25	39.83	73.02	40.82	74.85	41.84	76.74	42.90	78.70	43.99	80.72	45.12
24:	ԱՐԶՆԻ ՀԷԿ 110 կՎ	Arzni HPP 110 kV	10.66	5.09	11.22	5.36	11.50	5.49	11.76	5.62	12.03	5.74	12.29	5.87	12.57	6.00	12.85	6.14	13.14	6.28	13.44	6.42	13.75	6.56	14.07	6.72
26:	ՇԱՐԵՆՏՅԱՆ-3 110 կՎ	Charentsavan-3 110 kV	21.31	4.55	22.45	4.79	23.00	4.91	23.52	5.02	24.05	5.13	24.59	5.25	25.14	5.37	25.71	5.49	26.29	5.61	26.88	5.74	27.50	5.87	28.13	6.01
27:	ԿԱՆԱԿԵՐ ՀԷԿ 110 կՎ	Kanaker HPP 110 kV	11.84	2.27	12.60	2.42	12.93	2.48	13.25	2.55	13.57	2.61	13.91	2.67	14.25	2.74	14.60	2.81	14.97	2.88	15.35	2.95	15.74	3.02	16.14	3.10
28:	ՄԱՐԱՇ 110 կՎ	Marash 110 kV	88.79	41.36	94.54	44.04	97.06	45.21	99.50	46.35	101.95	47.49	104.47	48.67	107.08	49.88	109.77	51.13	112.54	52.42	115.41	53.76	118.38	55.14	121.45	56.57
31:	ԱՐԱՐԱՏ-2 110 կՎ	Ararat-2 110 kV	54.46	18.61	58.03	19.83	59.64	20.38	61.18	20.91	62.74	21.44	64.32	21.98	65.96	22.54	67.63	23.11	69.35	23.70	71.12	24.31	72.94	24.93	74.82	25.57
33:	ԵՂԵՂՆԱԶՈՐ 220 կՎ	Yeghegnadzor 220 kV	23.68	4.14	28.53	4.98	30.32	5.30	32.05	5.60	33.77	5.90	35.52	6.20	37.31	6.52	39.13	6.84	40.99	7.16	42.90	7.49	44.85	7.83	46.85	8.18
37:	ՇԻՆՈՒՄԱՅՐ 110 կՎ	Shinuhayr 110 kV	118.39	38.88	127.15	41.75	131.31	43.12	135.27	44.42	139.22	45.72	143.26	47.05	147.40	48.40	151.63	49.79	155.97	51.22	160.42	52.68	164.99	54.18	169.69	55.73
39:	ԼԻԽ 220 կՎ	Lichk 220 kV	18.94	1.36	20.47	1.48	21.06	1.52	21.62	1.56	22.19	1.60	22.77	1.64	23.37	1.68	23.98	1.73	24.62	1.77	25.27	1.82	25.94	1.87	26.63	1.92
40:	ԿԱՍՈՒ 220 կՎ	Kamo 220 kV	7.10	1.99	7.68	2.15	7.90	2.21	8.11	2.27	8.32	2.33	8.54	2.39	8.76	2.45	8.99	2.51	9.23	2.58	9.47	2.65	9.73	2.72	9.98	2.79
43:	ԱՎԱՆ 110 կՎ	Avan 110 kV	42.62	12.82	45.74	13.76	47.11	14.17	48.43	14.57	49.76	14.97	51.13	15.38	52.54	15.81	54.00	16.24	55.50	16.70	57.06	17.17	58.67	17.65	60.33	18.15
55:	ՀՅՈՒՍԻՍԱՅԻՆ 110 կՎ	Hyusisayin 110 kV	34.33	5.79	36.53	6.16	37.50	6.32	38.43	6.48	39.36	6.64	40.33	6.80	41.33	6.97	42.36	7.14	43.42	7.32	44.51	7.51	45.65	7.70	46.82	7.90
58:	ՍՊԻՏԿ	Spitak 110 kV	9.47	1.16	10.02	1.23	10.32	1.26	10.60	1.30	10.86	1.33	11.13	1.36	11.40	1.39	11.68	1.43	11.95	1.46	12.23	1.50	12.51	1.53	12.80	1.56
59:	ԵՐԵՎԱՆ ՀԷԿ 6.3 կՎ	Yerevan HPP 6.3 kV	22.49	3.14	23.94	3.35	24.57	3.43	25.18	3.52	25.79	3.60	26.42	3.69	27.08	3.78	27.75	3.88	28.44	3.98	29.16	4.08	29.91	4.18	30.68	4.29
61:	ԵՋՄԻԱՑԻՆ T1 110 կՎ	Ejmiacin T1 110 kV	31.97	11.58	34.04	12.33	34.94	12.66	35.82	12.98	36.69	13.29	37.59	13.62	38.52	13.95	39.47	14.30	40.44	14.65	41.45	15.02	42.48	15.39	43.55	15.78
62:	ՀԱՐԱՎԱՅԻՆ 110 կՎ	Haravayin 110 kV	13.02	3.52	13.86	3.74	14.22	3.84	14.58	3.94	14.93	4.03	15.30	4.13	15.68	4.23	16.07	4.34	16.47	4.45	16.88	4.56	17.31	4.67	17.76	4.79
63:	ՆԱԻՐԻՏ 110 կՎ	Nairit 110 kV	9.47	2.32	10.08	2.47	10.34	2.53	10.60	2.59	10.86	2.66	11.13	2.72	11.40	2.79	11.68	2.86	11.98	2.93	12.28	3.00	12.59	3.08	12.92	3.16
64:	ՄԽՉՅԱՆ-2 110 կՎ	Mxchyan-2 110 kV	14.21	6.62	15.14	7.05	15.56	7.25	15.96	7.43	16.37	7.62	16.78	7.82	17.21	8.02	17.64	8.22	18.09	8.43	18.55	8.64	19.03	8.86	19.52	9.09
65:	ՄԱՍԻՍ 110 կՎ	Masis 110 kV	35.52	12.82	37.88	13.67	38.94	14.06	39.96	14.42	40.98	14.79	42.03	15.17	43.11	15.56	44.21	15.96	45.35	16.37	46.52	16.79	47.72	17.23	48.96	17.68

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 22 (ԾԱՌՈՒՆԱԿ): ԲԵՌԻ ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ԿԱՆԱՏԵՍՈՒՄ ԸՍՏ ԴԱՂՈՐԴԱՆ ՑԱՆՑԻ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐԻ

Դժվար համարը PSS#E	Ենթակայան	Ենթակայանի/Դժվար անվանումը PSS#E	Բարձր ընդհանուր կանխատեսում																							
			2022		2024	2025	2026	2027		2028	2029	2030		2031	2032		2033		2034							
66	Վարդաշեն S1 110 կՎ	Yardashen T1 110 kV	24.85	7.65	26.45	8.14	27.15	8.36	27.83	8.56	28.50	8.77	29.20	8.99	29.93	9.21	30.67	9.44	31.44	9.68	32.23	9.92	33.05	10.17	33.90	10.43
67	ԴԱԼԱՐԻԿ 110 կՎ	Dalarik 110 kV	5.92	2.36	6.54	2.61	6.82	2.71	7.08	2.82	7.34	2.92	7.61	3.03	7.89	3.14	8.18	3.26	8.47	3.37	8.77	3.49	9.08	3.62	9.40	3.74
68	ԱՐՄԱՎԻՐ S1 110 կՎ	Armavir T1 110 kV	17.76	5.25	18.97	5.61	19.50	5.77	20.01	5.92	20.52	6.07	21.04	6.22	21.58	6.38	22.14	6.55	22.70	6.72	23.29	6.89	23.89	7.07	24.52	7.25
69	ԱՐՄԱՎԻՐ S2 110 կՎ	Armavir T2 110 kV	17.76	3.52	18.91	3.74	19.41	3.84	19.90	3.94	20.39	4.04	20.89	4.14	21.40	4.24	21.93	4.34	22.47	4.45	23.03	4.56	23.60	4.67	24.19	4.79
72	Արտաշատ S2 110 կՎ	Artashat T2 110 kV	17.76	5.38	18.98	5.75	19.53	5.91	20.06	6.08	20.60	6.24	21.14	6.40	21.70	6.57	22.28	6.74	22.87	6.92	23.47	7.11	24.10	7.30	24.74	7.49
73	ԱԶԱՏԱՆ 110 կՎ	Azatan 110 kV	6.29	1.45	6.88	1.55	7.09	1.59	7.31	1.63	7.53	1.68	7.75	1.70	7.97	1.74	8.20	1.78	8.43	1.82	8.67	1.88	8.91	1.94	9.13	1.99
74	ԱԲՈՎՅԱՆ 110 կՎ	Abovyan 110 kV	41.44	9.93	43.67	10.46	44.75	10.72	45.78	10.97	46.82	11.22	47.87	11.47	48.96	11.73	50.07	11.99	51.21	12.27	52.38	12.55	53.58	12.84	54.82	13.13
76	ՀԱԴՐԱՅԱՆ 220 կՎ	Haghtanak 220 kV	7.10	2.32	7.56	2.46	7.76	2.53	7.95	2.59	8.14	2.66	8.34	2.72	8.55	2.79	8.76	2.86	8.98	2.93	9.21	3.00	9.45	3.08	9.69	3.16
128	Զորա ՀԵՎ 110 կՎ	Dzora HPP 110 kV	4.74	0.62	5.63	0.74	6.11	0.80	6.55	0.86	6.99	0.92	7.42	0.97	7.86	1.03	8.30	1.09	8.74	1.15	9.19	1.20	9.65	1.26	10.11	1.32
16	ԱՇՆԱԿ 110 կՎ	Ashnak 110 kV	17.76	5.05	19.45	5.53	20.06	5.70	20.64	5.87	21.23	6.03	21.83	6.20	22.44	6.38	23.07	6.55	23.71	6.74	24.37	6.92	25.04	7.12	25.74	7.31
201	ԱՆԻ 110 կՎ	Ani 110 kV	2.37	0.19	2.53	0.20	2.60	0.21	2.66	0.21	2.72	0.22	2.79	0.22	2.85	0.23	2.91	0.23	2.98	0.24	3.05	0.25	3.12	0.25	3.19	0.26
202	ՄԱՇԽՈՑ 110 կՎ	Mashroc 110 kV	7.10	1.74	7.56	1.85	7.76	1.90	7.95	1.94	8.14	1.99	8.34	2.04	8.55	2.09	8.76	2.14	8.98	2.20	9.21	2.25	9.45	2.31	9.69	2.37
203	ԲԱԶՈՒՄ 110 կՎ	Bazum 110 kV	4.74	1.36	4.93	1.42	5.03	1.45	5.12	1.48	5.22	1.50	5.31	1.53	5.40	1.56	5.50	1.58	5.59	1.61	5.69	1.64	5.78	1.67	5.88	1.70
305	ԱԳՈՒՆ 110 կՎ	Aghuni 110 kV	0.22	0.10	0.24	0.10	0.25	0.10	0.25	0.11	0.26	0.11	0.26	0.11	0.27	0.11	0.28	0.12	0.28	0.12	0.29	0.12	0.29	0.12	0.30	0.13
660	Վարդաշեն S2 110 կՎ	Yardashen T2 110 kV	27.23	7.03	28.97	7.48	29.74	7.68	30.48	7.87	31.22	8.06	31.99	8.26	32.78	8.46	33.59	8.67	34.43	8.89	35.30	9.12	36.20	9.35	37.13	9.59
	ԵՐԵՎԱՆ ԶԵՎ 110 կՎ		1.10	0.80	1.10	0.80	1.10	0.80	1.10	0.80	1.10	0.80	1.10	0.80	1.10	0.80	1.10	0.80	1.10	0.80	1.10	0.80	1.10	0.80	1.10	0.80
	ԵՐԵՎԱՆ ԶԵՎ 220 կՎ		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ՀՐԱԶՐԱՆ ԶԵՎ 15.75 կՎ		9.50	8.00	9.50	8.00	9.50	8.00	9.50	8.00	9.50	8.00	9.50	8.00	9.50	8.00	9.50	8.00	9.50	8.00	9.50	8.00	9.50	8.00	9.50	8.00
	ՀԱԵՎ-41 15.75 կՎ		12.00	7.00	12.00	7.00	12.00	7.00	12.00	7.00	12.00	7.00	12.00	7.00	12.00	7.00	12.00	7.00	12.00	7.00	12.00	7.00	12.00	7.00	12.00	7.00
	ԵՐԵՎԱՆ ԶԵՎ 4T 15 կՎ		2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	ԵՐԵՎԱՆ ԶԵՎ 1S 13.8 կՎ		3.00	1.50	3.00	1.50	3.00	1.50	3.00	1.50	3.00	1.50	3.00	1.50	3.00	1.50	3.00	1.50	3.00	1.50	3.00	1.50	3.00	1.50	3.00	1.50
	ՄՐԻՍՏԱՆԻՐ ԳԴԿ 15.75 կՎ		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ՀՐԱԶՐԱՆ ԶԵՎ 15.75 կՎ		9.50	4.50	9.50	4.50	9.50	4.50	9.50	4.50	9.50	4.50	9.50	4.50	9.50	4.50	9.50	4.50	9.50	4.50	9.50	4.50	9.50	4.50	9.50	4.50
	ՀՐԱԶՐԱՆ ԶԵՎ 15.8 կՎ		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ՀԱԵՎ-42 15.75 կՎ		12.00	5.60	12.00	5.60	12.00	5.60	12.00	5.60	12.00	5.60	12.00	5.60	12.00	5.60	12.00	5.60	12.00	5.60	12.00	5.60	12.00	5.60	12.00	5.60
	ՀՐԱԶՐԱՆ-5 ԳԴ 15 կՎ		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	ՀՐԱԶՐԱՆ-5 ՇՏ 20 կՎ		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ԸՆԴՀԱՆՈՒՄ			1231.4	441.4	1314.7	469.5	1351.5	481.9	1386.8	493.9	1422.1	505.9	1458.3	518.2	1495.4	530.8	1533.5	543.8	1572.7	557.1	1613.0	570.8	1654.4	585.0	1697.1	599.5

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 23: ԲԵՐԻ ԿԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՈՒՄ ԸՆՏ ՀԱՐՈՐԴՄԱՆ ՑԱՆՑԻ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐԻ																										
ԴՊՈՒ ԻԾ ՀԱՄԱՐՈՐԾ PSS*E Ցրագրում	Ենթակայան	Ենթակայանի/ԴՊՈՒ անվանումը PSS*E Ցրագրում	Ձախ բերի կանխատեսում																							
			2022		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034	
			P (ՄԱՎ)	Q (ՄԱՎՈՒ)	P (ՄԱՎ)	Q (ՄԱՎՈՒ)	P (ՄԱՎ)	Q (ՄԱՎՈՒ)	P (ՄԱՎ)	Q (ՄԱՎՈՒ)	P (ՄԱՎ)	Q (ՄԱՎՈՒ)	P (ՄԱՎ)	Q (ՄԱՎՈՒ)	P (ՄԱՎ)	Q (ՄԱՎՈՒ)	P (ՄԱՎ)	Q (ՄԱՎՈՒ)	P (ՄԱՎ)	Q (ՄԱՎՈՒ)	P (ՄԱՎ)	Q (ՄԱՎՈՒ)	P (ՄԱՎ)	Q (ՄԱՎՈՒ)	P (ՄԱՎ)	Q (ՄԱՎՈՒ)
2:ՀՐԱԶԴԱՆ ԶԵԿ 110 կՎ	Hrazdan TPP 110kV		18.94	3.31	18.87	3.30	18.99	3.32	19.10	3.34	19.21	3.36	19.31	3.37	19.41	3.39	19.51	3.41	19.60	3.42	19.68	3.44	19.77	3.45	19.84	3.47
5:ՀՐԱԶԴԱՆ ԶԵԿ 110 կՎ	Hrazdan HPP 110kV		7.10	0.21	7.39	0.22	7.52	0.22	7.64	0.22	7.76	0.23	7.87	0.23	7.98	0.23	8.08	0.24	8.19	0.24	8.28	0.24	8.38	0.24	8.47	0.25
6:ՍԵՎԱՆ ԶԵԿ 110 կՎ	Sevan HPP 110kV		5.92	0.54	6.10	0.55	6.19	0.56	6.27	0.57	6.35	0.58	6.43	0.58	6.50	0.59	6.58	0.60	6.65	0.60	6.72	0.61	6.79	0.62	6.85	0.62
8:ՎԱՆԱԾՈՐ-2 110 կՎ	Vanadzor-2 110 kV		24.86	4.55	24.31	4.45	24.40	4.46	24.46	4.48	24.50	4.48	24.52	4.49	24.52	4.49	24.51	4.48	24.48	4.48	24.43	4.47	24.38	4.46	24.31	4.45
9:ԴԻԼԻՋԱՆ 110 կՎ	Dilijan 110 kV		8.88	4.96	9.16	5.12	9.29	5.19	9.41	5.26	9.53	5.33	9.64	5.39	9.75	5.45	9.85	5.51	9.95	5.56	10.05	5.62	10.14	5.67	10.23	5.72
12:ԱՎԱԼԵՐԴԻ-2 110 կՎ	Alaverdi-2 110kV		48.54	18.61	47.68	18.28	47.81	18.33	47.90	18.37	47.96	18.39	48.00	18.40	48.00	18.41	47.98	18.40	47.94	18.38	47.87	18.35	47.78	18.32	47.67	18.28
14:ԳՅՈՒՄԻ-2 110 կՎ	Gyumri-2 110 kV		28.41	12.41	28.81	12.58	29.09	12.71	29.36	12.82	29.60	12.93	29.82	13.02	30.03	13.11	30.21	13.19	30.38	13.27	30.54	13.34	30.68	13.40	30.80	13.45
17:ՀԱԵԿ 110 կՎ	Arm NPP 110 kV		17.76	5.17	17.95	5.23	18.19	5.30	18.42	5.36	18.63	5.43	18.85	5.49	19.05	5.55	19.25	5.61	19.45	5.66	19.64	5.72	19.82	5.77	20.00	5.82
20:ՇԱՀՈՒՄՅԱՆ-2 110 կՎ	Shahumyan-2 110 kV		189.42	97.20	190.60	97.80	192.12	98.58	193.60	99.34	195.06	100.05	196.48	100.82	197.85	101.54	199.27	102.25	200.63	102.95	201.98	103.64	203.31	104.32	204.63	105.00
23:ԶՈՎՈՒՆԻ 110 կՎ	Zovuni 110 kV		59.20	33.09	59.56	33.29	60.04	33.56	60.50	33.82	60.95	34.07	61.40	34.32	61.83	34.56	62.26	34.80	62.69	35.04	63.11	35.28	63.52	35.51	63.93	35.74
24:ԱՐԶՆԻ ԶԵԿ 110 կՎ	Arzni HPP 110 kV		10.66	5.09	10.61	5.07	10.68	5.10	10.74	5.13	10.80	5.16	10.86	5.18	10.91	5.21	10.96	5.23	11.01	5.26	11.05	5.28	11.10	5.30	11.14	5.32
26:ՇԱՐԽՆԵՎԱՆ-3 110 կՎ	Charentsavan-3 110 kV		21.31	4.55	21.23	4.53	21.36	4.56	21.40	4.59	21.60	4.61	21.71	4.64	21.82	4.66	21.92	4.68	22.02	4.70	22.11	4.72	22.20	4.74	22.28	4.76
27:ԿԱՆԱԿԵՐ ԶԵԿ 110 կՎ	Kanaker HPP 110kV		11.84	2.27	11.91	2.29	12.01	2.31	12.10	2.33	12.19	2.34	12.28	2.36	12.37	2.38	12.45	2.39	12.54	2.41	12.62	2.43	12.70	2.44	12.79	2.46
28:ՄԱՐԱՇ 110 կՎ	Marash 110 kV		88.79	41.36	89.35	41.62	90.07	41.95	90.77	42.28	91.46	42.60	92.13	42.92	92.79	43.22	93.45	43.53	94.09	43.83	94.73	44.12	95.36	44.42	95.98	44.71
31:ԱՐԱՐԱՏ-2 110 կՎ	Ararat-2 110 kV		54.46	18.61	54.88	18.76	55.38	18.93	55.87	19.09	56.34	19.26	56.80	19.41	57.24	19.56	57.67	19.71	58.08	19.85	58.49	19.99	58.88	20.12	59.26	20.25
33:ԵՂԵՎԱԾՈՐ 220 կՎ	Yeghgnadzor 220 kV		23.68	4.14	25.24	4.41	25.87	4.52	26.48	4.63	27.06	4.73	27.61	4.82	28.14	4.92	28.64	5.00	29.12	5.09	29.58	5.17	30.02	5.24	30.44	5.32
37:ՇԻՆՈՒՊԱՅՐ 110 կՎ	Shinhayr 110 kV		118.39	38.88	117.80	38.69	118.75	39.00	119.64	39.29	120.47	39.56	121.26	39.82	122.00	40.06	122.69	40.29	123.35	40.51	123.96	40.71	124.54	40.90	125.09	41.08
39:ԼԻԽԻՔ 220 կՎ	Likhk 220kV		18.94	1.36	19.36	1.40	19.55	1.41	19.74	1.42	19.93	1.44	20.11	1.45	20.28	1.46	20.45	1.47	20.62	1.49	20.78	1.50	20.94	1.51	21.09	1.52
40:ԿԱՄՈ 220 կՎ	Kamo 220 kV		7.10	1.99	7.26	2.03	7.33	2.05	7.40	2.07	7.47	2.09	7.54	2.11	7.60	2.13	7.67	2.14	7.73	2.16	7.79	2.18	7.85	2.19	7.91	2.21
43:ԱՎԱՆ 110 կՎ	Avan 110 kV		42.62	12.82	42.92	12.91	43.31	13.03	43.69	13.14	44.06	13.26	44.43	13.37	44.79	13.47	45.14	13.58	45.49	13.69	45.84	13.79	46.18	13.89	46.52	13.99
55:ՀԳՈՒՄԻՍՅԱՆ 110 կՎ	Hyumisayin 110 kV		34.33	5.79	34.55	5.83	34.82	5.87	35.09	5.92	35.35	5.96	35.61	6.01	35.86	6.05	36.11	6.09	36.36	6.13	36.60	6.17	36.84	6.21	37.08	6.25
58:ՍՊԻՏԱԿ	Spitak 110 kV		9.47	1.16	9.25	1.13	9.28	1.13	9.30	1.14	9.32	1.14	9.33	1.14	9.33	1.14	9.32	1.14	9.31	1.14	9.29	1.14	9.27	1.13	9.24	1.13
59:ԵՐԵՎԱՆ ԶԵԿ 6.3 կՎ	Yerevan HPP 6.3 kV		22.49	3.14	22.63	3.16	22.81	3.19	22.99	3.21	23.16	3.24	23.33	3.26	23.50	3.28	23.66	3.31	23.82	3.33	23.98	3.35	24.14	3.37	24.30	3.40
61:ԷՅՄԻԱՆԻՆ T1 110 կՎ	Ejmiacin T1 110 kV		31.97	11.58	32.19	11.66	32.45	11.76	32.71	11.85	32.95	11.94	33.19	12.03	33.43	12.11	33.65	12.19	33.87	12.27	34.08	12.35	34.29	12.42	34.49	12.50
62:ՀԱՐԱՎԱՅԻՆ 110 կՎ	Haravayin 110 kV		13.02	3.52	13.10	3.54	13.21	3.57	13.31	3.59	13.41	3.62	13.51	3.65	13.60	3.67	13.70	3.70	13.79	3.72	13.88	3.75	13.98	3.77	14.07	3.80
63:ՆԱԻՐԻՏ 110 կՎ	Nairit 110 kV		9.47	2.32	9.53	2.33	9.61	2.35	9.68	2.37	9.75	2.39	9.82	2.40	9.89	2.42	9.96	2.44	10.03	2.45	10.10	2.47	10.16	2.49	10.23	2.50
64:ՄԽԾՅԱՆ-2 110 կՎ	Mkchyan-2 110 kV		14.21	6.62	14.32	6.67	14.45	6.73	14.58	6.79	14.70	6.85	14.82	6.90	14.93	6.96	15.04	7.01	15.15	7.06	15.26	7.11	15.36	7.15	15.46	7.20
65:ՄԱՍԻՍ 110 կՎ	Masis 110 kV		35.52	12.82	35.79	12.92	36.13	13.04	36.45	13.16	36.76	13.27	37.06	13.38	37.35	13.48	37.64	13.59	37.91	13.69	38.18	13.78	38.44	13.88	38.69	13.97

3.7 ԵԶՐԱԿԱՑՈՒԹՅՈՒՆ

ՀՀՏԾ-ի այս գլուխը նվիրված է համակարգի ընդհանուր բեռի և հաղորդման ցանցի հանգույցների բեռների կանխատեսումների մշակմանը: Այս կանխատեսումները, իրենց հերթին, հիմք կհանդիսանան ՀՀՏԾ-ի շրջանակներում սցենարների մշակման, Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգետիկական համակարգի արտադրության համապատասխանության վերլուծության և ցանցի 2025-2035 թթ. մոդելավորման համար:

Բեռի կանխատեսման մոդելավորման ժամանակ կիրառվող մեթոդաբանությունը ենթադրում է նախորդ բաժիններում մանրամասն ներկայացված երկու մոտեցումների՝ վերևից ներքև և ներքևից վերև համատեղ կիրառումը:

Վերևից ներքև մոտեցումը թույլ է տալիս վերլուծել տարբեր գործոնների ազդեցությունը էլեկտրաէներգիայի սպառման և համակարգի ընդհանուր բեռի վրա: Դրանք են՝ բնակչությունը, ՀՆԱ-ն և ՀՆԱ-ի բաղադրիչները, ինչպես նաև Էներգաարդյունավետության բարելավման ազդեցությունը բեռի վրա: Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման և առանձին բաղադրիչների փոփոխման միտումները որոշվել են ռեգրեսիոն վերլուծության գործիքների միջոցով՝ հաշվի առնելով այս ցուցանիշների վրա եղանակային պայմանների ազդեցությունը: Վերլուծության նպատակով բացահայտվել են էլեկտրաէներգիայի սպառման պարամետրերը, որոնք բարձր հարաբերակցություն ունեն այս ցուցանիշների հետ՝ իրենց համապատասխան միտումներով:

Բարձր հարաբերակցություն ունեցող միտումների և կախվածությունների բացահայտումը՝ երևույթի ողջամիտ հիմնավորմամբ, հնարավորություն է տվել ձևավորել էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման կանխատեսման տարբերակներ՝ համապատասխան միտումներով, ինչպես ներկայացված է նախորդ գլուխներում:

Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման աճը՝ գծային, Էքսպոնենցիալ և աստիճանային միտումների հիման վրա, որոնք արտացոլում են անցյալում նկատված աճը,

Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման աճը՝ ազգային արժույթով արտահայտված հաստատուն գնով ՀՆԱ-ի դինամիկայից (ԱՄՀ կանխատեսման տվյալներով) գծային, լոգարիթմական և աստիճանային կախվածության հիման վրա,

Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման աճը՝ ԱՄՆ ընթացիկ դոլարով արտահայտված ՀՆԱ-ի դինամիկայից (ԱՄՀ-ի կանխատեսման տվյալներով) գծային և աստիճանային կախվածության հիման վրա,

Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման աճը՝ որպես մեկ շնչին ընկնող սպառման (ԱՄՀ-ի կանխատեսման տվյալներով՝ մեկ շնչին ընկնող ըստ ԳՊ-ի հաշվարկված ՀՆԱ-ից գծային, լոգարիթմական և աստիճանային կախվածության հիման վրա) և բնակչության (արտաքին աղբյուրի [9] տվյալներով) արտադրյալը,

Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման աճը հիմնված տարբեր ոլորտներում էլեկտրաէներգիայի սպառման աճի տեմպերի (ցածր, միջին, բարձր) վրա : Էլեկտրաէներգիայի սպառումը ոլորտներում ցուցադրաբար հետևում է մի շարք միտումների՝ միջին աճի տեմպի և անցյալում այդ միտումի հետ հարաբերակցության մակարդակի համաձայն:

Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառումը՝ Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման աճի աստիճանային միտումի հիման վրա (2025-2034 թվականներին՝ 0.56% միջին աճի տեմպով) որպես վատատեսական այլընտրանք, և Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառումը, որպես մեկ շնչին ընկնող Էլեկտրաէներգիայի սպառման (գծային կախվածություն մեկ շնչին ընկնող ըստ ԳՊ-ի հաշվարկված ՀՆԱ-ից՝ ԱՄՆ-ի կանխատեսման տվյալներով) և բնակչության արտադրյալը (2025-2034 թվականներին՝ 3% միջին աճի տեմպով)՝ որպես լավատեսական այլընտրանք: Վատատեսական այլընտրանքը՝ դա Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառումն է՝ ընդհանուր սպառման աճի աստիճանային միտումով (0.56% տարեկան միջին աճի տեմպով): Հիմնական սցենարի համար կիարվել է 1.8 % տարեկան աճ:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 24: ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱՅԻ ՄՊԱՌՄԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՄԱՆ ՍՑԵՆԱՐԻ ԱՅԼԸՆՏՐԱՆՔԱՅԻՆ ՏԱՐԲԵՐԱԿՆԵՐԸ										
Տարի	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Հիմնական տարբերակ (ԳՎտԺ)	7058	7185	7315	7446	7580	7717	7856	7997	8141	8288
Վատատեսական տարբերակ (ԳՎտԺ)	6887	6926	6965	7025	7043	7082	7122	7184	7202	7242
Լավատեսական տարբերակ (ԳՎտԺ)	7226	7442	7666	7919	8133	8377	8628	8913	9153	9428

Ընտրված Էլեկտրաէներգիայի սպառման կանխատեսման այլընտրանքները ունեն երկու կարևոր հատկանիշ. ա) դրանք հաշվարկվում են՝ հիմնվելով պատմական կայուն միտումների վրա, ինչը ներշնչում է բարձր վստահություն, որ ապագան կզարգանա նույն կերպ, և բ) նրանք ընդգրկում են բավականին լայն ժամանակահատված, որը բավարար է ապագայում սպասվող արդյունքների լայն շրջանակը ներառելու համար (ներառյալ ՆՃՉՊ-ի համապատասխան կանխատեսումների հետ համեմատության դեպքում):

Կանխատեսվող սպառման տարեկան փոփոխությունների հիման վրա կազմվել է պիկային բեռի կանխատեսումը: 2023 թվականի պիկային բեռը, որը համապատասխանում է -9°C, բավականին տիպիկ է՝ հաղորդման համակարգի բեռի (այսինքն՝ բաշխիչ ցանցը մատակարարելու և հաղորդման ցանցի կորուստները փակելու էներգիայի) և պիկային բեռի հարաբերակցության առումով: Հետևաբար, կանխատեսվող պիկային բեռը հիմնված է 2023 թվականի արժեքի վրա, և, բացի այդ, կարելի է ենթադրել, որ դրա աճի տեմպերը հավասար են սպառման աճի տեմպերին: Ենթադրելով, որ պիկային բեռի կորուստների տոկոսը շատ չի փոխվում բեռի աննշան փոփոխությունից, ընդունվել է, որ հաղորդման ցանցի առանձին հանգույցներում պիկային բեռը աճելու է նույն միջին տեմպով:

Պիկային բեռն ցանցի հանգույցների միջև բաշխելու համար կիրառվել է սպառման կանխատեսման ներքևից վերև մոտեցումը՝ մարզերը օգտագործելով որպես սպառման կանխատեսման տարածական միավորներ, որտեղ նույն շրջանում տեղակայված ենթակայանի յուրաքանչյուր հանգույց ունի բեռի աճի նույն բնութագրերը: Ըստ մարզերի կանխատեսումը հիմնված է յուրաքանչյուր մարզի բնակչության թվաքանակի կանխատեսման վրա (էքսպոնենցիալ միտումով, ընդլայնվել է ընդհանուր բնակչության կանխատեսմանը համապատասխանելու համար) և յուրաքանչյուր մարզում մեկ շնչին ընկնող սպառման կանխատեսման վրա (գծային միտումով): Էլեկտրաէներգիայի սպառման կանխատեսման արժեքները ըստ մարզերի ընդլայնվել են այնպես, որ դրանց գումարը համապատասխանի Էլեկտրաէներգիայի ընդհանուր սպառման կանխատեսման համար ընտրված տարբերակներին: Ըստ մարզերի սպառման տարեկան աճի տեմպերի հիման վրա հաշվարկվել են ենթակայանների ապագայի ակտիվ բեռները: Հաշվարկման գործընթացում կատարվել է նախորդ գլխում նկարագրված առկա բաշխված արտադրության ազդեցության ճշգրտում: Ամփոփ արդյունքները ներկայացված են հետևյալ աղյուսակում:

ԸՍՏ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐԻ ԿԱՆԽԱՏԵՍՎՈՂ ԱԿՏԻՎ ՊԻԿԱՅԻՆ ԲԵՌՆԵՐԸ ԳՈՒՄԱՐՆԵՐԸ ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ և ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ԱՅԼԸՆՏՐԱՆՔՆԵՐՈՒՄ		
Տարի	Քառավ (ՄՎտ) - լավատեսական	Քառավ (ՄՎտ) - վատատեսական
2025	1237.37	1179.44
2026	1274.49	1186.04
2027	1312.73	1192.69
2028	1352.11	1199.37
2029	1392.67	1206.08
2030	1434.45	1212.84
2031	1477.49	1219.63
2032	1521.81	1226.46
2033	1567.47	1233.33
2034	1614.49	1240.23

Բեռի կանխատեսման այս մոդելավորման միջոցով հիմք է նախապատրաստվել ՀՅԶՏԾ-ի շրջանակներում սցենարներ մշակելու համար: Այն գործոնները, որոնք ազդում են բեռի վրա, ներգրավված են բեռի կանխատեսման ձևավորման գործընթացում: Դրանք են՝ ՀՆԱ-ն, բնակչությունը, Էներգաարդյունավետության բարելավման արդյունքները: Ապագա բաշխված արտադրությունը (հիմնականում վերականգնվող աղբյուրներից) հետագայում կընդգրկվի բեռի կանխատեսման մեջ՝ արտադրության համապատասխանության ուսումնասիրությունը և օպտիմալ կարգավարումը պատրաստելուց հետո: Տանիքային ՖՎ Էլեկտրակայանների պոտենցիալ արտադրությունը կմոդելավորվի Է բաշխիչ ցանցը մատակարարող ենթակայանների բոլոր հանգույցների բեռները համաչափ կրճատելու միջոցով: Ապագա ՖՎ վերգետնյա Էլեկտրակայաններից արտադրանքը կբաշխվի ԷՀՕ-ի պլանների համաձայն ընտրված հանգույցներին՝ համապատասխանաբար ազդելով դրանց բեռների կրճատման վրա:

4. ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԱՇԽԱՏԱՆՔԻ ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ ՄՇԱԿՈՒՄԸ

4.1. ՆԵՐԱԾՈՒԹՅՈՒՆ

Սցենարների մշակումը ՀՅԶՏԾ-ի կարևորագույն մաս է կազմում, քանի որ դրանք ներկայացնում են Հայկական Էներգահամակարգի զարգացման տեսանելի ուղիները՝ հաշվի առնելով պահանջարկի կանխատեսման այլընտրանքը, արտադրական հզորությունների ավելացումը, ինչպես նաև համակարգի շահագործման և շուկայի զարգացման միտումները: ԷԷՅՕ-ն երկարաժամկետ պլանավորման նպատակով իրականացված հետազոտությունների հիման վրա մշակել է ՀՅԶՏԾ-ի սցենարները:

Երեք սցենարների՝ հիմնական և լավատեսական և վատատեսական, մշակումը ԷԷՅՕ-ին վերապահված կարգավորման պահանջներից մեկն է (ԷՀՑ կանոնների [4] Գլուխ 8՝ «Երկարաժամկետ պլանավորման համար անհրաժեշտ ուսումնասիրությունները և մոդելավորումը»):

Սույն փաստաթղթում սցենարների մշակման հիմքում դրված են պահանջարկի կանխատեսման այլընտրանքները, Ռազմավարական ծրագրում [1] և դրան կից Ծրագիր-Ժամանակացույցում [2] ներառված համապատասխան միջոցառումները, որոնք վերաբերում են վերակառուցվող կամ նոր արտադրական հզորությունների (հատկապես ՎԷԱ կայանների) զարգացման նախագծերին:

Ուսումնասիրության ժամանակահատվածը, գործընթացը և մեթոդաբանությունը սցենարների մշակման մաս են կազմում: Ուսումնասիրության ժամանակահատվածն ընդգրկում է 2025-2034 թվականները: Սցենարների մշակման գործընթացում որոշվում են անհրաժեշտ մուտքային տվյալները, մեթոդաբանությունը և արդյունքները: Գործընթացը ներառում է նաև երկրի տնտեսական զարգացման վերաբերյալ համապատասխան տվյալների հավաքագրման գործառնությունը: Մեթոդաբանության մեջ ներկայացված են նաև Հայկական Էներգահամակարգի վրա ազդեցություն ունեցող գործոնների միջև փոխազդեցությունները:

Սցենարներն ընդգրկում են բոլոր անհրաժեշտ տվյալները՝ ինչպիսիք են արտադրության կառուցվածքը և հզորությունների մեծությունները, պահանջարկի կանխատեսումները, հզորության փոխհոսքերը հարևան Էներգահամակարգերի հետ և այլն: Այն նաև մատնանշում է այն հիմնական գործոնները, որոնք ազդում են երկրի զարգացման և էլեկտրաէներգետիկական համակարգի վրա:

Շահագրգիռ կողմերի՝ Կարգավորող մարմնի (ՀԾԿՀ) կամ սեփականատերերի ներգրավվածությունը սցենարների մշակման տիպային գործընթացի մաս է:

Սցենարները, իրենց որոշակի գործոններով, բնորոշում են ՀՅԶՏԾ-ի ուղղվածությունը և ապահովում համակարգի վերլուծության համար անհրաժեշտ մուտքային տվյալներ:

4.2. ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ ՄՇԱԿՄԱՆ ՇՐՋԱՆԱԿԸ

4.2.1. ԻՆՉ Ե ՍՑԵՆԱՐԸ, ԻՆՉՈՒ Ե ԱՅՆ ԱՆՅՐԱԺԵՇՏ

Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի պարագայում սցենարն իրենից ներկայացնում է հնարավոր մի շարք իրավիճակներից մեկը, որը կարող է տեղի ունենալ ապագայում: Պահանջարկի կանխատեսման տեսանկյունից կառավարության և ոլորտի շահագրգիռ անձանց կողմից էներգետիկայի բնագավառի և, ընդհանրապես, երկրի զարգացման տեսանկյունից, սովորաբար դիտարկվում է երեք սցենար.

- հիմնական,
- լավատեսական,
- վատատեսական:

Սցենարները մշակելիս հարկավոր է հաշվի առնել, թե ժամանակի ընթացքում ինչպես կփոփոխվի Էլեկտրաէներգետիկական համակարգը և ինչ ուղղությամբ կզարգանա երկիրը այս կամ այն սցենարի պարագայում:

Այլ կերպ ասած՝ սցենարի մշակման գործընթացը բացահայտում է ապագայի վերաբերյալ տարբեր կանխատեսումներ և անորոշություններ:

Որպես ԶՀ ԷԷՀ-ի ռազմավարական նշանակություն ունեցող փաստաթուղթ՝ ԶՑՏԾ-ն պետք է հաշվի առնի այն անորոշությունները, որոնք կարող են լինել և՛ լավատեսական, և՛ վատատեսական կանխատեսումներում: Սցենարները ներկայացվում են՝ այս անորոշությունները և կանխատեսումները հաշվի առնելու համար:

4.2.2. ԻՐԱՎԱԿԱՆ ԴԱՇՏԸ

ԷԶՑ կանոնների համաձայն [4] «ԷԷՀՕ» ՓԲԸ-ն Ե ԶՑՏԾ-ի համար համապատասխան սցենարներ մշակում: Կանոններում նշվում է հետևյալը. «Երկարաժամկետ պլանավորման գործընթացում դիտարկվում են Էլեկտրական էներգիայի սպառման և արտադրության ծավալների ու կառուցվածքի, Նոր տեխնոլոգիաների և էներգակիրների գների փոփոխության և այլ հնարավոր սցենարներն ու իրավիճակները»: Բացի այդ, ԷԶՑ կանոններով սահմանվում է, որ. «Մոդելավորումն իրականացվում է Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի զարգացման հիմնական և այլընտրանքային՝ լավատեսական և վատատեսական սցենարների համար»: Հետևաբար, երկարաժամկետ պլանավորման համար անհրաժեշտ հիմնական սցենարներն արդեն մշակվել են պահանջարկի կանխատեսման մոդելավորման ընթացքում և դրանց հիմքում դրված են լավատեսական և վատատեսական կանխատեսումները: Այս բաժնում ներկայացված սցենարների ընտրության վրա ազդող գործոնները և ընտրված սցենարները ոչ միայն հաշվի են առնում պահանջարկի կանխատեսումը, այլ նաև հաշվի են առնում արտադրության հնարավորություններն ու կարգավարման առաջնահերթությունները: Ավելին, սցենարների մշակման գործընթացն արտացոլում է ՎԷԱ-ների զարգացման համար ընդունված ռազմավարությունը և հնարավորությունն է տալիս մոդելավորման միջոցով վերլուծել հարևան էներգահամակարգերի հետ աճող փոխհոսքերի ազդեցությունն այն ժամանակահատվածներում, երբ Հայաստանի Հանրապետության ԶՀ ԷԷՀ-ում ակնկալվում է արտադրված Էլեկտրաէներգիայի ավելցուկ (օրինակ՝ ՎԷԱ կայանների

ավելցուկային արտադրության դեպքում) կամ պակասորդ (օրինակ՝ ՀԱԷԿ-ի անհասանելիության պատճառով):

4.2.3. ՈՒՍՈՒՄՆԱՍԻՐՈՒԹՅԱՆ ԺԱՄԱՆԱԿԱՅԱՏՎԱԾԸ

Սցենարները ընդգրկում են միևնույն ժամանակահատվածը, որը սահմանված է ՀՅԶՏԾ-ի համար, այն է 2025-2034 թվականները:

ՀՅԶՏԾ-ի և սցենարների ժամանակային տիրույթը նույնպես որոշվում է կարճաժամկետ, միջնաժամկետ և երկարաժամկետ պլանավորման տեսանկյունից: Դա տեղի է ունենում հատուկ դեպքերում, երբ կոնկրետ գործոնները այլ կերպ հնարավոր չէ նշել:

Յուրաքանչյուր սցենարի, յուրաքանչյուր տարվա համար կատարվել է մոդելավորում:

4.2.4. ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ ՄՇԱԿՄԱՆ ԳՈՐԾԸՆԹԱՑԸ

Սցենարների մշակման գործընթացը գծային է, որը սկսվում է սցենարի սահմանումից և պլանավորման հորիզոնի (ժամանակահատվածի) ընտրությունից (քայլ 0): Սցենար մշակելու համար պահանջվում է որոշել երկրի տնտեսական աճի վրա ազդող գործոնները և/կամ միտումները (քայլ 1), որոնք ազդեցություն ունեն ելեկտրաէներգետիկական համակարգի վրա: Սցենարների պատմության (իրադարձությունների զարգացման նկարագիր) ստեղծման ժամանակ (քայլ 2) ուրվագծվում են հիմնական իրադարձությունները, իրատեսական կամ վատագույն դեպքերը, որին հաջորդում է հիմնական պարամետրերի որոշումը (քայլ 3): Գործընթացն ավարտվում է այն պահին, երբ որոշված են լինում ելեկտրաէներգետիկական համակարգի վերլուծության փուլի (քայլ 4) հիմնական պարամետրերը:

Սցենարի մշակման գործընթացի նկարագրությունը ներկայացված է ստորև բերված նկարում:

0.	Սցենար. Սահմանում և ժամանակահատվածի ընտրություն
1.	Գործոնների/միտումների որոշում
2.	Սցենարների պատմության (իրադարձությունների) զարգացում
3.	Հիմնական նախագծային պարամետրեր
4.	Մուտքային տվյալներ ցանցի հաշվարկների համար (տվյալների մոդելավորում)

Նկար 21. Սցենարի մշակման գործընթացը

Քայլ 0-ն ներկայացնում է ԷՀՑ կանոններով դիտարկվող սցենարները՝ հիմնական, լավատեսական և վատատեսական: Սցենարների մշակման մեկնարկային կետերը հիմնականում ներկայացված են ռազմավարական փաստաթղթերում, որոնց հղում է արվում Ռազմավարական ծրագրում [1], Ծրագիր-ժամանակացույցում [2] և ՆՃՁԴ-ում [7] և ցանկացած այլ հրապարակված հաշվետվության և վերլուծության մեջ: Նշված փաստաթղթերում սահմանված են թիրախային արժեքները, որոնց պետք է հասնել կոնկրետ տարիներում: Այս քայլով ներկայացվում են այդ թիրախները, ինչպես նաև միջնաժամկետ և երկարաժամկետ հորիզոնները: Սա նպաստում է որոշ գործոնների և պարամետրերի ընտրությանը:

Քայլ 1-ով որոշվում են տնտեսության զարգացման վրա ազդող գործոնները և միտումները, որոնք ազդում են նաև ԷԷՀ-ի զարգացման վրա: Այնուհետև, կատարվում է գործոնների ազդեցության և դրանց առաջացման պատճառների վերլուծությունը: Այս գործոնների գնահատման արդյունքում որոշվում են պահանջարկի և առաջարկի կանխատեսման պարամետրերը:

Քայլ 2-ով ստեղծվում են ընտրված սցենարների պատմությունները: Դրանց հետ միասին սահմանվում են նաև մոտավոր արժեքները, որոնք, որպես կարևոր նշանակություն ունեցող արժեքներ, սահմանվում են ՀՀ կառավարության կամ ԷԷՀՕ-ի կողմից:

Քայլ 3-ով կենտրոնանում ենք նախագծային պարամետրեր ունեցող սցենարների առաջնային արդյունքների վրա: Պահանջարկի և առաջարկի արժեքները արտացոլում են ընտրված գործոնների ազդեցությունն ԷԷՀ-ի վրա:

Քայլ 4-ով ստուգվում և հաստատվում է, թե արդյոք սցենարները տրամադրում են անհրաժեշտ տվյալներ՝ նախքան ՀՑՁՏԾ-ի հաջորդ քայլին անցնելը: ԷԷՀՕ-ն կարող է սցենարների վերաբերյալ արտաքին խորհրդատվություն պահանջել՝ ներգրավելով այլ շահագրգիռ կողմերի՝ այս քայլով նախատեսված աշխատանքներին մասնակցելու համար: Այս քայլը կարող է օգտակար լինել շահագրգիռ կողմերից սցենարի բնութագրերի վերաբերյալ կարծիք ստանալու համար:

4.2.5. ՆԵՐԳՐԱՎՎԱԾ ՇԱՀԱԳՐԳԻՌ ԿՈՂՄԵՐԸ

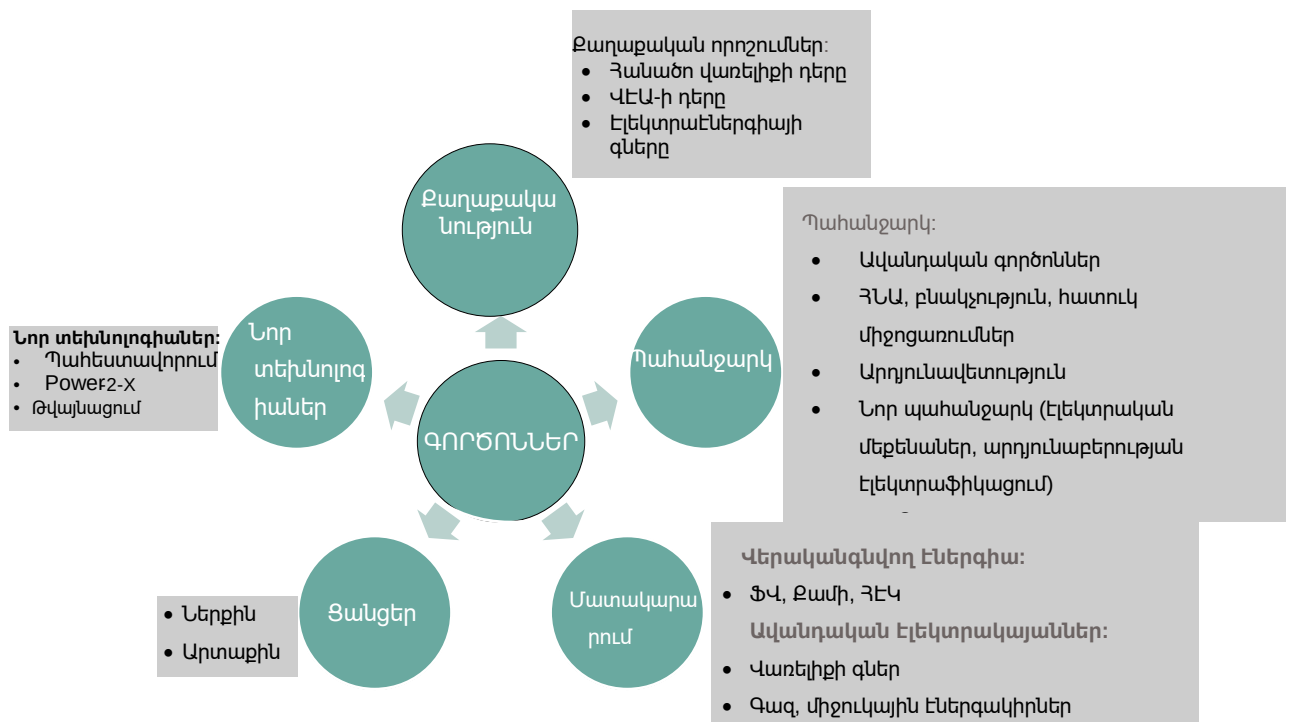
Շատ կարևոր է, որպեսզի սցենարների մշակմանը մասնակցեն ԷՀՑ կանոններում նշված ՀՑՁՏԾ-ի պատրաստման համար պատասխանատու կողմերը: Սցենարները հիմնականում մշակում է ԷԷՀՕ-ն, սակայն այդ գործընթացում մեծ ներդրում ունեն ՅԾԿՀ-ն, ՀՀ կառավարությունը և Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի երկարաժամկետ պլանավորման մասնակիցները (ԷԷԿ մասնակիցները)՝ Համակարգային նշանակության կայանները, Հաղորդողը, Բաշխողը և Համակարգային նշանակության սպառողները, [4]:

Բացի այդ, լրացուցիչ շահագրգիռ կողմերի ներգրավումը, ինչպիսիք են բարձրագույն ուսումնական հաստատությունները կամ գիտահետազոտական ինստիտուտները, շահավետ է համարվում: Հանրության մասնակցությունն այս գործընթացին հնարավոր է ՀՑՁՏԾ-ի մշակման ավարտական փուլում: Ակնկալվում է, որ սցենարների վերաբերյալ խորհրդակցությունների գործընթացը կընդլայնվի ՀՑՁՏԾ-ի հետագա թարմացումների ժամանակ:

4.2.6. ՍՑԵՆԱՐԻ ՄՇԱԿՄԱՆ ՎՐԱ ԱԶԴՈՂ ԳՈՐԾՈՆՆԵՐԸ / ՄԻՏՈՒՄՆԵՐԸ

Այս գլխում ներկայացվում են այն գործոնները/միտումները, որոնք էապես ազդում են ԷԷՀ-ի վրա:

ԷԷՀ-ի վրա ազդող հիմնական գործոնները կարելի է բաժանել հինգ կատեգորիաների. քաղաքական որոշումներ, պահանջարկի ձևավորում, մատակարարման կառուցվածք, ցանցի Նոր տեխնոլոգիաների ազդեցություն, հաղորդման ցանցի և միջհամակարգային գծերի թողունակություններ: Յուրաքանչյուր գործոն ներառում է մի քանի ենթակատեգորիա՝ ներքին և արտաքին փորձից ելնելով:



Նկար 22. Գործոնների դասակարգումը սցենարի մշակման գործընթացում

Հիմնական գործոններից և դրանց ենթակատեգորիաներից ստացված կառուցվածքը հիմք է հանդիսանում ապագա սցենարների ներքևից վերև մշակման համար: Հիմնական գործոնների և դրանց ենթակատեգորիաների նկարագրությունը ներկայացված է ստորև:

Քաղաքականություն

Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի ապագայի վերաբերյալ ռազմավարական փաստաթղթերը՝ Ռազմավարական ծրագիրը

[1], դրան կից Ծրագիր-Ժամանակացույցը [2], հիմք են հանդիսանում ՀՅԶՏԾ-ի սցենարների մշակման համար: Հանաժողովի վաղեմությունը, այսինքն՝ բնական գազի գինը, ջերմոցային գազերի (ՋԳ) նվազեցմանը նպաստող տեղակայված ՎԷԱ-ների ավելացումը, ներկրվող հանաժողովի երկրի կախվածությունը, ինչպես նաև միջսահմանային համագործակցության, այսինքն Էլեկտրաէներգիայի արտահանման և ներկրման ծավալները այն հիմնական գործոններն են, որոնք սահմանվել են համակարգի ռազմավարական փաստաթղթերում:

Պահանջարկ

Էլեկտրական Էներգիայի սպառման աճը հանդիսանում է սցենարի մշակման համար հիմնական մուտքային տվյալներից մեկը: Երկրի անցյալի և ապագայի միտումները բացահայտվել են ՀՀ վիճակագրական կոմիտեի և միջազգային ընկերությունների կողմից հրապարակված վիճակագրական տվյալների հիման վրա: Սպառման փոփոխության հիմնական ցուցանիշները ներառում են այն բնութագրող գործոնները. բնակչության թվաքանակ և ՀՆԱ: Այդ գործոնների հիման վրա կատարված բեռի կանխատեսումը մոդելավորելու արդյունքում նախորդ տարիների համար դիտարկվել է սպառման մշտական աճ: Սակայն, պետք է նկատի ունենալ, որ երկրի տնտեսական քաղաքականության փոփոխությունը ապագայում կարող է էապես ազդել մոդելավորման արդյունքների վրա: Բեռի կանխատեսման համար առաջին հերթին օգտագործվում են Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրական ցանցերի , ԷԷՅՕ-ի և ՀՀ վիճակագրական կոմիտեի տվյալները:

Պահանջարկի կանխատեսման առումով վերջերս ի հայտ է եկել Էլեկտրաէներգետիկական համակարգը բնութագրող կարևոր հատկանիշներից մեկը՝ Էներգաարդյունավետությունը, որի բարելավումն արձանագրվել է Էներգետիկայի ոլորտում կորուստների կրճատման արդյունքում և հանգեցրել է այդ ոլորտի կողմից շրջակա միջավայրի վրա ազդեցության նվազմանը: Պայմանավորված Էլեկտրաէներգիայի արժեքով և նաև նրանով, որ Էներգախնայող սարքավորումներն ավելի ու ավելի լայն տարածում են ստանում՝ պահանջարկը կարող է որոշակի փոփոխությունների ենթարկվել :Հետևաբար, պահանջարկի վրա մասամբ ազդում են քաղաքական որոշումները (Էլեկտրաէներգիայի սակագները, կարգավորման միջոցառումները) և մասամբ պահանջարկի բնական վարքագիծը՝ կապված սարքերի նորացման հետ:

Բացի այդ, բարձր արդյունավետության կարելի է հասնել երկրում նոր տեխնոլոգիաների ներդրման միջոցով: Էլեկտրամոբիլների քանակի ավելացման շնորհիվ կամ տրանսպորտի և արդյունաբերության Էլեկտրաֆիկացումը նույնպես կարող է ազդել ապագա պահանջարկի վրա, հետևաբար, այն պետք է մանրակրկիտ դիտարկել ՀՅԶՏԾ-ում:

Վերջին, բայց ոչ պակաս կարևոր է համարվում սպառման փոփոխությունների և Էլեկտրաէներգիայի պահանջարկի վրա ազդող ցանցին միացած փոքր կայանների արտադրության գործոնը (կոնկրետ Հայաստանի դեպքում դա տանիքային ՖՎ կայաններն են), ինչը փոխում է սպառման պատկերը բաշխիչ ցանցերում: Որոշ երկրներում նման փոփոխությունը զգալիորեն ազդում է բարձր լարման ցանցի աշխատանքի վրա՝ պահանջարկի նվազման և լարման հետ կապված խնդիրների պատճառով:

Մատակարարում

ԷԷՀ-ի տարածքային փոփոխությունները կարելի է նկատել նաև մատակարարման ոլորտում: Նոր տեխնոլոգիաների ինտեգրումը, մասնավորապես.

- Արևային ՖՎ հզորությունների մինչև 1160.8 ՄՎտ ավելացումը ըստ Ծրագիր-Ժամանակացույցի ,
- Փոքր ՀԷԿ-երի հզորությունների ավելացումը (լրացուցիչ 50 ՄՎտ-ով ըստ Ծրագիր-Ժամանակացույցի [2]-ի,

փոխում է Հայկական Էներգահամակարգում ԷլեկտրաԷներգիայի մատակարարման պատկերը:

ԷլեկտրաԷներգիայի արտադրությունը ավանդական Էլեկտրակայաններում դեռևս մեծ դեր է ունենալու երկրում, ավելին, ՀՀԳՑԷ Էլեկտրակայանները շարունակում են իրենց դերը կատարել Էներգահամակարգում՝ նպաստելով զարգացմանը և արդյունավետության բարձրացմանը:

Այս հիմնական գործոնը՝ մատակարարումը, հաշվի է առնում նաև բաշխման ցանցից ստացվող մուտքային պարամետրերը: Փոքր հզորությամբ, բայց մեծ քանակությամբ Էներգաարտադրող օբյեկտները, որոնք միացած են ցածր լարման ցանցին, բոլորը միասին ազդում են բարձր լարման մատակարարման սխեմաների վրա՝ փոխելով հոսանքաբաշխումը կամ հանգեցնելով գերբեռնումների:

Ցանց

Հիմնական մարտահրավերները, որոնք այսօր բնորոշ են ԷլեկտրաԷներգետիկական համակարգերին, դա ՎԷԱ-ի ինտեգրումն է և մատակարարման աղբյուրներից առաջացած հոսքերի բաշխման խնդիրը: Սցենարի մշակման վրա նույնպես ազդում է ԷլեկտրաԷներգետիկական համակարգի ընդլայնումը կամ զարգացումը, և այդ հանգամանքը պետք է հաշվի առնել: Պետք է հաշվի առնել նաև այլ երկրների հետ միջհամակարգային կապերի ազդեցությունը: Միջհամակարգային կապերը ևս Էական նշանակություն ունեն Էլեկտրամատակարարման հուսալիության և անվտանգության վրա:

Մատակարարման հուսալիության և անվտանգության պահպանման համար անհրաժեշտ նոր տեխնոլոգիաների ներդրումը, ինչպիսիք են բարձր լարման հաստատուն հոսանքի փոխակերպիչ կայանները համարվում են սցենարի մշակման վրա ազդող տիպային գործոն:

Էներգահամակարգի շահագործումն ու սպասարկումը նույնպես կարևոր գործոն է հանդիսանում սցենարի մշակման համար, բայց ավելի շատ՝ կարճաժամկետ և միջնաժամկետ պլանավորման ժամանակահատվածի համար: Շահագործման և նորոգման աշխատանքներով պայմանավորված՝ խոշոր վթարային անջատումները մեծապես ազդում են սցենարի մշակման վրա: Դրանք պետք է հաշվի առնել Էներգահամակարգի վերլուծությունների փուլում՝ ճիշտ պլանավորման համար:

Նոր տեխնոլոգիաներ

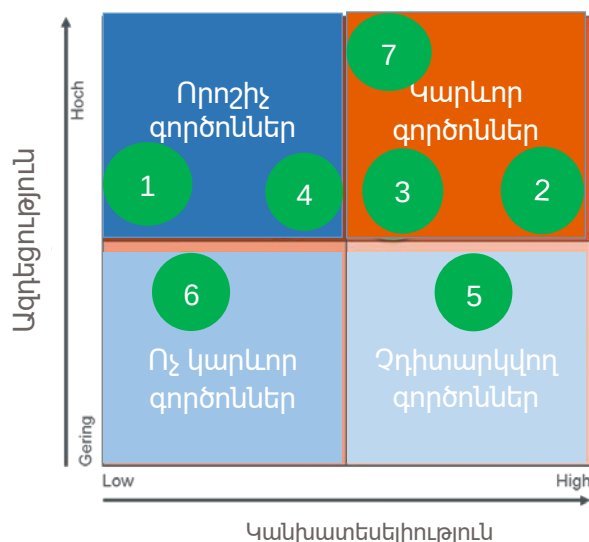
Տեխնոլոգիաների զարգացումը յուրաքանչյուր տնտեսության հիմնական շարժիչ ուժն է: Դա որոշ չափով ազդում է էներգետիկայի ոլորտի զարգացման վրա: Օրինակ, էլեկտրաէներգիայի կուտակիչ սարքվածքների ներդրումը նպաստում է համակարգի սնման ճկունության բարձրացմանը, հնարավորություն տալով ազատվել համակարգի հնարավոր գերբեռնումներից: Թվայնացումը նույնպես ազդում է պահանջարկի վրա և որոշ չափով փոխում է էլեկտրաէներգետիկական համակարգի կառուցվածքը: Էլեկտրաէներգիա-X (էլեկտրաէներգիա-գազ, էլեկտրաէներգիա-ջերմություն) արտադրությունը մատակարարման ոլորտի ապագայի ասպեկտ է::

Սցենարի մշակման գործընթացի սկզբում կիրառելով սցենարների մշակման մեթոդաբանությունը՝ կատարվել է գործոնների մանրամասն վերլուծություն՝ հիմնական գործոնները որոշելու համար:

4.3. ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ ՄՇԱԿՄԱՆ ՄԵԹՈԴԱԲԱՆՈՒԹՅՈՒՆԸ

Սցենարի մշակման համար կիրառվել է պարզ և արդյունավետ մոտեցում: Բացահայտված գործոնների/միտումների հիման վրա իրականացվել է դրանց ազդեցության և կանխատեսելիության վերլուծությունը, որոշվելով և հերթականությամբ դասավորելով գործոններն ընտրված սցենարում:

Կատարվել է էլեկտրաէներգետիկական համակարգի վրա տարբեր ենթակատեգորիաների ազդեցության և կանխատեսելիության գնահատում՝ սցենարների ամենաբարձր աստիճանի անորոշություններն ընդգրկելու համար: Գործոնները կատեգորիաների բաժանելու համար կիրառվել է «Ազդեցություն-կանխատեսելիություն» մատրիցը (տե՛ս մատրիցի չորս քառակուսիները Նկար 45-ում):



Նկար 23. Սցենարի մշակում՝ «Ազդեցություն-կանխատեսելիություն» մատրից՝ գործոնների կատեգորիաների որոշում

Գործոնները և դրանց ենթակատեգորիաների առաջնահերթությունը որոշելուց հետո մշակվել է սցենարի պատմություն, որտեղ ներկայացվել են հիմնական կանխատեսումները, ինչպիսիք են՝ բնակչության աճը, ՀՆԱ-ի աճը, գոյություն ունեցող

Էլեկտրակայանների հասանելիությունը ապագայում, ՎԷԱ կայանների քանակը և հզորությունները, դրանց՝ համակարգին միանալու եղանակը, դրանց արտադրած էլեկտրաէներգիայի հոսքերը, ներառյալ հարևան երկրների հետ փոխհոսքերը և այլն:

Սցենարի վերջնական տարբերակի տվյալները երկու հիմնական աղբյուրներից են ստացվում: Դրանք են՝ պահանջարկի կանխատեսումն ու արտադրանքի համապատասխանության ուսումնասիրությունը: Առաջինը բեռի կանխատեսման լավատեսական և վատատեսական այլընտրանքներ է գեներացնում: Երկրորդը Էլեկտրաէներգիայի պահանջվող արտադրությունը օպտիմալ կերպով հասանելի էլեկտրակայաններին է վերագրում և բացահայտում է արտադրական հզորությունների պակասորդը կամ ավելցուկը, և ըստ այդմ լրացուցիչ որոշումներ են կայացվում արտադրության, արտահանման կամ ներկրման վերաբերյալ: Առանձին Էլեկտրակայանների շահագործումից դուրս բերման հավանականության մասին կանխատեսումները սցենարի կառուցման համար կարևոր գործոն են հանդիսանում: Եվ բաց հարցը, որը հաշվի է առնվում սցենարի մշակման գործընթացում, դա՝ ՎԷԱ կայանների արտադրած ավելցուկային արտադրանքն է. արդյոք այն պե՞տք է կրճատել կամ արտահանել, քանի որ դա անդրադառնում է հաղորդման ցանցի ԵԿ-ների (հանգույցների) և միջհամակարգային գծերի բեռնվածության վրա:

Բացի սցենարների մշակման համար նշված երկու աղբյուրները՝ տվյալների լրացուցիչ աղբյուր է հանդիսանում նաև ցանցի տարրերի ֆիզիկական վիճակը և հնացած լինելու դեպքում դրանց փոխարինման անհրաժեշտությունը: Սովորաբար, հիմնականում ՕԳ-ներն են կարևոր դեր կատարում, քանի որ դրանց շահագործումից դուրսբերումը կարող է պահանջել լարման մակարդակի փոփոխության անհրաժեշտություն, համակարգի նոր ՕԳ-ների ուղեծրերի փոփոխություն կամ ԵԿ-ի կառուցում, ինչը կփոխհատուցի հին ապամոնտաժված գծի ազդեցությունը:

Վերջապես, ոչ վաղ անցյալում տեղի են ունեցել այնպիսի իրադարձություններ, որոնց դիտարկումը սցենարների մշակման ժամանակ ուղղակի անհրաժեշտություն է դարձել: Նման իրադարձություններն են՝ պատերազմն ու Covid19 համաճարակը: Դրանց ազդեցությունը բեռի վրա արդեն հաշվի է առնվում երկարաժամկետ բեռնվածության, սպառման, ՀՆԱ-ի և այլնի վերլուծության ժամանակ, որոնց մեջ ներառված են այդ իրադարձություններից բխող հետևանքները: Դրանց ազդեցությունը հաղորդման ցանցի շահագործման վրա կուսումնասիրվի ոչ թե որպես առանձին սցենար, այլ որպես ցանցի շահագործման անվտանգության գնահատում նման իրադարձություններից հետո:

4.4. ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ ՄՇԱԿՄԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ

Սցենարների մշակման շրջանակներն ու գործընթացը ներկայացնելուց հետո սույն գլուխը անդրադառնում է հիմնական պարամետրերին: Դրանք են առաջարկը և պահանջարկը:

4.4.1. ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅԱՆ ԿԱՌՈՒՑՎԱԾՔԸ

Արտադրական հզորությունների վերաբերյալ կանխատեսումները, որոնց հիման վրա տարբեր ՀՅՏՏԾ սցենարներ են կառուցվում, հետևյալն են.

1. ՀՇԳՑԵ-րի ընդհանուր հզորությունը (Երևանի ՁԷԿ, Արմփաուեր և Զրազդան - 5)՝ 927.6 ՄՎտ է, որը հասանելի կլինի պլանավորման ամբողջ ժամանակահատվածում՝ 2025 - 2034 թվականներին, 2025 թվականին հասանելի է նաև Զրազդանի ՁԷԿ-ը:

2. ՀԱԷԿ-ի տնօրինելի հզորությունը 440 ՄՎտ է, և բազային սցենարում այն հաշվի է առնվում պլանավորման ամբողջ ժամանակահատվածում՝ 2025-2034 թվականներին:
3. Բոլոր սցենարներում, բացառությամբ վատատեսական սցենարի որոշ տարիների, Հայաստանը իրանական էներգահամակարգին պարտավոր է մատակարարել տարեկան 1.8 միլիոն ՄՎտժ Էլեկտրաէներգիա՝ մշտապես ներգրավելով Երևանի ՋԷԿ ՀՇԳՑ էներգաբլոկը և, անհրաժեշտության դեպքում՝ նաև Արմփաուեր ՀՇԳՑ-ն, որը ներկրվող գազն օգտագործում է՝ հաշվեկշռելու այս պայմանավորվածությունը:
4. Գոյություն ունեցող ՀԷԿ-երի առավելագույն տնօրինելի հզորությունը ըստ 2011-2020 թվականներին առկա տվյալների կազմում է 604 ՄՎտ: Այս հզորությունները կիրառելի են 2025-2034 թվականներն ընկած ամբողջ ժամանակահատվածում: 2027-ից հետո դրանց կգումարվեն փոքր ՀԷԿ-երի արտադրած լրացուցիչ 20 ՄՎտ գումարային հզորությունները:
5. Կանխատեսվում է, որ բազային սցենարում ՖՎ կայանների և հողմային կայանների տնօրինելի հզորությունները 2025-2034 թվականների ընթացքում կաճեն (պահանջարկի կանխատեսման լավատեսական և վատատեսական սցենարներում), ինչպես ներկայացված է հետևյալ աղյուսակում:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 24: ՖՎ և ՀՈՂՄԱՅԻՆ ԿԱՅԱՆՆԵՐԻ և ՓՅԷԿ-ԵՐԻ ՀՈՐԻՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ՝ 2025-2034 ԺԱՄԱՆԱԿԱՅԱՏՎԱԾՈՒՄ

Տարի	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Արտադրական արևային կայաններ	476.8	476.8	476.8	660.8	660.8	660.8	660.8	660.8	660.8	660.8
Ինքնավար արևային կայաններ	390	410	430	440	460	480	500	500	500	500
Ընդամենը ՖՎ կայաններ	866.8	886.8	906.8	1100.8	1120.8	1140.8	1160.8	1160.8	1160.8	1160.8
Հողմային կայաններ	4.23	4.23	4.23	4.23	4.23	4.23	4.23	4.23	4.23	4.23
Փոքր ՀԷԿ-եր	446.1	446.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1

Դրանց արտադրությունը կհամապատասխանի խոշոր (հողատարածքի վրա կառուցվող) և փոքր (տանիքային) ՖՎ-ների պոտենցիալ արտադրության համար ներկայացված բեռի գրաֆիկներին:

ՖՎ արտադրական հզորությունների տեղակայումը գերազանցում է Ռազմավարական ծրագրում [1] և Ծրագիր-Ժամանակացույցում [2] սահմանված ժամկետներին, քանի որ 2024 թվականի դրությամբ արդեն իսկ նկատվում է աճի արագ տեմպ:

Ծրագիր-Ժամանակացույցում [2] նախատեսված ինքնավար արևային էլեկտրակայանների տանիքային ՖՎ-ների հզորությունները, որոնք 2024-ի հունվար ամսվա դրությամբ կազմում են 268.4 ՄՎտ, 2025-ին կկազմեն՝ 390 ՄՎտ և 2031 -2034 թվականներին՝ 500 ՄՎտ :

4.4.2. ԱՅԼ ԳՈՐԾՈՆՆԵՐԻ ԲԱՑԱՅԱՅՏՈՒՄԸ

Սցենարներում էական դեր է խաղում նաև ենթակառուցվածքների մաշվածությունը: Նման դեպքերում Հաղորդողը տեղեկացնում է ԷԷՀՕ-ին փոխարինման ենթակա սարքավորումների մասին և դրանց անհասանելի լինելու ժամկետի մասին: Այս տեղեկատվությունը հաշվի է առնվում սցենարի մշակման ժամանակ և արտացոլվում հոսքաբաշխման հաշվարկներում:

Ընթացիկ նախագծերի իրականացումը, ներառյալ սարքավորումների փոխարինումը, նախատեսված է Ռազմավարական ծրագրով [1] և Ծրագիր-Ժամանակացույցով [2]: Հիմնական նախագծերը նկարագրված են նաև ՀՅԶՏԾ-ի Բաժին 2-ում՝ «Էներգետիկայի բնագավառի ներկա իրավիճակը եվ սպասվող մարտահրավերները» բաժնում: Առաջարկվող նախագծերի առումով սցենարների միջև տարբերությունն չկա: Դրանց իրականացման ժամկետները ֆիքսված են, ինչպես նաև բոլոր հանգամանքները, որոնք կապված են դրանց կողմից առաջացած փոփոխությունների հետ:

4.4.3. ՊԱՅԱՆՋԱՐԿԻ ԿԱՆԽԱՏԵՍՄԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ

Պահանջարկի կանխատեսման արդյունքները հանդիսանում են սցենարի մշակման առաջնային տվյալներ՝ հաշվի առնելով, որ դրանք ներառում են բազմաթիվ գործոններ (տես՝ Նկար 44): Այս տվյալները արտադրության համապատասխանության և օպտիմալ կարգավարման ուսումնասիրության համար մուտքային տվյալներ են, կամ, այլ կերպ ասած՝ սցենարի մշակման այլ առաջնային բլոկի մուտքերն են: Ստորև բերված աղյուսակը ներկայացնում է սցենարի մշակման լավատեսական և վատատեսական տարբերակները:

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 25: ԷԼԵԿՏՐԱԵՆԵՐԳԻԱՅԻ ՍՊԱՌՄԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՄԱՆ ՍՑԵՆԱՐԻ ԱՅԼԸՆՏՐԱՆՔԱՅԻՆ ՏԱՐԲԵՐԱԿՆԵՐԸ

Տարի	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Հիմնական տարբերակ (ԳՎտժ)	7058.8	7185.9	7315.2	7446.9	7580.9	7717.3	7856.3	7997.7	8141.7	8288.2
Վատատեսական տարբերակ (ԳՎտժ)	6887.9	6926.5	6965.2	7025.8	7043.5	7082.9	7122.6	7184.5	7202.6	7242.9
Լավատեսական տարբերակ (ԳՎտժ)	7226.2	7442.98	7666.3	7919.9	8133.1	8377.1	8628.4	8913.9	9153.9	9428.5

4.4.4. ՀԱՐԵՎԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԵՐԻ ՏՎՅԱԼՆԵՐԻ ԻՆՏԵԳՐՈՒՄԸ ՍՑԵՆԱՐՆԵՐՈՒՄ

Կովկասյան Էլեկտրահաղորդման ցանցի (հյուսիսային Էլեկտրահաղորդման գիծ/ենթակայաններ) կառուցումից հետո Հայաստանի Հանրապետության և հարևան երկրների միջև միջհամակարգային գծերի թողունակությունը կավելանա: Հայկական Էներգահամակարգի և Իրանական ու Վրացական Էներգահամակարգերի միջև փոխհոսքերը ներկայացված են ստորև բերված աղյուսակում:

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 26: ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԳԾԵՐԻ ՀՈՌՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ (ՄՎՏ)

Տարի	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Հայաստան-Վրաստան	150	150	150	350	350	350	350	350	350	350
Հայաստան-Իրան	330	600	600	600	600	1200	1200	1200	1200	1200

Իրանական Էներգահամակարգի հետ միջհամակարգային գիծը կօգտագործվի «գազ-Էլեկտրաէներգիա» փոխանակման պայմանագրից բխող պարտավորությունները կատարելու համար:

1. Բոլոր սցենարներում կատարվել է ավելցուկի կրճատումներ, որտեղ ցանցը մոդելավորվում է իր հանգույցներում բեռի ավելի փոքր մեծություններով և հարևան Էներգահամակարգերի հետ ավելի մեծ փոխհոսքերի պայմաններում:

4.4.5. ՎԵՐՋՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ ՑԱՆԿԻ ՊԱՏՐԱՍՏՈՒՄ

Ներկայացված քննարկման հիման վրա առաջարկվել են հետևյալ սցենարները.

1. Բեռի հիմնական՝ բազիսային կանխատեսում. արտադրության կառուցվածքը ներառում է կանխատեսված ջերմային, ՋԾԳՑԷ, ատոմային և հիդրոկայանների հզորություններ, ՎԷԱ հզորությունների ինտեգրման տեմպը՝ ըստ Աղյուսակ 39-ի: Արտադրության ավելցուկը կրճատվում է:
2. Բեռի լավատեսական կանխատեսում. արտադրության կառուցվածքը ներառում է կանխատեսված ջերմային, ՋԾԳՑԷ, ատոմային և հիդրոկայանների հզորություններ, ՎԷԱ հզորությունների ինտեգրման տեմպը՝ ըստ Աղյուսակ 39-ի: Արտադրության ավելցուկը կրճատվում է:
3. Բեռի վատատեսական կանխատեսում. արտադրության կառուցվածքը ներառում է կանխատեսված ջերմային, ՋԾԳՑԷ, ատոմային և հիդրոկայանների հզորություններ, ՎԷԱ հզորությունների ինտեգրման տեմպը՝ ըստ Աղյուսակ 39-ի: Երկրաշարժի և պատերազմական իրավիճակների ուսումնասիրությունը օգտագործվել է բեռի կանխատեսման վատատեսական սցենար մշակելու համար: Արտադրության ավելցուկը կրճատվում է:

4.5. ԵԶՐԱԿԱՑՈՒԹՅՈՒՆ

Սցենարի մշակումը ՅՑՏԾ-ի հիմնական մասն է, որտեղ ներկայացվում են սցենարի ընտրության վրա ազդող հիմնական գործոնները և ըստ այդմ ձևավորվում են էլեկտրաէներգետիկական համակարգի ապագայի վերաբերյալ կանխատեսումները:

Պահանջարկի զարգացման երեք սցենարները՝ հիմնական, լավատեսական և վատատեսական, ընդգրկում են ՀՀ բնակչության և տնտեսական զարգացման առումով ակնկալվող արդյունքների լայն շրջանակ:

Այլ իրադարձություններ, որոնք մտահոգություն են առաջացնում (պատերազմ և երկրաշարժ), արդեն ներառված են բեռի և արտադրության տվյալների շարքում, քանի որ դրանք ուսումնասիրվել են որպես ցածր պահանջարկով կանխատեսման սցենարի մաս, որտեղ առկա է արտադրական և հաղորդման հզորությունների պակասորդ:

ՎԷԱ-ի լայնամասշտաբ ինտեգրումը, որը նախատեսված է Ռազմավարական ծրագրով [1] և Ծրագիր-Ժամանակացույցով [2], ներառված է բազային սցենարներում: Հավանականություն կա, որ այդ ինտեգրումը տեղի կունենա կանխատեսվածից ավելի արագ տեմպով, ուստի մեր բոլոր սցենարներում գերազանցում է Ռազմավարական ծրագրով [1] սահմանված հզորությունը: Սցենարները ներկայացված են ԱՂՅՈՒՍԱԿ 39-ում:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 27: ՀՅՁՏԾ-ՈՒՄ ՈՒՍՈՒՄՆԱՍԻՐՈՒԹՅԱՆ ԵՆԹԱԿԱ ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԸ

Ժամանակացույցը և ամրագրված ՎԷԱ-ի ինտեգրումը՝ մինչև 2030 թվականը. 1026.8 Մվտ ՖՎ, 466.10 Մվտ փոքր ՀԷԿ-եր	Սցենար 1	Սցենար 2	Սցենար 3
	Հիմնական	Լավատեսական	Վատատեսական
	Էլեկտրաէներգիայի արտադրության ավելցուկը կրճատվել է և ավելացվել է արտահանման չափաքանակները:	Էլեկտրաէներգիայի արտադրության ավելցուկը կրճատվել է և ավելացվել է արտահանման չափաքանակները:	Էլեկտրաէներգիայի արտադրության ավելցուկը կրճատվել է և ավելացվել է արտահանման չափաքանակները:

Այս սցենարների ընտրության և վերլուծության առաջնային նպատակն է՝ տրամադրել արտադրության համապատասխանության հեռանկարային պատկերը՝ հաշվի առնելով Ծրագիր-Ժամանակացույցով նախատեսված արտադրական հզորությունների զարգացման ուղղված միջոցառումները և ՆԾՁՊ-ով նախատեսված նվազագույն ծախսերով պլանավորման նպատակները: Ավելին, ակնկալվում է, որ տվյալ սցենարների ուսումնասիրության միջոցով բացահայտված արդյունքները թույլ կտան պատկերացում կազմել ապագա ներդրումների, զարգացման կամ օպերատիվ միջոցառումների անհրաժեշտության վերաբերյալ: Այսպիսով, ԷԷՀՕ-ն և Հաղորդողը կարող են իրենց համատեղ և ժամանակին կատարվող գործողություններով ապահովել հաղորդման ցանցի տեխնիկապես հուսալի և տնտեսապես հիմնավորված շահագործումը պլանավորման ամբողջ հորիզոնում:

5. ԱՐՏԱԴՐԱԿԱՆ ՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՀԱՇՎԵԿՇՈՒ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅՈՒՆ

5.1. ՆԵՐԱԾՈՒԹՅՈՒՆ

Սույն բաժնում ներկայացված են ՀՅՁՏԾ-ի մշակման ժամանակ կատարված արտադրության ուսումնասիրության մեթոդաբանությունը և արդյունքները: Արտադրության համապատասխանությունը՝ Էլեկտրաէներգետիկական համակարգում գործող Էլեկտրակայանների՝ համակարգի բեռը մշտապես բավարարելու ունակությունն է: Արտադրության համապատասխանության վերլուծությունը շատ կարևոր է Էլեկտրաէներգիա սպառողների համար, քանի որ այն ցույց է տալիս, կարո՞ղ է արդյոք Էլեկտրամատակարարումը ցանկացած պահի լինել հուսալի և անվտանգ: Արտադրության համապատասխանության ուսումնասիրության նպատակն է գնահատել մատակարարման և հաղորդման առկա հզորությունները ինչպես նաև գնահատել համակարգի պահանջարկը սահմանված շահագործման ժամկետում (սովորաբար մեկ տարում) և տարբեր սցենարների պարագայում և եթե արտադրությունը բավարար չէ,

ապա ուսումնասիրությունը կօգնի պատկերացում կազմել ռիսկերի, դրանց ազդեցության և առաջացման հաճախականության վերաբերյալ:

Ստորև ներկայացված է ՀՅԶՏԾ-ի համար իրականացված համապատասխանության ուսումնասիրությունը՝ 2025-2034 թվականների պլանավորման հեռանկարում: Համապատասխանության ուսումնասիրության մեթոդաբանության հիմքում դրվել է հավանականության մոտեցումը: Արդյունքները որոշվել են պլանավորման յուրաքանչյուր տարվա համար՝ ըստ համապատասխան սցենարի մուտքային տվյալների, այսինքն հաշվի առնելով ջերմային, ՖՎ, հողմային, հիդրոկայանների հզորությունների գումարային հզորությունն ու համակարգի բեռը: Հարևան երկրների հետ էլեկտրաէներգիայի փոխհոսքերը մոդելավորվել են, մասնավորապես «Գազ-էլեկտրաէներգիայի փոխանակումը» Իրանական էներգահամակարգի հետ ցուցադրելու համար: Մշակվել են տարբեր սցենարներ՝ , հաշվի առնելով պահանջարկի կանխատեսման տատանումները, ՀԱԷԿ-ի հասանելիությունը և համակարգում ՎԷԱ կայանների ինտեգրման մակարդակը:

Այս Բաժինը բաղկացած է հինգ հիմնական գլուխներից: Գլուխ 5.2-ում ներկայացված են էլեկտրաէներգետիկական համակարգի մոդելի մշակման համար օգտագործված և սցենարներին բնորոշ տվյալները: Գլուխ 5.3-ում նկարագրվում է կիրառված մեթոդաբանությունը: Գլուխ 5.4-ում վերլուծվում են տարբեր սցենարների արդյունքները: Գլուխ 5.5-ում դիտարկվում են կայանների հզորությունները զարգացնելու հնարավորությունները: Վերջին՝ Գլուխ 5.6-ում, ամփոփվում են համապատասխանության ուսումնասիրության արդյունքները:

5.2. ՄՈՒՏՔԱՅԻՆ ՏՎՅԱԼՆԵՐ

Այս ուսումնասիրության շրջանակում իրականացված վերլուծության համար մշակվել է Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգետիկական համակարգի արտադրական հզորությունների կարգավարման և էներգաբլոկների պատրաստականության (համակարգի բեռի ծածկմանը մասնակցելու) մոդելը: Այս մոդելի մշակման համար օգտագործված մուտքային տվյալները համառոտ ներկայացված են Գլուխ 5.2.1-ում՝ «Մուտքային տվյալների նկարագրություն», իսկ մոդելավորման առանձնահատկությունները մանրամասն ներկայացված են 5.2.2 գլխում՝ «Մոդելին բնորոշ մուտքային տվյալները»:

5.2.1. ՄՈՒՏՔԱՅԻՆ ՏՎՅԱԼՆԵՐԻ ՆԿԱՐԱԳՐՈՒԹՅՈՒՆ

5.2.1.1 ԱՎԱՆՂԱԿԱՆ ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅՈՒՆ

Ավանդական արտադրության բոլոր խոշոր կայանները մոդելավորվել են առանձին՝ կարգավարման և էներգաբլոկի պատրաստականության մոդելի շրջանակում: Գեներատորներից յուրաքանչյուրը մոդելավորվել է իր համապատասխան տեխնիկական բնութագրերով, որոնք ներառում են.

- հզորությունն ավելացնելու և նվազեցնելու նվազագույն ժամանակը,
- տեխնիկական տեսանկյունից թույլատրելի նվազագույն հզորությունը,
- անջատման բնութագրերը (պլանային նորոգման և վթարային),
- սահմանային, հաստատուն և թողարկման ծախսերը:

2025-2034 թվականների ժամանակահատվածի սցենարների պլանավորման համար ավանդական արտադրական հզորությունների պլանային աճ չի դիտարկվել: Բոլոր ջերմաէլեկտրակայանների վերաբերյալ մանրամասն տվյալները ներկայացված են ԱՂՅՈՒՄԱԿ 42-ում: Որոշ բացակայող պարամետրերի համար օգտագործվել են ENTSO-E «Միջնաժամկետ հաշվեկշռի կանխատեսման» տվյալները [9]: Թողարկման ծախսերը հաշվարկվել են՝ օգտագործելով գազի գործող գները, որոնք յուրաքանչյուր պլանավորման տարի փոփոխվել են և էլեկտրակայանների արդյունավետության ցուցանիշները: Հաշվարկվել են նաև գազով աշխատող էլեկտրակայանների սահմանային ծախսերը՝ տասը տարվա միջին գազի գնի և էլեկտրակայանների արդյունավետության հիման վրա՝ արտադրական ծախսերի աճի նախապատվության սկզբունքն ապահովելու նպատակով:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 27: ՋԵՐՄԱՅԻՆ ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ՏԵԽՆԻԿԱԿԱՆ ԲՆՈՒԹԱԳՐԵՐԸ				
Էլեկտրակայանի անվանումը	Արմփաուեր	Հրազդան-5	Երևան ՋԷԿ	ՀԱԷԿ
jROS ծրագրում օգտագործված կայանի անվանումը	Արմփաուեր ՀՇԳՑ	Հրազդան 5	Երևան ՀՇԳՑԷ	Բազային
Կայանի տեսակը ըստ ENTSO-E տվյալների	Գազով ՀՇԳՑԷ նոր	Գազով ՀՇԳՑԷ նոր	Գազով ՀՇԳՑԷ նոր	Միջուկային
Խումբ	Գազ	Գազ	Գազ	Միջուկային
Բլոկների քանակ	1	1	1	2
Անվանական հզորություն (ՄՎտ)	254	440	233.6	220
Դրվածքային հզորություն (ՄՎտ)	254	440	250.6	448.25
Բազիսային արտադրություն	Ոչ	Ոչ	Ոչ	Այո ¹
Նվազագույն կայուն հզորություն (ՄՎտ)	140	280	180	220

¹ Մոդելավորման ենթադրություն է, քանի որ ատոմային կայանների բեռնվածությունը, առհասարակ չի տատանվում, արտադրության ծավալը մնում է անփոփոխ:

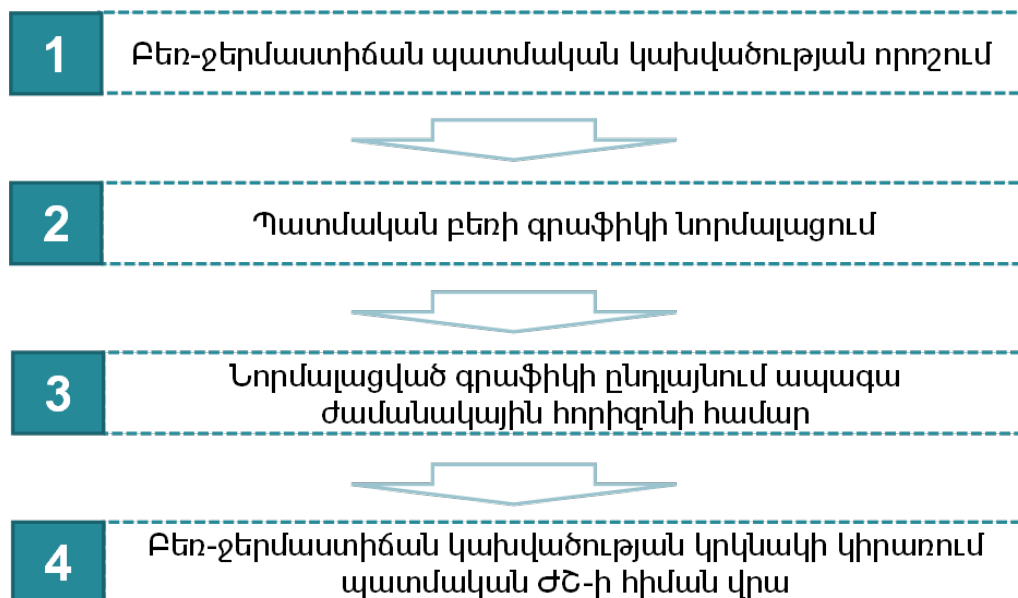
ԱՂՅՈՒՄԱԿ 28: ԶԵՐՄԱՅԻՆ ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ՏԵԽՆԻԿԱԿԱՆ ԲՆՈՒԹԱԳՐԵՐԸ				
Հզորությունը զարգացնելու նվազագույն ժամանակը (ժ)	3	4	4	24
Հզորությունը նվազեցնելու նվազագույն ժամանակը (ժ)	2	4	4	24
Պտտվող պահուստ (%)	0	0	0	0
CO ₂ (տոննա/ՄՎտժ) ²	0.2052	0.2052	0.2052	0
Սահմանային ծախսեր (ՀՀ դրամ/կՎտժ) ³	19.335	24.484	0 (22.635)	15.921
Հաստատուն ծախսեր (ՀՀ դրամ/ժամ)	6243.36	4492.46	3321.29	8610.87
Սահմանային ծախսեր (Եվրո/ՄՎտժ) ⁴	36.07	45.68	42.23	29.70
Հաստատուն ծախսեր (Եվրո/ժամ)	11.65	8.38	6.20	16.07

² Աղբյուր՝ ENTSO-E MAF data [9]

³ Սահմանային ծախսերը արտահայտիչ չլինելու, այսինքն շատ ցածր լինելու պատճառով, դրանց փոխարեն օգտագործվել են Էլեկտրաէներգիայի սակագները՝ ապահովելու արտադրական ծախսերի աճման սկզբունքը:
:

5.2.1.2 ԲԵՌԻ ԳՐԱՖԻԿԱԿԱՆ ՄՇԱԿՈՒՄ

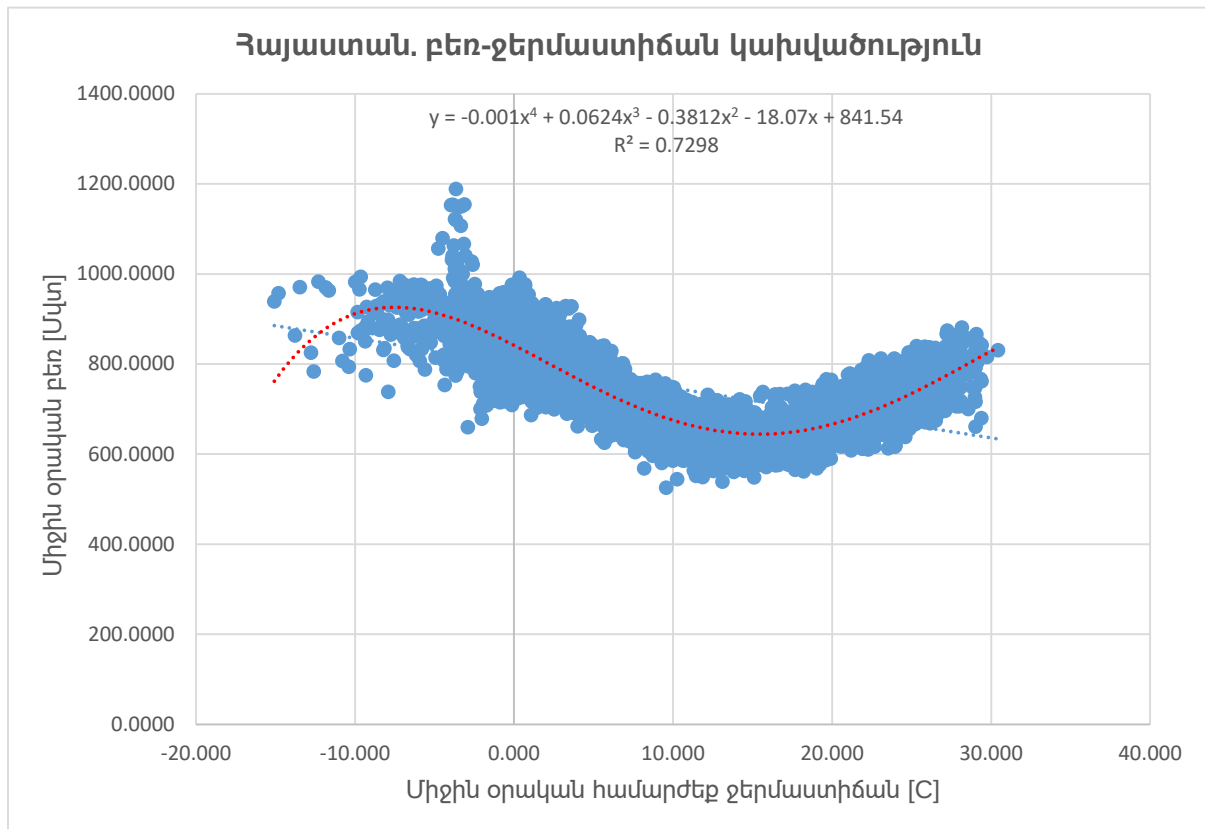
Էլեկտրաէներգետիկական համակարգերի մոդելավորման համար կարևոր մուտքային տվյալ է համարվում բեռի գրաֆիկը (ԲԳ), որն էլ օգտագործվել է մոդելում: Զանի որ արտադրության մոդելը ներկայացվում է ժամային կտրվածքով՝ Էլեկտրական բեռի գրաֆիկը նույնպես կառուցվել է ժամային կտրվածքով: Արդյունքների վիճակագրական նշանակալիությունը բարելավելու համար (տե՛ս նաև Գլուխ 5.2.2 «Մոդելին բնորոշ մուտքային տվյալներ»), այս ուսումնասիրության ընթացքում Էլեկտրական բեռի մոդելավորման համար օգտագործվել է մեկից ավելի ԲԳ: Բեռի գրաֆիկները, որոնք օգտագործվել են վերարտադրման համար, արդեն ներառում են բաշխիչ ցանցին միացած առկա արտադրությունը (որպես «բացասական բեռ»): Բաշխիչ ցանցին ապագայում միացվող լրացուցիչ արտադրական հզորությունները մոդելավորվել են որպես առանձին հավաքական Էլեկտրակայաններ (օրինակ՝ փոքր հիդրոէլեկտրակայան, խոշոր ՖՎ կայան, տանիքային ՖՎ և հողմակայան) և դրանց ԲԳ-ների համար Antares մոդելում ներկայացվել են առանձին բեռի գրաֆիկներ: Թեև օդերևութաբանական փոփոխականները նույնպես կարող են ազդել Էլեկտրական բեռի վրա (օրինակ՝ քամու արագությունը), այս տվյալը ընտրվել է միայն Էլեկտրական բեռի վրա ջերմաստիճանի ազդեցությունը ուսումնասիրելու համար: Սա ընդունված պրակտիկա է (տե՛ս, օրինակ, հղումներ [8]-րդ և [9]-րդ փաստաթղթերը) և բավարար է համարվում երկարաժամկետ ուսումնասիրությունների համար: Բեռի գրաֆիկի կառուցման գործընթացը ներկայացված է Նկար 46-ում:



Նկար 24: Բեռի ժամանակային շարքի կառուցման գործընթաց

Հիմնվելով 2011-2020 թվականների բեռի պատմական տվյալների և այդ ժամանակահատվածում Հայաստանի Հանրապետության միջին ջերմաստիճանի տվյալների վրա՝ բեռի գրաֆիկի կառուցման առաջին քայլն է որոշել բեռ-ջերմաստիճանի կախվածությունը:

Համակարգի բեռ-ջերմաստիճան կախվածությունը բնութագրելու համար կատարվել է մոտարկում չորրորդ կարգի բազմանդամի հիման վրա՝ կիրառելով նվազագույն քառակուսիների մեթոդը: Այս գործընթացը պատկերված է Նկար 47-ում, որտեղ ցուցադրվում է չորրորդ կարգի բազմանդամի հնարավորությունը՝ գրանցելու թե տաքացման և թե սառեցման ազդեցությունը: Նկարից երևում է, որ տվյալները սահմանափակվում են 30°C մակարդակով, քանի որ այս բազմանդամ ռեգրեսիան հաշվի է առել միջին օրական ջերմաստիճանը (ժամային ջերմաստիճանի փոխարեն): Օդի միջին օրական ջերմաստիճանը չի գերազանցել 30°C:



5.2.1.3 ՀԻՊՈԷԼԵԿՏՐԱԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅՈՒՆԸ

Այս վերլուծության նպատակով օգտագործվել են փոքր ՀԷԿ-երի, Սևան-Հրազդան և Զոնթուր-Գլուբալ ՀիդրոԿասկադ կասկադների ՀԷԿ-երի արտադրության 2001-2023 թվականների բնական ներհոսքերի տվյալները՝ օրական կտրվածքով, որոնք մուտքագրվել են jROS ծրագրում: Հավանականային մեթոդաբանության մեջ դրանք կիրառվում են հնարավոր կլիմայական տարիները նկարագրելու համար (տես «Մոդելին բնորոշ մուտքային տվյալներ» Գլուխ 5.2.2): ԱՂՅՈՒՄԱԿ 44-ը ամփոփում է բազմամյա բեռի գրաֆիկներում ներկայացված տարեկան արտադրության ծավալները: Աղյուսակում ներկայացված են պատմական տարեկան ծավալները տասը տարվա ժամային տվյալների հիման վրա, որոնք օգտագործվել են համապատասխանության բնական ներհոսքերի հաշվարկի մոդելը մշակելու համար: : ԱՂՅՈՒՄԱԿ 45-ում դիտարկված հզորությունները ներառում են արդեն գոյություն ունեցող 446.10 ՄՎտ ընդհանուր հզորությամբ փոքր ՀԷԿ-երը:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 28: ՀԻՂՐՈԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅԱՆ ՊԱՏՄԱԿԱՆ ՏՎՅԱԼՆԵՐԸ ԸՍՏ ՏԱՐԻՆԵՐԻ (ՄՎՏԺ)

Կայանի տեսակ	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Փոքր ՀԷԿ-եր	726242	878362	931372	882900	1026300	955600	829878	901587	814503	711912
Սևան-Հրազդան ՀԷԿ-երի Կասկադ	468827	449035	402384	463418	410815	423492	401083	456459	390631	398659
Որոտան ՀԷԿ-երի Կասկադ	831732	908075	977899	929637	894036	980288	991652 ⁵	940696	740059	543238

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 29: ՓՈՔՐ ՀԷԿ-ԵՐԻ, ՆԵՐԱՌՅԱԼ 384.2 ՄՎՏ ԱՌԿԱ ԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ՀԶՈՐՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ 2025-2034 ՊԼԱՆԱԿՈՐՄԱՆ ԺԱՄԱՆԱԿԱՅԱՏՎԱԾՈՒՄ

Հզորություն (ՄՎտ)										
Սցենար	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Հիմնական	446.1	446.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1
Լավատեսական	446.1	446.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1
Վատատեսական	446.1	446.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1	466.1

5.2.1.4 ՖՎ ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՅԱՆՆԵՐ

ՖՎ կայանների 2014-2023 թվականների բեռի գրաֆիկները հավանականային մոդելում օգտագործվել են ժամային կտրվածքով հնարավոր կլիմայական տարիները արտացոլելու համար (տես՝ «Մոդելին բնորոշ միևնույն տվյալներ» Գլուխ 5.2.2-ը): ԱՂՅՈՒՄԱԿ 46-ն ամփոփում է 1 ՄՎտ հզորությամբ տիպային բլոկի տարեկան արտադրանքը:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 30: ՏԱՐԵԿԱՆ ՖՎ ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅԱՆ ՊԱՏՄԱԿԱՆ ՏՎՅԱԼՆԵՐԻ ՇԱՐՔԵՐԸ										
Կայանի տեսակ	Տարեկան արևային արտադրություն (ՄՎտժ/ՄՎտ)									
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Խոշոր ՖՎ	1607	1653	1495	1670	1585	1665	1585	89590	241329	382305
Տանիքային ՖՎ	1255	1291	1168	1305	1238	1301	1238	74000	123000	186000

5.2.1.5 ՄԻՋՅԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԵՐ

Հայաստանի և Վրացական ու Իրանական էներգահամակարգերի միջև միջհամակարգային գծերի հզորությունները դիտարկվել են՝ ԱՂՅՈՒՄԱԿ 49-ում ներկայացված տվյալների հիման վրա:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 31: ՄԻՋՅԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԳԾԵՐԻ ՀՁՈՐՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ 2025-2034 ՊԼԱՆԱՎՈՐՄԱՆ ԺԱՄԱՆԱԿԱՅԱՑՎԱԾՈՒՄ										
ՏԱՐԻ	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Դեպի Վրացական էներգահամակարգ	150	150	150	350	350	350	350	350	350	350
Դեպի Իրանական էներգահամակարգ	330	600	600	600	600	1200	1200	1200	1200	1200

5.2.1.6 ՊԱՅՈՒՄՆԵՐ

Այս ուսումնասիրության շրջանակում առաջնային և երկրորդային պահուստների համար դիտարկվել է 0 ՄՎտ հզորություն:

5.2.1.7 ԳԱԶ-ԷԼԵԿՏՐԱԷՆԵՐԳԻԱ ՓՈԽԱՆԱԿՈՒՄ ԻՐԱՆԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՅԱՄԱԿԱՐԳԻ ՀԵՏ

Հայաստանի և Իրանական Էներգահամակարգի միջև գործում է «Գազ-Էլեկտրաէներգիա փոխանակման մասին» պայմանագիրը, որը դիտարկվել է ուսումնասիրության շրջանակում, ինչպես ներկայացված է «Տնտեսական կարգավարման վերլուծություն»՝ Գլուխ 5.3.3 -ում: Պայմանագրի հիմնական դրույթները նշված են ստորև.

- Հայաստանը տարեկան 365 միլիոն խ. մ. բնական գազ է ստանում Իրանից.
- Հայաստանը տարեկան 1.1 միլիոն ՄՎտժ Էլեկտրաէներգիա է տրամադրում Իրանական Էներգահամակարգին, որը ամսական կտրվածքով արտահայտվում է կՎտժ-ով: Տասը տարվա հորիզոնի մոդելավորման նպատակով տարեկան արտահանման պահանջարկը դիտարկվել է տարեկան մինչև 1.8 միլիոն ՄՎտժ, որի դեպքում անհրաժեշտ է 600 միլիոն խ. մ. բնական գազ:
- Երևանի ԶԷԿ ՀՇԳՑԵ-ն ստանում է գազը և արտադրում էլեկտրաէներգիա.
- Գազ-Էլեկտրաէներգիա փոխանակման պայմանագրից բխող Էլեկտրաէներգիայի հոսքերը իրականացվում են Հայաստան-Իրան միջհամակարգային գծի միջոցով:

5.2.1.8 ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՑԱՆԻ ՀՈՒՍԱԼԻՈՒԹՅՈՒՆԸ

Մոդելավորման ժամանակ մուտքային տվյալներում ներառվել են պլանային անջատումները՝ JROS-ում դիտարկվող ջերմաէլեկտրակայանների մոդելների հոսալիությունն արտացոլելու նպատակով: Բոլոր տեսակի անջատումների համար որոշվել են անջատումների հաճախականության և տևողության ցուցանիշները:

Վթարային անջատումների համար կիրառվել են 2014-2023 թվականներին ջերմային կայանների անջատումների հաճախականության և միջին տևողության տվյալները: Այդ տվյալների հիման վրա հաշվարկվել և մոդելում օգտագործվել են դրանց միջին արժեքները, ինչպես ներկայացված է ԱՂՅՈՒՄԱԿ 50-ում:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 32: ՈՉ-ՊԼԱՆԱՅԻՆ ԱՆՋԱՏՈՒՄՆԵՐԻ ՀԱՃԱԽԱԿԱՆՈՒԹՅԱՆ ԵՎ ՏԵՎՈՂՈՒԹՅԱՆ ՎԵՐԱԲԵՐՅԱԼ ՄՈՒՏՔԱՅԻՆ ՏՎՅԱԼՆԵՐ		
	ՈՉ-ՊԼԱՆԱՅԻՆ ԱՆՋԱՏՈՒՄՆԵՐԻ ՀԱՃԱԽԱԿԱՆՈՒԹՅՈՒՆԸ	ՄԻՋԻՆ ՏԵՎՈՂՈՒԹՅՈՒՆԸ
ՀԱԷԿ	0.79%	30.82
Հրազդան-5	0.53%	20.25
Երևանի ԶԷԿ	0.55%	8.43
Արմփաուեր	0.02%	1.29

Պլանային անջատումների համար մոդելում նշվել են ատոմային և ջերմային կայանների սպասարկման ժամանակացույցերը: Տրամադրվել են հետևյալ լրացուցիչ պարզաբանումները.

- Ատոմային
 - Երկարատև նորոգում՝ չորս տարին մեկ անգամ՝ 65-70 օր
 - Ստանդարտ նորոգում՝ տարեկան 45 օր
- Ջերմային
 - Երկարատև նորոգում՝ տարեկան 40 օր
 - Ստանդարտ նորոգում՝ 4 օր

Նորոգման իրական ժամանակացույցերը, որոնք ԷԷՅՕ-ն սկզբում դիտարկել է մոդելավորման նպատակով, անհրաժեշտ էր մի փոքր փոփոխել վերարտադրումների իրականացման ժամանակ, որպեսզի ՎԷԱ-ի բացակայության և բարձր պահանջարկի պարագայում ապահովվի ջերմային ագրեգատների օպտիմալ հասանելիությունը և ընդհանուր համակարգի համապատասխանությունը: ԱՂՅՈՒՄԱԿ 33-ը ներկայացնում է ջերմային ագրեգատների փոփոխված սպասարկման ժամանակացույցերը ուսումնասիրության ժամանակահատվածում:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 33: ԶԵՐՄԱՅԻՆ ԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ՆՈՐՈԳՄԱՆ ԺԱՄԱՆԱԿԱՑՈՒՅԸ				
	ՀԱԷԿ	Երևան ՀՇԳՑԷ	Արմփառուեր ՀՇԳՑ	Հրազդան-5
Տարի				
2025	Ապրիլի 15-ից-հունիս 25	Ապրիլի 1-ից- ապրիլ 15	Ապրիլի 17-ից- ապրիլ 22 Սեպտեմբերի 10-ից - Սեպտեմբերի 15	Մարտի 1-ից –մարտի 12 Հոկտեմբերի 1- հոկտեմբերի 20
2026	Մայիսի 15-ից-հունիս 29	Ապրիլի 1-ից- ապրիլ 26	Օգոստոսի 1-ից - օգոստոսի 30	Մարտի 20-ից –մարտի 31 Հոկտեմբերի 1- դեկտեմբերի 18
2027	Մայիսի 15-ից- հունիս 29	Ապրիլի 1-ից- ապրիլ 16	Օգոստոսի 1-ից - օգոստոսի 9	Ապրիլի 1-ից –ապրիլ 20 Հոկտեմբերի 1- հոկտեմբերի 12
2028	Ապրիլի 15-ից-հունիս 20	Մայիսի 1-ից-մայիսի 26	Օգոստոսի 1-ից - օգոստոսի 5	Մարտի 1-ից –մարտի 20 Հոկտեմբերի 1- հոկտեմբերի 12
2029	Մայիսի 15-ից- հունիս 29	Օգոստոսի 5-ից - օգոստոսի 30	Օգոստոսի 1-ից - օգոստոսի 5	Ապրիլի 19-ից –ապրիլ 30

				Հոկտեմբերի 30- դեկտեմբեր 1
2030	Մայիսի-15-ից-հունիս 29	Ապրիլի 1-ից- մայիսի 11	Օգոստոսի 1-ից - օգոստոսի 6	փետրվարի 9-ից – փետրվարի 28 սեպտեմբերի 1-ից- սեպտեմբեր 12
2031	Մայիսի 15-ից-հունիս 29	մայիսի 1-ից-մայիսի 16	Հունիսի 1-ից-հուլիս 22 Օգոստոսի 1-ից - օգոստոսի 18	Մարտի 1-ից –մարտի 12 Հոկտեմբերի 16- դեկտեմբեր 25
2032	Մայիսի 15-ից-հուլիսի 17	Օգոստոսի 1-ից - օգոստոսի 26	Հունիսի 18-ից-հուլիս 22	Մարտի 1-ից –մարտի 12 Հոկտեմբերի 1- հոկտեմբերի 20
2033	Մայիսի 15-ից-հունիս 29	Հունիսի 1-ից- հուլիս 16	Հոկտեմբերի 1-ից – հոկտեմբերի 5	Մարտի 1-ից –մարտի 20 Նոյեմբերի 1-ից- նոյեմբեր 12
2034	Մայիսի 15-ից-հունիս 29	Ապրիլի 1-ից- ապրիլ 26	Հոկտեմբերի 1-ից – հոկտեմբերի 5	Մարտի 1-ից –մարտի 12 Նոյեմբերի 1-ից-դեկտեմբեր 3

5.2.2. ՍՈՂԵԼԻՆ ԲԵՈՐՈՇ ՍՈՒՏԶԱՅԻՆ ՏՎՅԱԼՆԵՐ

Արտադրության կարգավարման մոդելը ստեղծվել է jROS-ի պատրաստականության և տնտեսական կարգավարման ծրագրում: ENTSO-E կազմակերպության մի քանի անդամ այս ծրագիրն օգտագործում է արտադրության համապատասխանության և տնտեսական կարգավարման հետ կապված ուսումնասիրություններ կատարելու նպատակով:

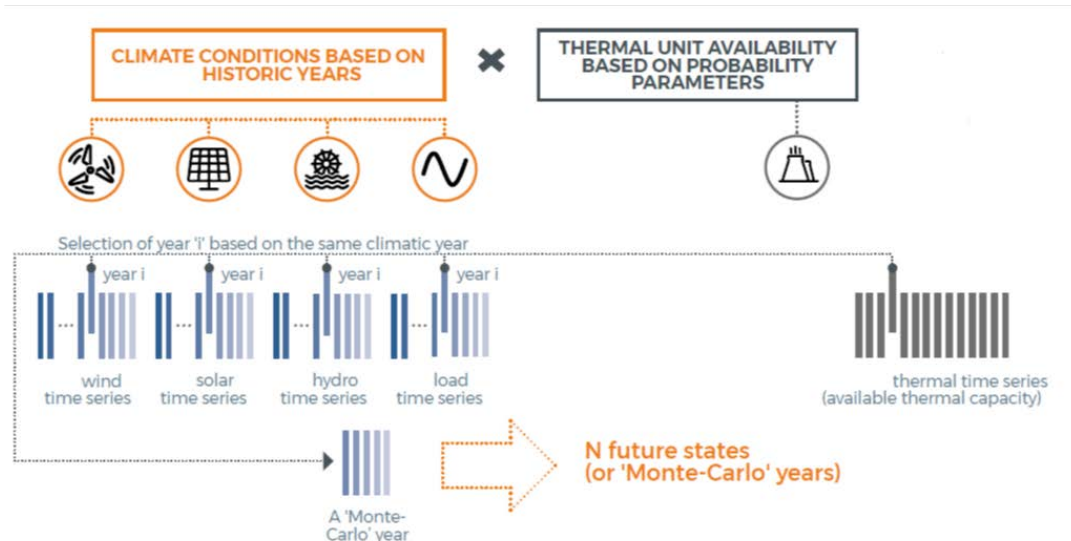
Պայմանավորված էլեկտրաէներգետիկական համակարգում ՎԷԱ հզորությունների ակտիվ ինտեգրմամբ՝ որոշիչ է դարձել օդերևութաբանական փոփոխականների մոդելավորումը: Բացի այդ, արտադրության համապատասխանության վերաբերյալ վիճակագրորեն վավեր արդյունքներ ստանալու համար պետք է հատուկ ուշադրություն դարձնել նաև արտադրության հասանելիության մոդելավորմանը: Այս մոդելավորման մանրամասն նկարագրությունը ներկայացված է հաջորդ բաժիններում:

5.2.2.1. ԵՂԱՆԱԿԱՅԻՆ ՓՈՓՈԽԱԿԱՆՆԵՐԻ ԵՎ ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅԱՆ ՀԱՍԱՆԵԼԻՈՒԹՅԱՆ ՍՈՂԵԼԱՎՈՐՈՒՄ

ՎԷԱ-րի ինտեգրումը էլեկտրաէներգետիկական համակարգ անհրաժեշտություն է առաջացնում կատարելու հավանականային վերլուծություն: Ստացված արդյունքների վիճակագրական նշանակալիությունը բարելավելու համար այս հետազոտության մեջ օգտագործվել է «Մոնտե-Կառլոյի» մեթոդը: Մեծ թվով տարբեր դետերմինիստական ԲՊՏԿ խնդիրների վերլուծության արդյունքում կարելի է հանգել հավանականային եզրակացությունների:

Դիտարկվող տարիների կառուցման ընթացքում հատուկ ուշադրություն է դարձվել տարբեր փոփոխականների հարաբերակցությանը, ինչպես ներկայացված է Նկար 25-ում: Օդերևութաբանական պայմանները (օրինակ՝ ճառագայթումը, ջերմաստիճանը) արտահայտվում են մի քանի հիմնական մուտքային փոփոխականների տեսքով (օրինակ՝ ՖՎ արտադրություն, բեռ): Զանի որ օդերևութաբանական փոփոխականները փոխկապակցված են (օրինակ, բարձր ջերմաստիճանի դեպքում ճառագայթումը նույնպես բարձր է լինում): Սա կարելի է ապահովել, համադրելով մեկ պատմական տարվան վերաբերող փոփոխականները, օրինակ՝ 2014 պատմական տարվա ՖՎ արտադրությունը միշտ պետք է համադրել 2014 պատմական տարվա ջերմաստիճանին համապատասխան բեռի հետ:

Որոշ փոփոխականներ, օրինակ՝ էլեկտրակայանի հասանելիությունը, կախված չեն եղանակային պայմաններից և կարող են ազատորեն համադրվել որևէ համապատասխան փոփոխականի հետ:



Նկար 25: Մոնտե Կառլո տարիների կառուցման մեթոդը

5.2.2.2. ՕՊՏԻՄԱԼԱՑՄԱՆ ԿԱՐԳԱՎՈՐՈՒՄՆԵՐ ԵՎ ԲՆՈՒԹԱԳՐԵՐ

jROS ծրագիրը տրամադրում է մի քանի օպտիմալացման տարբերակներ, որոնք հնարավոր է ճկուն կերպով օգտագործել տարբեր իրավիճակներում: Այս ուսումնասիրության շրջանակում կատարված վերլուծության համար կարելի է առանձնացնել երկու ցայտուն դեպք:

- Համապատասխանության մոդելավորում: Հաշվի առնելով, որ արտադրության համապատասխանության վերլուծությունը բացահայտում է հազվադեպ տեղի ունեցող երևույթներ, անհրաժեշտ է ուսումնասիրել բազմաթիվ տարիներ: Ուստի հաշվարկի արդյունքում ներկայացուցչական տվյալներ ստանալու համար կիրառվել է jROS «արագ» օպտիմալացման ռեժիմը:
- Զանի որ Jros ծրագիրը հնարավորություն ունի մոդելավորելու կայաններ, կասկադներ, պայմանագրեր, ստեղծվել են յուրաքանչյուր սցենարի, յուրաքանչյուր տարվա համար առանձին մոդելներ:
- Մոդելները ստղծելու համար, հաշվարկվել են տարբեր պարամետրեր, այդ թվում՝ ընդհանուր բեռը, պիկային բեռը, ընդհանուր տնօրինելի ՖՎ արտադրությունը, ընդամենը հասանելի հիդրոկայանների արտադրությունը:

Համապատասխանության ուսումնասիրության ժամանակ կատարվել է սցենարների վերլուծություն, ինչպես մանրամասնորեն նկարագրված է սցենարների մշակման բաժնում: Հիմնական սցենարների մանրամասն նկարագրությունը ներկայացված է ստորև և ամփոփված է ԱՂՅՈՒՄԱԿ 34-ում:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 34: ՀԱՄԱՊԱՏԱՍԽԱՆՈՒԹՅԱՆ ՈՒ ՍՈՒՄՆԱՍԻՐՈՒԹՅԱՆ ԾՐ ԶԱՆԱԿՈՒ Մ ԴԻՏԱՐԿՎՈՂ ՍՑԵՆԱՐ ՆԵՐ Ի ԱՄՓՈՓՈՒ Մ ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԸ

Ժամանակացույցում ամրագրված ՎԷԱ-ի ինտեգրումը՝ մինչև 2030 թվականը. 1110.8 ՄՎտ ՖՎ, 466.10 ՄՎտ փոքր ՀԷԿ-եր	Սցենար 1	Սցենար 2	Սցենար 3
	Հիմնական	Լավատեսական	Վատատեսական
	Էլեկտրաէներգիայի արտադրության ավելցուկը կրճատվել է և ավելացվել է արտահանման չափաքանակները:	Էլեկտրաէներգիայի արտադրության ավելցուկը կրճատվել է և ավելացվել է արտահանման չափաքանակները:	Էլեկտրաէներգիայի արտադրության ավելցուկը կրճատվել է և ավելացվել է արտահանման չափաքանակները, հաշվի առնելով միջհամակարգային գծի թողունակությունը:

Իրականացվել է տնտեսական կարգավարման զգայունության երկու վերլուծություն՝ սցենարներ 1 և 2-ի հիման վրա.

1. Արտահանումը դեպի Իրանական Էներգահամակարգ սահմանափակված է 300 ՄՎտ-ով մինչև 2027 թվական, բոլոր սցենարներում: Արտահանումը Հայաստան-Վրաստան միջհամակարգային գծով բացակայում է, քանի որ չկա պայմանագիրը, որը կարող է հիմք հանդիսանալ հետագա ուսումնասիրությունների համար:

5.2.3. ՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՀԱՄԱՊԱՏԱՍԽԱՆՈՒԹՅԱՆ ՈՒՍՈՒՄՆԱՍԻՐՈՒԹՅՈՒՆ

Սկզբում jROS ծրագրի միջոցով կատարվել է համապատասխանության մոդելավորում, ինչպես նկարագրված է Գլուխ 5.2.2.2՝ Օպտիմալացման կարգավորումներ և բնութագրեր: Համակարգի համապատասխանությունը տարբեր իրավիճակներում որոշելու նպատակով կիրառվել են տիպիկ ցուցանիշներ, որոնք ներկայացվել են Էլեկտրակայանների կողմից: Ինչպես նաև «Գազ Էլեկտրաէներգիա փոխանակման» պայմանագիրը մոդելավորվել է jROS ծրագրի միջոցով:

5.2.4. ՏՆՏԵՍԱԿԱՆ ԿԱՐԳԱՎԱՐՄԱՆ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅՈՒՆ

Այս մոտեցման հաջորդ քայլը կարգավարման գործընթացի մոդելավորումն է, երբ իրականացվել է տնտեսական կարգավարման հաշվարկ, որի արդյունքները կօգտագործվեն ցանցի վերլուծության համար:

Նախնական վերլուծության ժամանակ ընդունվեց, որ համակարգը ճկուն չէ՝ պայմանավորված խոշոր ջերմային էլեկտրակայանների սահմանափակ քանակությամբ և, միևնույն ժամանակ, դրանց նվազագույն բեռի բարձր շեմով (սովորաբար կոչվում է ջերմային սահմաններ/սահմանափակումներ), ինչը, բեռի պահանջները բավարարելուց հետո, հանգեցնում է էլեկտրաէներգիայի ավելցուկի իրացման անիրագործելի տեխնիկական պայմանների: Վերլուծության արդյունքում պարզ է դարձել, որ արտահանման հնարավորությունը բարձրացնում է համակարգի ճկունությունը, այսինքն՝ համակարգի ավելցուկը կամ «չպահանջված» էլեկտրաէներգիան կարող է արտահանվել դեպի Իրանական էներգահամակարգ: Մյուս կողմից, ՎԷԱ արտադրության անկայունությունը և ավանդական արտադրության ցածր ճկունությունը ուղղակիորեն ազդում են դեպի Իրան իրականացվող արտահանման հնարավորությունների վրա: Կարգավարման գործառույթի մոդելավորման և արդյունքների հետագա մշակման ողջ գործընթացը բաղկացած է հետևյալ քայլերից.

1. Տնտեսական կարգավարման գործընթացի մոդելավորումը jROS -ում կատարվում է հաշվի առնելով ջերմային, ՖՎ և հիդրոկայանների արտադրությունը, ինչպես նաև բեռի ժամանակային շարքերը:
2. Արդյունքում ստանում ենք տնտեսապես կարգավորված ՋԷԿ-եր և չպահանջված էներգիա:
3. Տվյալների հետագա մշակման ժամանակ ստուգվում են չպահանջված էներգիայի ժամային քանակները և առաջին հերթին ուղարկվում են դեպի Իրանական էներգահամակարգ, հաշվի առնելով միջհամակարգային գծի հզորությունը (որը փոփոխվում է պլանավորման հորիզոնում դիտարկված սցենարներում):
4. Եթե չպահանջված ժամային էլեկտրաէներգիան գերազանցում է Հայաստան-Իրան միջհամակարգային գծի թողունակությունը, ապա
 - ա. Ավելցուկային էլեկտրաէներգիայի քանակները կրճատվել են, հիմնականում անջատվել են ջերմային էլեկտրակայանները
 - բ. Եթե դեռ մնացել է չպահանջված էներգիա, ապա կրճատվում է ՎԷԱ կայանների արտադրությունը:
5. Եթե չպահանջված էլեկտրաէներգիայի ժամային քանակները Հայաստան-Իրան միջհամակարգային գծով նախատեսված (պայմանագրային) ծավալներից քիչ են, ապա.
 - ա. Բարձրացվում է Արմփաուեր ՀԾԳՑ կայանի արտադրությունը՝ Հայաստան-Իրան միջհամակարգային գծի ազատ հզորությունը յուրացնելու համար՝ պայմանագրի տարեկան էներգիայի թիրախները ապահովելու նպատակով:
 - բ. Գործող ջերմային կայանների մնացած հզորությունը օգտագործվում է ըստ ստորև նկարագրված հերթականության (տես ստորև՝ կետ 5(գ)):
Կայանների հզորությունը բարձրացվում է մինչև Հայաստան-Իրան միջհամակարգային գծի հզորության հասնելը կամ գեներատորի առավելագույն ելքային հզորության հասնելը:

գ. Կայանները դիտարկվում են հետևյալ հերթականությամբ, համաձայն իրենց սահմանային ծախսերի (սկսած ամենացածր ծախսեր ունեցողից):

1. Արմփաուեր ՅՇԳՑ
2. Երևանի ՁԷԿ ՅՇԳՑԷ
3. Զրազդան 5

դ. ԶԱԷԿ-ը ներառված չէ այս ցանկում, քանի որ հանդիսանում է բազիսային արտադրող կայան:

6. Ի վերջո, չպահանջված Էներգիան, որը Զայաստան-Իրան միջհամակարգային գծով փոխանցվում է 3-րդ քայլի (սկզբնական չպահանջված Էներգիա), կամ 5-րդ քայլի համաձայն (ջերմակայանների հզորության բարձրացման արդյունքում), վերահսկվում է (երկնիշ 0/1 գործոնների կիրառմամբ Excel վերլուծության միջոցով), այնպես որ 1.8 մլն ՄՎտժ տարեկան թիրախն ապահովելու համար առաջին հերթին օգտագործվի 3-րդ քայլի համաձայն վերաբաշխված Էներգիայի ամբողջ ծավալը, այնուհետև աշխատող ջերմային բլոկներից մնացած Էներգիան (5-րդ քայլ):
7. Եվս մեկ տարբերակ է դիտարկվում լավատեսական սցենարի համար, որտեղ տեղի է ունեցել ՎԷԱ արտադրության կրճատում, այնուհետև ավելցուկային ԷլետրաԷներգիա ունենալու դեպքում ԷլետրաԷներգիայի չափաքանակը արտահանվել է: Այս դեպքերում Իրանական Էներգահամակարգի հետ պայմանագրային ամսական Էներգիայի թիրախները սահմանափակում չեն համարվում: Այս հնարավորությունը մեծ նշանակություն կունենա այն ժամանակ, երբ 2030թ.-ից Զայաստան-Իրան միջհամակարգային հզորությունը հասնի 1200 ՄՎտ, և ավելանան ՖՎ հզորությունները:

5.3. ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ

Այս բաժնում ներկայացված են համապատասխանության և տնտեսական կարգավարման մոդելավորման արդյունքները բոլոր սցենարների համար: Սցենարներին հղում կատարելու նպատակով ստորև բերված աղյուսակներում կիրառվել են հետևյալ պայմանական անվանումները.

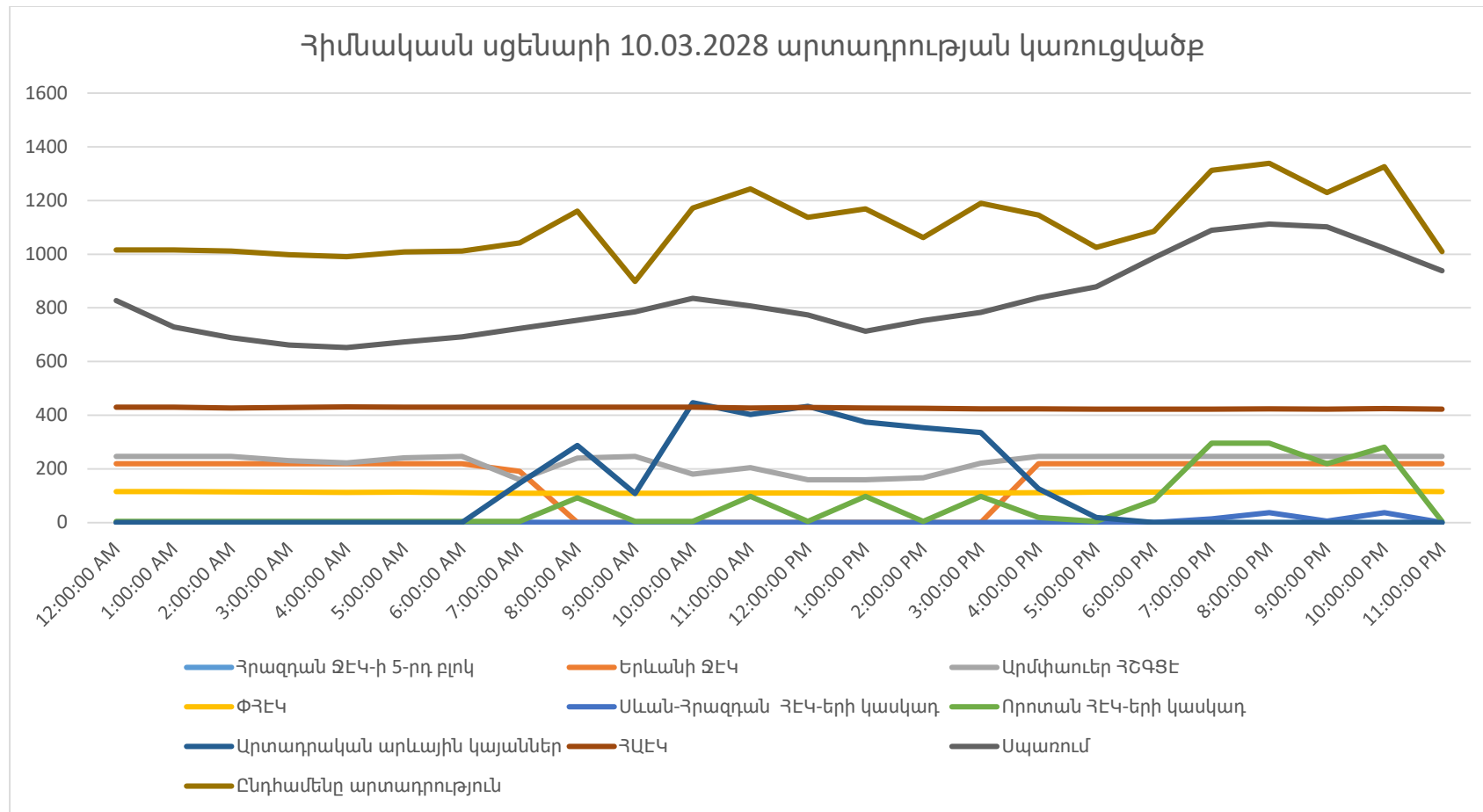
1. Բեռի հիմնական (բազիսային) կանխատեսում- արտադրության ավելցուկը արտահանվում է կամ կրճատվում է :
2. Բեռի լավատեսական կանխատեսում -արտադրության ավելցուկը արտահանվում է կամ կրճատվում է:
3. Բեռի վատատեսական կանխատեսում - արտադրության ավելցուկը կրճատվում է:

5.3.1. ԶԱՄԱԿԱՐԳԻ ԶԱՄԱՊԱՏԱՍԽԱՆՈՒԹՅԱՆ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ

5.3.1.1 ԲԵՌԻ ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՄԱՆ ԶԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐԻ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅՈՒՆ

Համապատասխանության ցուցանիշները բեռի հիմնական կանխատեսման սցենարում ներկայացված են ԱՂՅՈՒՄԱԿ 35-ում: Վերլուծությունները ցույց են տալիս, որ անգամ հիմնական սցենարում, որը ի տարբերություն վատատեսական սցենարի 2028 թվականից ունի միջհամակարգային Հայաստան-Իրան գծի ավելի բարձր թողունակություն, ունի ավելցուկային էլեկտրաէներգիայի ծավալներ:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 35: Հիմնական սցենար, էլեկտրաէներգիայի ավելցուկի ծավալները	
Տարի	Ավելցուկային էլեկտրաէներգիա, ՄՎտժ
2025	154,849
2026	138,609
2027	182,408.61
2028	57,230.46
2029	57,033.33
2030	53,322.06
2031	57,439.71
2032	55,973.3838
2033	52,598.75
2034	50,149.98

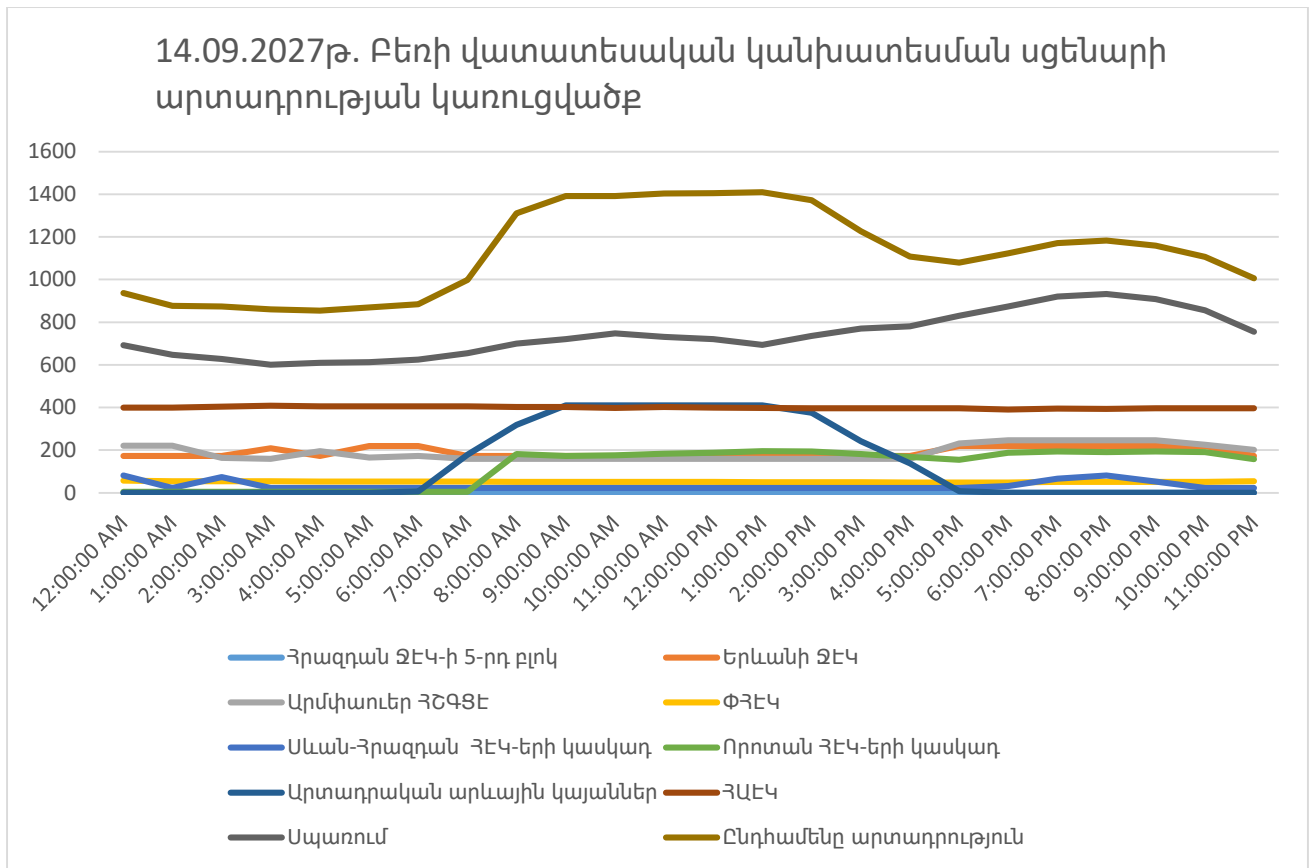


Նկար 26: Բեռի կանխատեսման հիմնական սցենարի էլեկտրաէներգիայի արտադրության կառուցվածք, 10.03.2028

5.3.1.2 ԲԵՌԻ ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՄԱՆ ՍՑԵՆԱՐԻ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅՈՒՆ

Համապատասխանության ցուցանիշները ցածր բեռի սցենարում ներկայացված են ԱՂՅՈՒՄԱԿ 36-ում: Աղյուսակից երևում է, որ էլեկտրաէներգիայի ավելացուկի ծավալները համեմատաբար բարձր են այս սցենարում և դրանցից ամենաբարձրը կազմում է 227797 ՄՎտժ 2027 թվականին: Համապատասխանության ցուցանիշները բեռի վատատեսական կանխատեսման սցենարում ներկայացված են ԱՂՅՈՒՄԱԿ 36-ում: Ի տարբերություն բեռի կանխատեսման լավատեսական սցենարի, վատատեսական սցենարում Հայաստան-Իրան միջպետական գծի թողունակու թյունը 2028 թվականից մինչև 2034 թվական սահմանափակված է 600 ՄՎտ-ով:

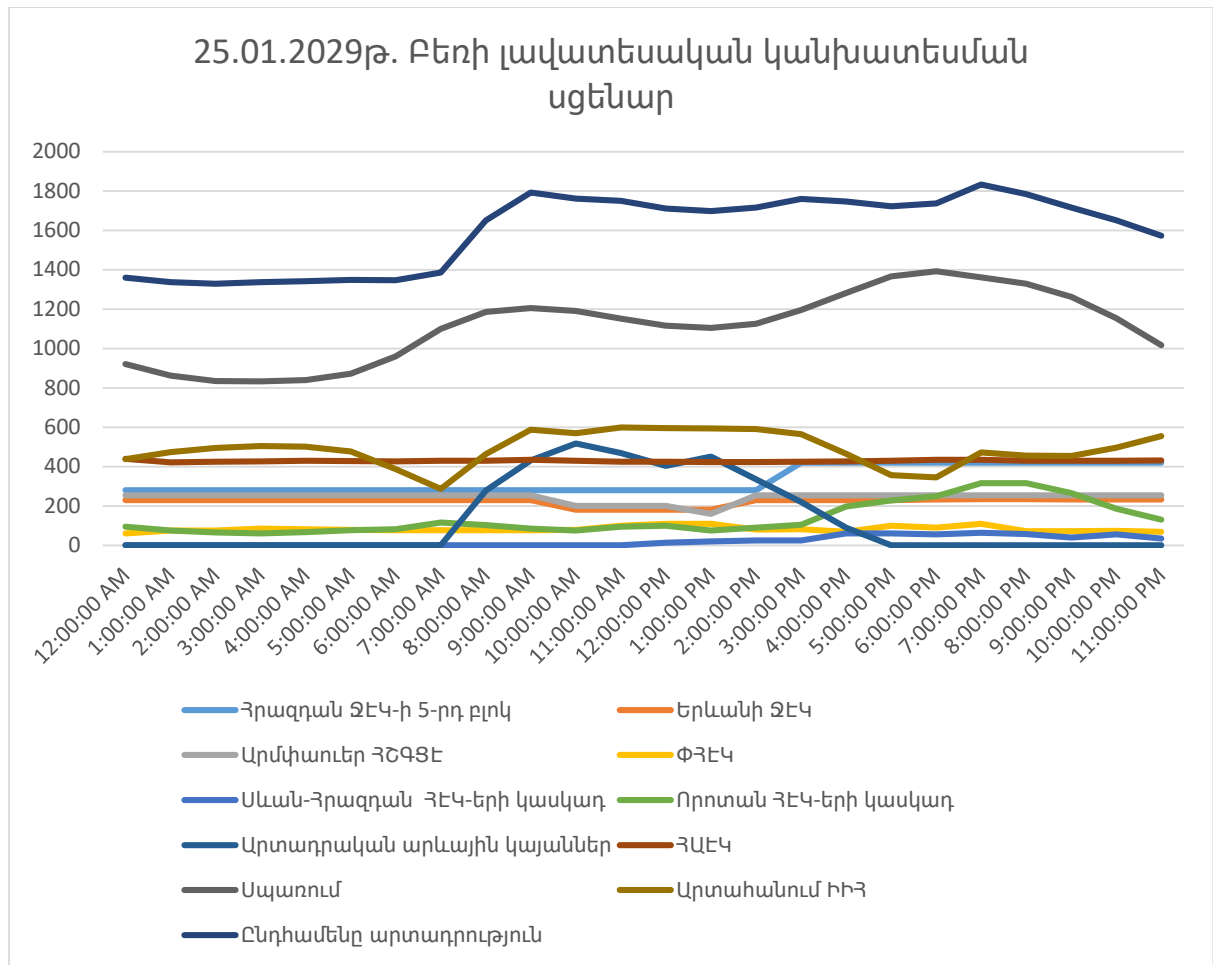
ԱՂՅՈՒՄԱԿ 36 Վատատեսական սցենար, էլեկտրաէներգիայի ավելցուկի ծավալները	
Տարի	Ավելցուկային էլեկտրաէներգիա, ՄՎտժ
2025	71,706.07
2026	227,525.4772
2027	227,797.0105
2028	94,255.5808
2029	105,130.3545
2030	99,674.2329
2031	96,397.3033
2032	72,543.1684
2033	92,347.8075
2034	88,246.9610



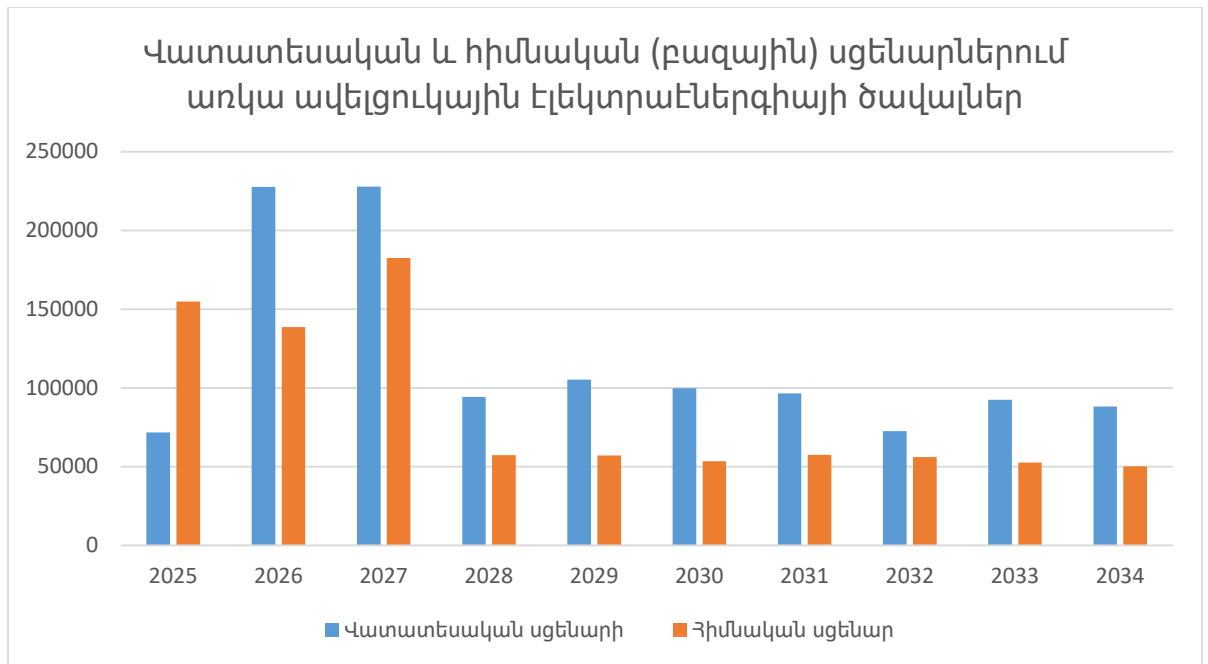
Նկար 27: Բեռի կանխատեսման վատատեսական սցենարի էլեկտրաէներգիայի արտադրության կառուցվածք, 14.09.2027թ.

5.3.1.3 ԲԵՌԻ ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ԿԱՆԽԱՏԵՍՄԱՆ ՍՑԵՆԱՐԻ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅՈՒՆ

Ի տարբերություն վատատեսական սցենարի բեռի լավատեսական կանխատեսման սցենարում 2028 թվականից մինչև 2034 թվականը Հայաստան-Իրան միջպետական գծի թողունակությունը կազմում է 1200 ՄՎտ, հետևաբար ավելցուկային էլեկտրաէներգիա առկա է 2024-2027 թվականներին, որի քանակները համապատասխանում է բեռի հիմնական կանխատեսման սցենարի հետ: Նկար 28-ում ներկայացված է 2029 թվականի կամայական օր:



Նկար 28: Բեռի կանխատեսման լավատեսական կանխատեսման արտադրության կառուցվածք, 25.01.2029թ.



Նկար 29: Վատատեսական և հիմնական (բազային) սցենարներում առկա ավելցուկային էլեկտրաէներգիայի ծավալներ:

5.3.2. ՏՆՏԵՍԱԿԱՆ ԿԱՐԳԱՎԱՐՄԱՆ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ

Այս բաժնում ներկայացվում և քննարկվում են տնտեսական կարգավարման վերլուծության արդյունքները դիտարկված սցենարների համար : ԱՂՅՈՒՄԱԿ 37 -ը ներկայացնում է 3 սցենարներում յուրաքանչյուր ջերմային էլեկտրակայանի ընդհանուր տարեկան արտադրանքը 2025-2034 թվականներն ընկած ժամանակահատվածում:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 37-ից երևում է, որ ՀԱԷԿ-ը, Երևանի ՋԷԿ ՀՇԳՑԵ-ն, Արմփատեր ՀՇԳՑԵ-ն ամենաշատ շահագործվող կայաններն են :

Վատատեսական սցենարում, որը ցածր բեռի սցենարն է, այդ կայանները նույնպես ամենաշատ արտադրանքն են ապահովում: Սակայն, ցածր պահանջարկի պատճառով յուրաքանչյուր ջերմային էլեկտրակայանի արտադրանքը ավելի քիչ է, քան բազային սցենարում:

ՀԱԷԿ-ի տարեկան արտադրանքը գրեթե նույն է բոլոր սցենարներում, տարբերությունը պայմանավորված է հիմնականում պլանային օրերի տարբերությամբ: Սակայն, բոլոր մյուս կայանների արտադրանքը տարբեր է, ինչը պայմանավորված է ՎԷԱ բարձր արտադրության արդյունքում մնացորդային բեռի նվազեցմամբ:

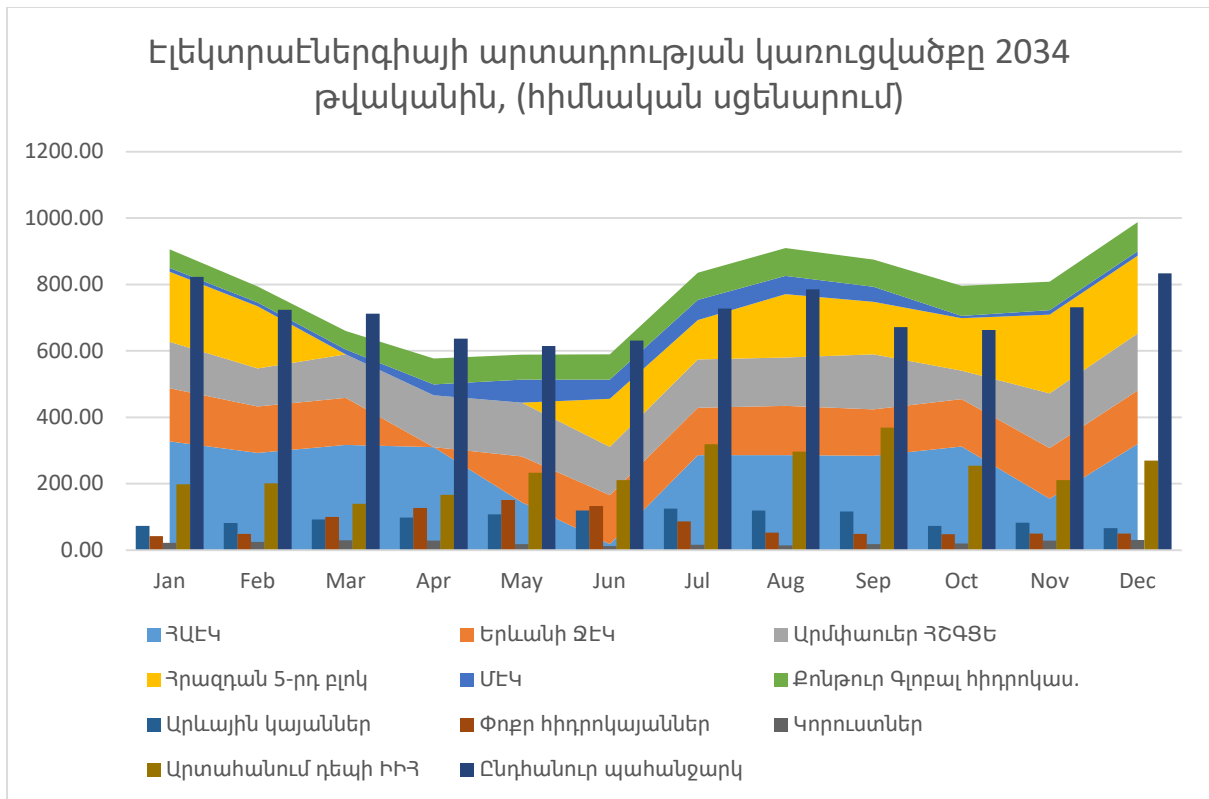
Լավատեսական սցենարում երևում է բոլոր էլեկտրակայանների, ներառյալ Հրազդան-5 Էներգաբլոկի ակտիվ ներգրավվածությունը ՀԱԷԿ-ի բացակայության պարագայում:

Վատատեսական սցենարում ջերմային էլեկտրակայանների ներգրավվածությունը ավելի քիչ է, քան մյուս սցենարներում:

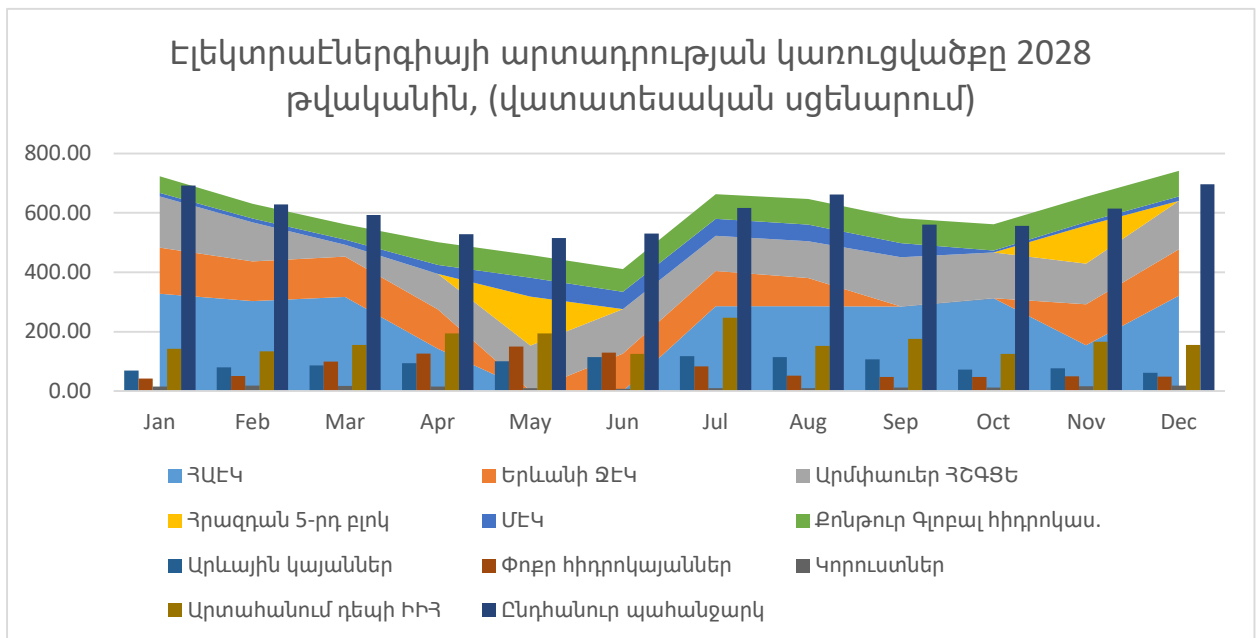
ԱՂՅՈՒՄԱԿ 37: 2025-2034 ԺԱՄԱՆԱԿԱՅԱՏՎԱԾՈՒՄ ԶԵՐՄԱՅԻՆ ԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ՏԱՐԵԿԱՆ ԱՐՏԱԴՐԱՆՔԸ ՏԱՐԲԵՐ ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ ՀԱՄԱՐ

ՍՑԵՆԱՐ		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Հիմնական	Արմիաուեր (ԳՎտժ)	1307.2	1734.2	1632.9	1337.8	1455.6	1742.9	1488.9	1736.2	1668.0	1728.0
	ՀԱԷԿ (ԳՎտժ)	2764.5	3020.8	3002.6	2825.8	3033.8	3033.8	3033.9	2844.7	3051.4	3051.4
	Հրազդան-5 (ԳՎտժ)	481.0	76.8	117.8	680.1	603.1	305.5	392.7	2622.5	1760.1	1639.5
	Երևանի ՁԷԿ ՀՇԳՑԷ (ԳՎտժ)	1471.8	1347.6	1352.4	1227.7	1150.1	1403.2	1226.3	1566.6	1680.5	1613.3
Լավատեսական	Արմիաուեր (ԳՎտժ)	1307.2	1734.2	1632.9	1748.5	2051.5	2047.9	2004.7	2063.9	2038.9	2038.9
	ՀԱԷԿ (ԳՎտժ)	2764.5	3020.8	3002.6	2825.8	3033.8	3033.8	3033.8	2844.6	3051.4	3051.4
	Հրազդան-5 (ԳՎտժ)	481.0	76.8	117.8	891.1	975.4	1102.4	2040.4	3004.0	3004.1	3004.1
	Երևանի ՁԷԿ ՀՇԳՑԷ (ԳՎտժ)	1471.8	1347.6	1352.4	1379.6	1361.8	1450.8	1601.6	1761.0	1749.5	1613.3
Վատատեսական	Արմիաուեր (ԳՎտժ)	1667.7	1766.8	1435.4	1626.9	1705.9	1642.9	1488.9	1636.2	1568.0	1628.0
	ՀԱԷԿ (ԳՎտժ)	2764.5	3020.8	3028.9	2734.8	3033.8	3033.8	3033.9	2844.7	3051.4	3051.4
	Հրազդան-5 (ԳՎտժ)	183.2	0	0	292.1	264.4	0	0	0	0	0
	Երևանի ՁԷԿ ՀՇԳՑԷ (ԳՎտժ)	115.6	1260.9	1292.6	1189.5	1346.7	1303.2	1226.3	1366.6	1480.5	1513.3

Մայիսից հունիս ընկած ժամանակահատվածում ընդհանուր արտադրության զգալի նվազեցումը ՀԱԷԿ-ի պլանային անջատման պատճառով: Նկարը նաև ցույց է տալիս բեռի կորը, որը բարձրանում է ձմռան ամիսներին և իջնում ամռան ամիսներին: Հետևաբար ՀԱԷԿ-ի պլանային անջատումը տեղի է ունենում համակարգի նվազեցված բեռի սեզոնում: Ընդհանուր արտադրության (վերին սև գիծը) և բեռի (կարմիր գիծը) միջև տարբերությունը առաջանում է արտադրական հզորությունների ոչ ճկուն լինելու պատճառով, ինչը պայմանավորված է նվազագույն կայուն արտադրանք ապահովելու անհրաժեշտությամբ: Դա հանգեցնում է ավելցուկի արտահանմանը հարևան երկրներ կամ արտադրության կրճատմանը:



Նկար 30. Էլեկտրաէներգիայի արտադրության կառուցվածքը 2034 թվականին, հիմնական (բազիսային) սցենարում



Նկար 31. Էլեկտրաէներգիայի արտադրության կառուցվածքը 2034 թվականին, վատատեսական սցենարում

Հայկական և Իրանական Էներգահամակարգերի միջև ԷլեկտրաԷներգիայի փոխհոսքերը ներկայացված են ստորև՝ ԱՂՅՈՒՄԱԿ 38-ում: Այդ փոխհոսքերը մշտապես ներառում են «Գազ ԷլեկտրաԷներգիա փոխանակման» պայմանագրով նախատեսված մինչև 1.8 միլիոն ՄՎտժ ԷլեկտրաԷներգիայի արտահանումը դեպի Իրան: Մնացած արտադրված ԷլեկտրաԷներգիայի արտահանման սցենարների համար կատարվել հետևյալ վերլուծությունը:

- Չպահանջված Էներգիայի արտահանումը դեպի Իրան՝ գերազանցելով պայմանագրային ծավալները, խուսափելով ՎԷԱ արտադրության կրճատումից:

Աղյուսակը ցույց է տալիս, որ Իրանական Էներգահամակարգի հետ պայմանագրով նախատեսված ծավալները միշտ բավարարվում են: Բազիսային սցենարի դեպքում պայմանագրային ծավալներն ապահովելու նպատակով դեպի Իրան արտահանումից հետո մնացած չպահանջված Էներգիան կրճատվում է: Կրճատման ծավալներն ըստ տարիների ներկայացված են աղյուսակում: 2023 թվականին ՖՎ կայանների արտադրանքից բացի փոքր ծավալով կրճատվում է նաև հիդրոկայանների արտադրանքը:

Հետագայում, երբ ՖՎ կայանների հզորությունները տարիների ընթացքում ավելանան, ինչպես նախատեսված է բոլոր սցենարներում, կավելանա նաև կրճատման ենթակա Էներգիայի ավելցուկը, ինչն ընդգծում է Հայաստան-Վրաստան միջհամակարգային կապի կարևորությունը: Աղյուսակից երևում է, որ Վատատեսական սցենարում կրճատվել է ոչ միայն արևային Էներգիայի, այլ նաև հիդրոկայանների արտադրությունը: Այս սահմանափակման անհրաժեշտությունը առաջացել է բեռի նվազման և տարիների ընթացքում ՎԷԱ արտադրության բնականոն զարգացման պատճառով:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 38: ՓՈԽՀՈՍՔԵՐԸ ՀԱՐԵՎԱՆ ԵՐԿՐՆԵՐԻ ՀԵՏ											
ՍՑԵՆԱՐ	ԳՈՐԾՈՂ.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Հիմնական	Պայմանագրային արտահանում դեպի Իրան (ԳՎտժ)	1256	1535	1579	1773	1850	1964	1846	3908	3142	2866
Լավատեսական	Պայմանագրային արտահանում դեպի Իրան (ԳՎտժ)	1256	1535	1579	2079	2478	2454	3187	3895	3814	3401
Վատատեսական	Պայմանագրային արտահանում դեպի Իրան (ԳՎտժ)	1487	1466	1601	1968	2462	1896	1894	1867	1891	1895

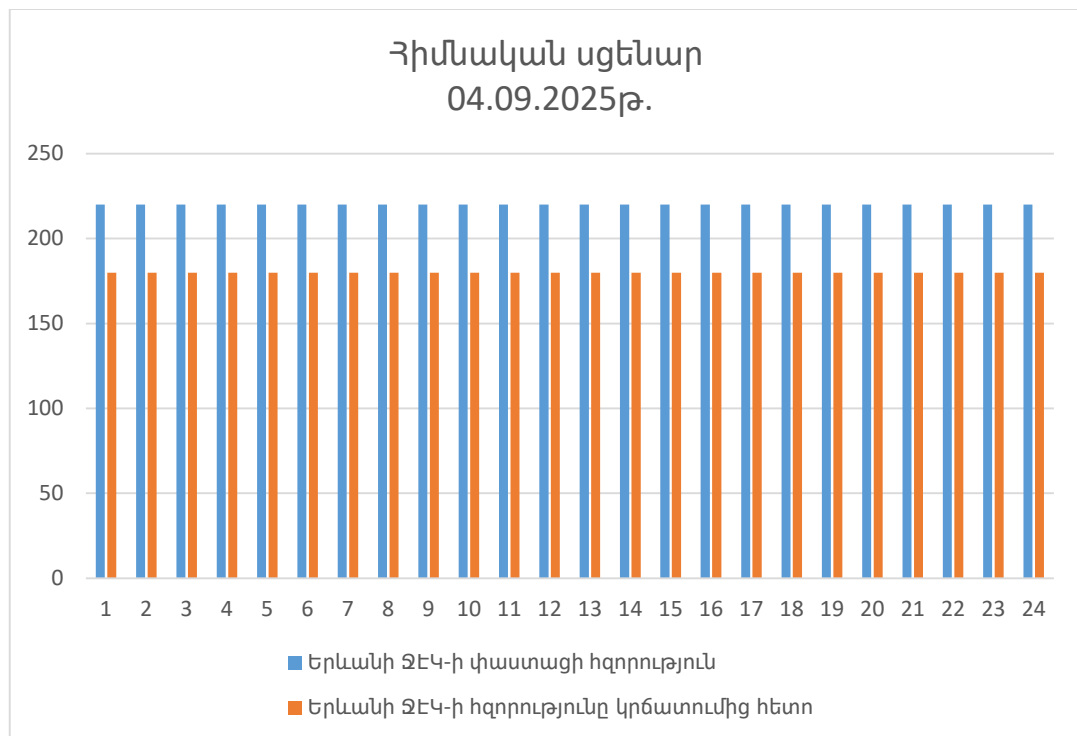
Հատկանշական է, որ վատատեսական սցենարի համար համակարգի կրճատման վարքագծի տեսանկյունից ուսումնասիրվել է 2034 թվականի երկու տիպային շաբաթ: Ձմռանը կրճատումը աննշան է՝ բարձր բեռի և ՖՎ ցածր արտադրության պատճառով:

Լավատեսական և հիմնական սցենարներում 2030 թթ.-ից Հայաստան-Իրան միջհամակարգային գծի թողունակությունը 1200 ՄՎտ է, իսկ ի տարբերություն այդ սցենարների վատատեսական սցենարում՝ Հայաստան-Իրան միջհամակարգային գծի թողունակությունը 600 ՄՎտ է:

Երկու դեպքում էլ Հայաստան-Վրաստան միջհամակարգային գծով իրականացվող պայմանագրային պարտավորությունները բոլոր տարիներին կատարվում են: Սակայն, նկատվում է արտադրության զգալի կրճատում՝ միջհամակարգային գծերի սահմանափակ թողունակության պատճառով:

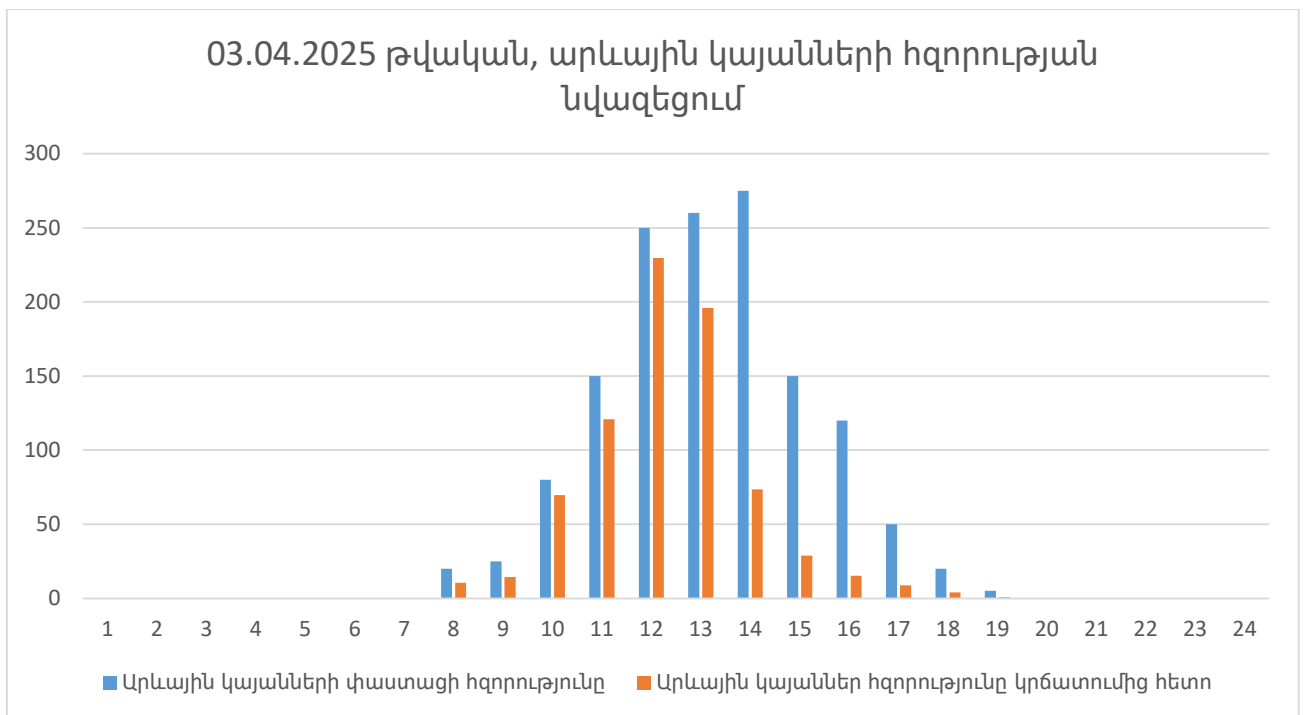
Քանի որ չի դիտարկվել Հայաստանից-Վրաստան արտահանում, իսկ Հայաստան-Իրան միջհամակարգային գծի թողունակությունը սահմանափակված է 300 ՄՎտ մինչև 2028թ.-ը, որի հետևանքով կրճատվել են ջերմային կայանների հզորությունները:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 39: ՖՎ ՀՉՈՐՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԻ ԿՐՃԱՏՄԱՆ ՏԱՐԵԿԱՆ ՉԱՓԸ (%) (ՀԱՅԱՍՏԱՆ-ԻՐԱՆ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԳԾԻ ԹՈՂՈՒՆԱԿՈՒԹՅԱՆ ՍԱՀՄԱՆԱՓԱԿՈՒՄԸ՝ մինչև 2028թ՝ 300 ՄՎՏ, ՀՅՈՒՄԻՍԱՅԻՆ ՈՒՂՈՒԹՅԱՄԲ ԱՐՏԱՀԱՆՈՒՄԸ ԲԱՑԱԿԱՅՈՒՄ Է)					
ՏԱՐԻ	ԽՈՇՈՐ ԱՐԵՎԱՅԻՆ ԿԱՅԱՆ	Հրազդան ԶԷԿ-ի 5-րդ Էներգաբլոկ	Երևանի ԶԷԿ	ԱՐՄՓԱՈՒԵՐ ՀՇԳՑԷ	ՈՐՈՏԱՆ ՀԷԿ-ԵՐԻ ԿԱՍԿԱԴ
2025	2.56%	64.8%	0%	0%	0%
2026	2.56%	69.9%	21%	5.6%	6.9%
2027	0%	9.86%	22.26%	16.24%	0%
2028	0%	33.98%	23.76%	0%	0%
2029	0%	45.92%	15.76%	0%	0.03%
2030	0%	74.9%	7.77%	0%	0.02%
2031	0%	41.84%	24.59%	0%	0%
2032	0%	0%	0%	0%	0%
2033	0%	0%	0%	0%	0.01%
2034	0%	11.08%	0.82%	0%	0.03%

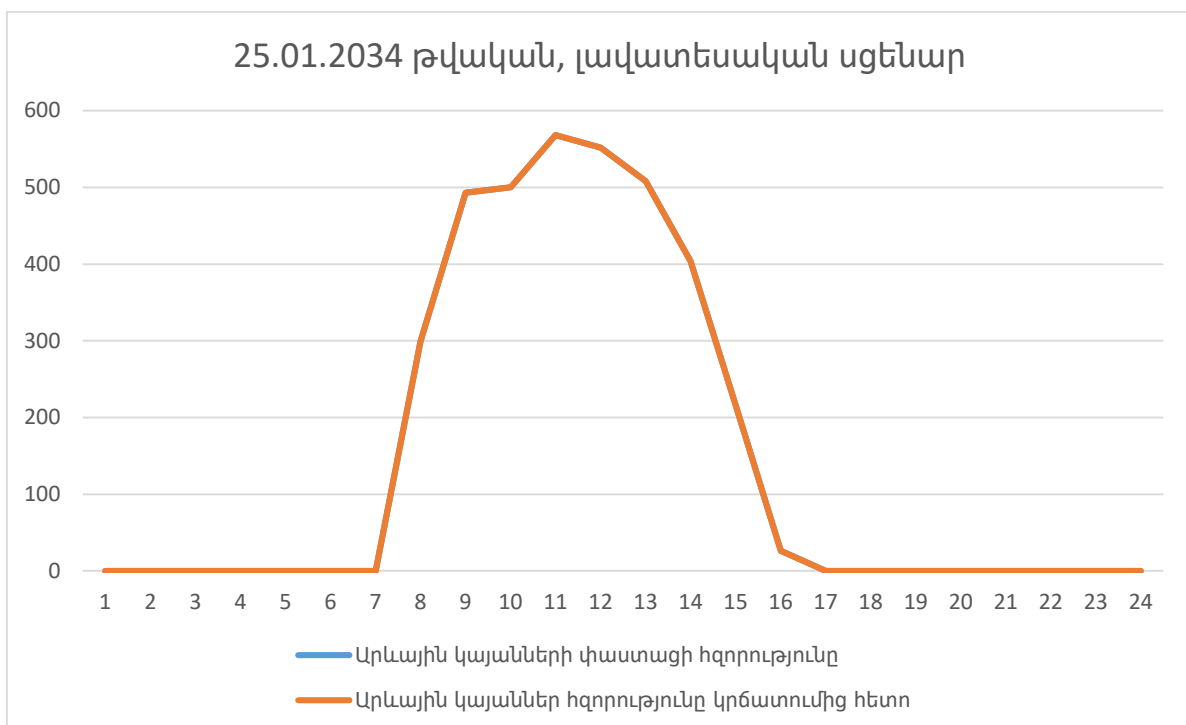


Նկար 31. 04.09.2025 թվականին, հիմնական սցենարում ջերմային կայանների արտադրանքի կրճատում, գերբեռնումներից խուսափելու և ավելցուկային էներգիան կրճատելու նպատակով:

Հատկանշական է, որ գարնան և աշնան ամիսներին կրճատումները ավելի զգալի են, քանի որ էլեկտրաէներգիայի սպառումը ավելի ցածր է և արևային կայանների հզորությունները չնվազեցնելու նպատակով, նվազեցվել են հիմնականում ջերմային կայանների հզորությունները:



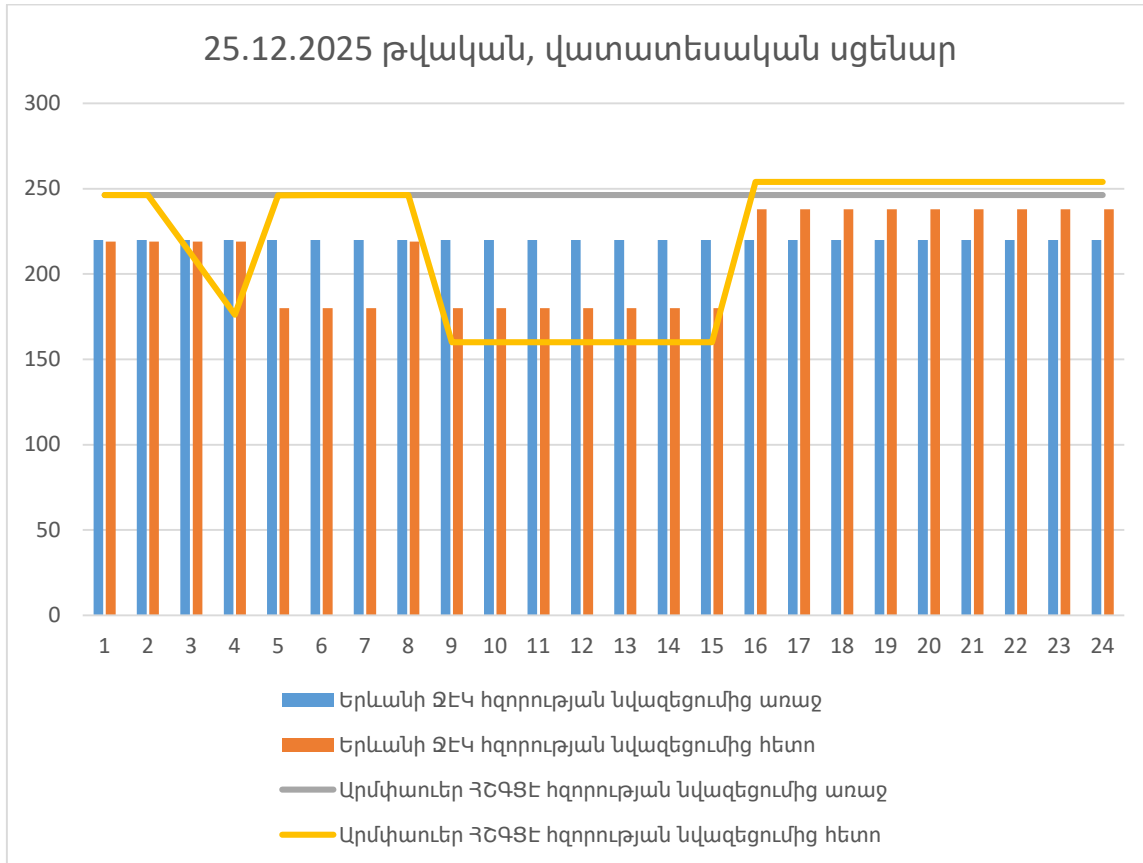
Նկար 32. Հիմնական սցենարում արևային կայանների արտադրանքի կրճատում, գերբեռնումներից խուսափելու և ավելցուկային էներգիան կրճատելու նպատակով:



Նկար 33. Լավատեսական սցենարում, արևային կայանների արտադրանքը

5.4.1. ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅԱՆ ՆՊԱՏԱԿԸ

Ինչպես տեսնում ենք Նկար 33-ում, արևային կայանների արտադրանքը չի կրճատվում, քանի որ դիտարկվել է լավատեսական սցենարը, ինչպես նաև 2034 թվականին Հայաստան-Իրան միջպետական գծի թողունակությունը կազմում է 1200 ՄՎտ:



Նկար 34. Վատատեսական սցենարում, ջերմային կայանների արտադրանքի նվազեցում, ավելցուկային էլեկտրաէներգիան կրճատելու և գերբեռնումներից խուսափելու նպատակով:

Նկար 34-ում, ջերմային կայանների արտադրանքը կրճատվում է, քանի որ դիտարկվել է վատատեսական սցենարը՝ սպառման ավելի ցածր աճի տեմպերով:

5.4. ԷՆԵՐԳԱՀԱՍՏԱԿԱՐԳԻ ԱՐԱԳԱԳՈՐԾՈՒԹՅԱՆ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅՈՒՆ

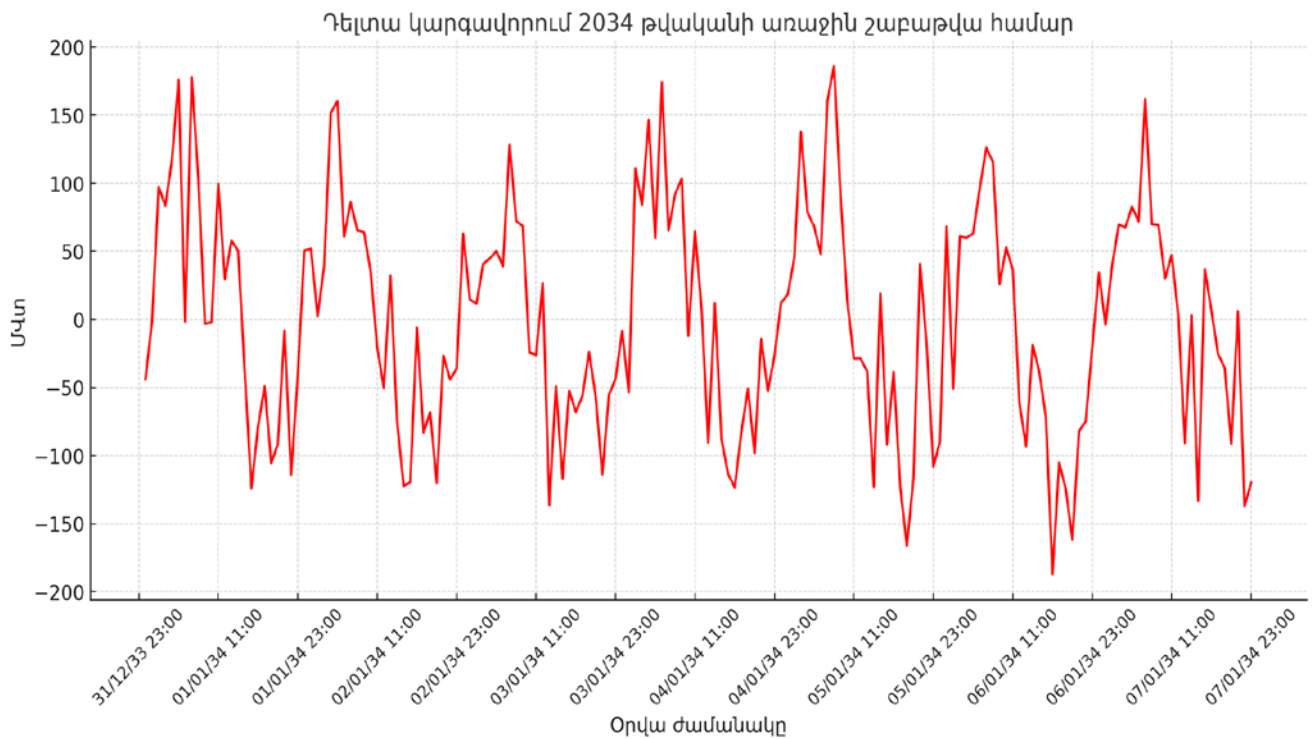
5.4.1. ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅԱՆ ՆՊԱՏԱԿԸ

Վերականգնվող էներգիայի արագ մուտքը համակարգ ավանդական կայանների արագագործության նկատմամբ նոր պահանջներ է առաջ բերում: Օրինակ, ամպամած եղանակին ՖՎ արտադրությունը կարող է կտրուկ ընկնել, իսկ համակարգի գներացիան պետք է վերականգնեն ավանդական կայանները, միայն եթե ընդունակ լինեն արագ բարձրացնել իրենց հզորությունները: Նույն իրավիճակը առաջանում է այն դեպքում, երբ ամպամածությունը անհայտանում է, ՖՎ արտադրությունը նորից արագ բարձրանում է, իսկ ավանդական արտադրողներից պահանջվում է արագորեն իջեցնել իրենց գներացիան: Հետևաբար, անհրաժեշտ է իրականացնել վերլուծություն՝ ստուգելու համար, թե արդյոք համակարգի ավանդական էլեկտրակայանների հզորությունները բարձրացնելու և իջեցնելու արագությունը թույլ է տալիս հեշտությամբ հետևել ժամային կարգավարման փոփոխություններին:

ԿԻՐԱՌՎԱԾ ՄԵԹՈԴԱԲԱՆՈՒԹՅՈՒՆԸ

5.5.2.1 ԴԵՏԱ ԿԱՐԳԱՎԱՐՄԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿ

Քանի որ տնտեսական կարգավարումը պարունակում է ՎԷԱ արտադրության և համակարգի բեռի բոլոր ստոխաստիկ փոփոխությունները, սովորական ագրեգատների համապատասխան կարգավարումը օգտագործվում է այդ փոփոխություններին արձագանքելու վարքագիծը վերլուծելու համար: Այս գործընթացի առաջին քայլը 2034 թվականի համար ժամային փոփոխությունների հաշվարկն է, որը կոչվում է դելտա կարգավարում: Դելտա-կարգավարումը ցույց է տալիս, թե որքան է անհրաժեշտ իջեցնել կամ բարձրացնել սովորական էլեկտրակայանների արտադրական հզորությունները՝ բեռի և ՎԷԱ-ի արտադրության փոփոխությունը (այսպես կոչված մնացորդային բեռը) ծածկելու համար: Նկար 35-ը ցույց է տալիս մեկ շաբաթվա դելտա-կարգավարման օրինակ: Չրոյից բարձր գագաթները նշանակում են, որ հաջորդ ժամվա կարգավարումը ավելի բարձր է, քան ընթացիկ ժամին: Հետևաբար, սովորական էլեկտրակայաններից պահանջվում է արագ բարձրացնել հզորությունները: Նկարը ցույց է տալիս, որ բարձրացում պահանջող իրավիճակները առաջանում են հիմնականում կեսօրից հետո, նվազեցում պահանջող պայմանները պարբերաբար առաջանում են առավոտյան՝ ժամը 6-ին: Այս փոփոխությունները հիմնականում պայմանավորված են ՖՎ-ի արտադրության նվազման/աճի հանգամանքով:

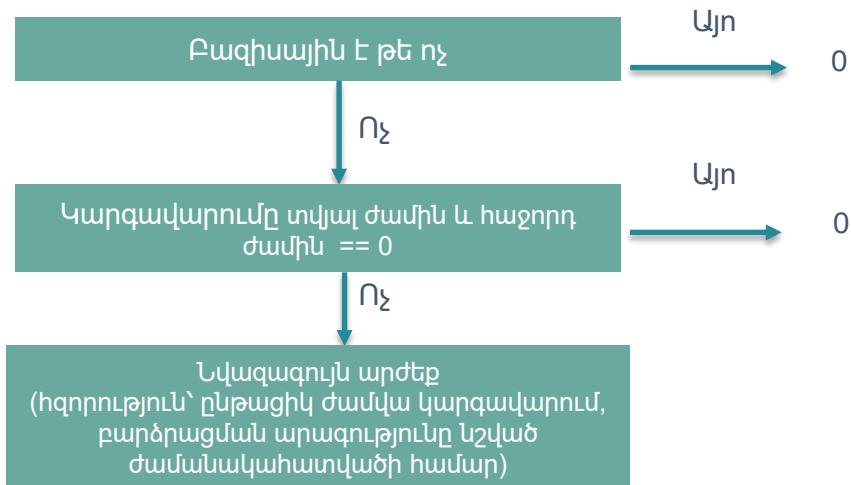


Նկար 35: Համակարգի դելտա-կարգավորում 2034 թվականի առաջին շաբաթվա համար

5.5.2.2 ՀՈՐՈՒԹՅԱՆ ԲԱՐՁՐԱՑՄԱՆ ՀՆԱՐԱՎՈՐՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿ

Մեթոդաբանության հաջորդ քայլը առանձին արտադրողների հզորության բարձրացման արագացման ներուժի հաշվարկն է, այսինքն՝ ՄՎտ-ների քանակը, որի չափով տվյալ Էներգաբլոկը կարող է որոշակի ժամանակահատվածում բարձրացնել իր հզորությունը: Այս ՄՎտ-երի ընդհանուր քանակը ամբողջ համակարգի համար պետք է լինի ավելի մեծ, քան դելտա կարգավորումից բխող հզորությունների զարգացման պահանջը: Հակառակ դեպքում համարվում է, որ համակարգը ի վիճակի չէ արձագանքել դելտա-կարգավորման փոփոխություններին: Հաշվարկի ժամանակ հաշվի են առնվել բազմաթիվ գործոններ. տվյալ Էներգաբլոկի՝ բազիսում աշխատելու հանգամանքը, շահագործման համար հասանելիությունը, առավելագույն կայուն հզորությունը և այլն: Նկար 36-ը ցույց է տալիս յուրաքանչյուր ավանդական Էներգաբլոկի հզորության բարձրացման հնարավորությունը հաշվարկելու ալգորիթը: Յուրաքանչյուր Էներգաբլոկի հզորության բարձրացման արագության արժեքները ներկայացվել են ՄՎտ/րոպե միավորով և երկու ժամանակահատվածներում՝ 15 րոպե և 60 րոպե հաշվարկելու համար, ստուգելու, թե ինչ արագությամբ են Էներգաբլոկները արձագանքում կարգավորման ժամային փոփոխություններին:

Համակարգի հզորության բարձրացման ունակությունը՝ բոլոր արտադրողների կողմից հզորության բարձրացման հնարավորությունների գումարային արժեքն է:



Նկար 36: Հզորության բարձրացման հնարավորության հաշվարկման ալգորիթմ

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 40-ում ներկայացված է ավանդական էլեկտրակայանների հզորության բարձրացման ներուժի տիպային հաշվարկ, որը ներառում է երեք հաշվարկման տարբերակ: 1-ը ցուցադրում է դեպք, երբ էներգաբլոկը բազիսային է, հետևաբար, այդ էներգաբլոկի համար հզորության արագ բարձրացման հնարավորությունը բացակայում է: 2-ը ցուցադրում է իրավիճակ, երբ էներգաբլոկի թողարկումը նախատեսված է ընթացիկ ժամում և հաջորդ ժամում դրա հզորությունը հավասար է զրո: Դա նշանակում է, որ էներգաբլոկը նախատեսված չէ տվյալ ժամում շահագործման համար, ուստի հզորության բարձրացման հնարավորությունը այս դեպքում չի հաշվարկվում: 3-րդ տարբերակում էներգաբլոկը պլանավորված է հաջորդ ժամում շահագործվելու համար, ուստի այս դեպքում կատարվում է 15 րոպեում և 60 րոպեում հզորությունը բարձրացնելու հնարավորության հաշվարկ: Այս օրինակից երևում է, որ հզորության բարձրացման հնարավորությունը սահմանափակվում է էներգաբլոկի առավելագույն հաշվարկային հզորության արժեքով:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 40: ՀՅՈՐՈՒԹՅԱՆ ԲԱՐՁՐԱՑՄԱՆ ՀՆԱՐԱՎՈՐՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿՄԱՆ ՕՐԻՆԱԿ							
Սերիալական համար	Ժամ	Բազիսային	Կարգավարում (ՄՎտ)	Չարգացման արագությունը մեկ րոպեում (ՄՎտ/ր)	Առավելագույն հզորություն (ՄՎտ)	Հզորության բարձրացման ներուժը 15 րոպեում (ՄՎտ)	Հզորության բարձրացման ներուժը 60 րոպեում (ՄՎտ)
1	1	Այո	-	8	254	-	-
2	1	Ոչ	0	8	254	0	0
	2	Ոչ	0	8	254	0	0
3	1	Ոչ	0	8	254	120	254

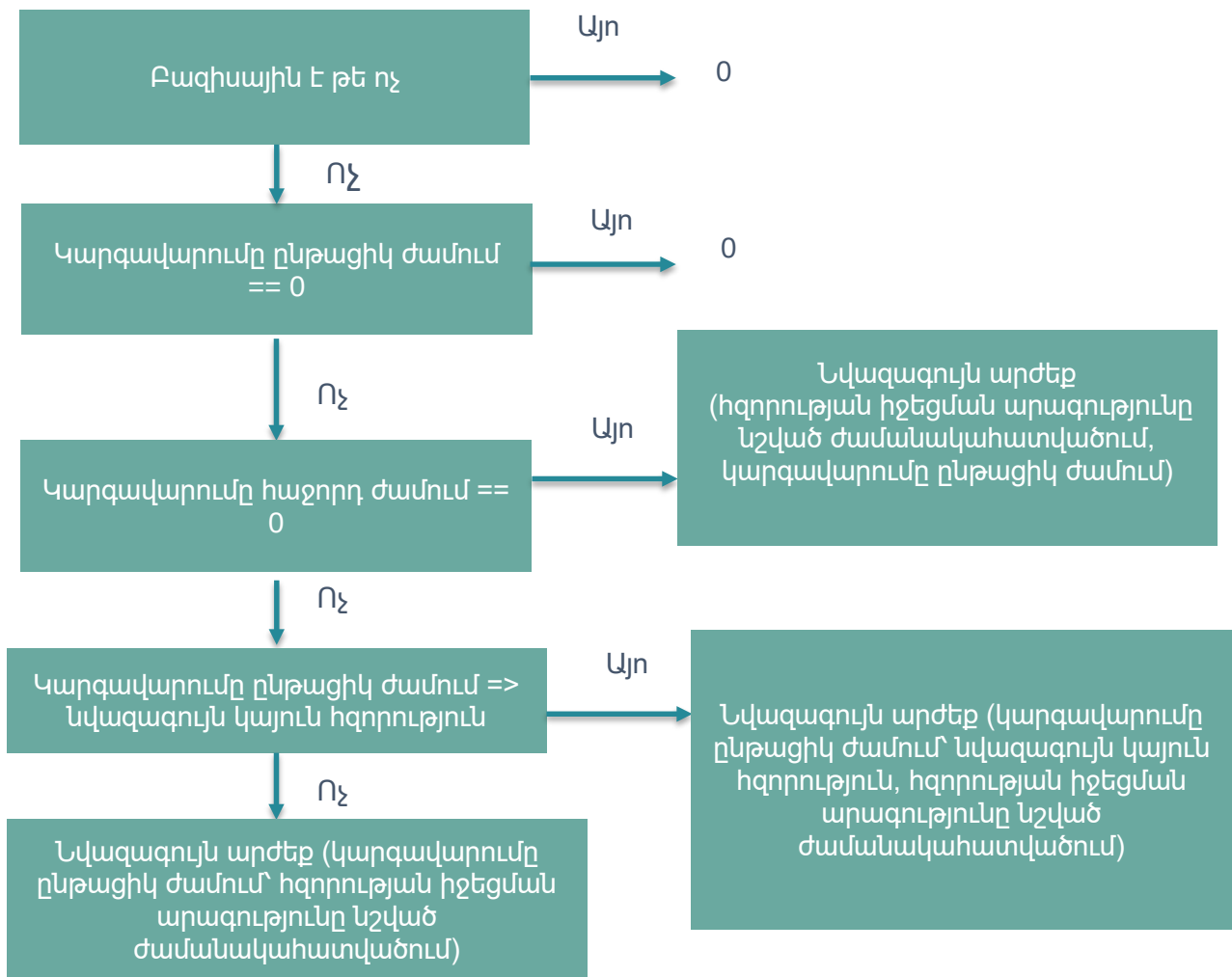
**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 40: ՀԶՈՐՈՒԹՅԱՆ ԲԱՐՁՐԱՑՄԱՆ ՀՆԱՐԱՎՈՐՈՒԹՅԱՆ
ՀԱՇՎԱՐԿՄԱՆ ՕՐԻՆԱԿ**

Սերիալական համար	Ժամ	Բազիսային	Կարգավ արում (ՄՎտ)	Չարգացման արագություն նը մեկ րոպեում (ՄՎտ/ր)	Առավելագույն հզորություն (ՄՎտ)	Հզորության բարձրացման ներուժը 15 րոպեում (ՄՎտ)	Հզորության բարձրացման ներուժը 60 րոպեում (ՄՎտ)
	2	Ոչ	100	8	254	120	154

5.5.2.3 ՀԶՈՐՈՒԹՅԱՆ ԻՋԵՑՄԱՆ ՀՆԱՐԱՎՈՐՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿ

Հզորության իջեցման հնարավորության հաշվարկը կատարվում է ստուգելու համար, թե որքանով կարող է էներգաբլոկը իջեցնել իր հզորությունը որոշակի ժամանակահատվածում: Այս թիվը ամբողջ համակարգի համար պետք է լինի ավելի բարձր, քան դելտա կարգավարումից բխող նվազեցման կարիքները: Հակառակ դեպքում համարվում է, որ համակարգը ի վիճակի չէ արձագանքել դելտա-կարգավարման փոփոխություններին: Հաշվարկի ժամանակ հաշվի են առնվել բազմաթիվ գործոններ. տվյալ էներգաբլոկի բազիսում աշխատելու հանգամանքը, շահագործման համար հասանելիությունը, նվազագույն կայուն հզորությունը և այլն: Նկար 37-ը ցույց է տալիս յուրաքանչյուր էներգաբլոկի հզորության իջեցման հնարավորությունը հաշվարկելու ալգորիթմը:

Համակարգի հզորության իջեցման ունակությունը՝ բոլոր արտադրողների կողմից հզորության իջեցման ներուժի գումարային արժեքն է:



Նկար 37: Իջեցման հնարավորության հաշվարկման ալգորիթմ

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 41-ը ներկայացնում է հզորության իջեցման հնարավորությունը հաշվարկելու օրինակներ: 1-ին և 2-րդ դեպքերը ցուցադրում են նույն վարքագիծը, որն առկա է հզորությունը բարձրացնելու դեպքում, երբ էներգաբլոկը բազիսային է կամ երբ կարգավարումը իրական ժամանակում և հաջորդ ժամում հավասար է զրո: Երրորդ դեպքում առաջին ժամում տեսնում ենք մի իրավիճակ, երբ էներգաբլոկը արտադրում է և ընթացիկ, և հաջորդ ժամում: Այս նույն դեպքում երկրորդ ժամում ցուցադրված է իրավիճակ, երբ էներգաբլոկի հզորությունը հաջորդ ժամում հավասար է զրո: Ուստի տվյալ էներգաբլոկը կարելի է անջատել հզորության իջեցման արագությամբ, որը հաշվարկվել է նշված ժամանակահատվածի համար: Այս դեպքում նվազագույն կայուն հզորությունը հաշվի առնելու կարիք չկա:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 41: ՀԱՌՈՒԹՅԱՆ ԻԶԵՑՄԱՆ ՆԵՐՈՒԺԻ ՀԱՇՎԱՐԿՄԱՆ ՕՐԻՆԱԿ

Սերիալ ան համար	Ժամ	Բազի սային	Կարգա վարում (ՄՎտ)	Նվազեցմ ան արագությ ունը մեկ րոպեում (ՄՎտ/ր)	Առավել ագույն հզորու թյուն (ՄՎտ)	Նվազագ ույն կայուն հզորությ ուն (ՄՎտ)	Հզորության իջեցման ներուժը 15 րոպեում (ՄՎտ)	Հզորության իջեցման ներուժը 60 րոպեում (ՄՎտ)
1	1	Այո	-	8	254	160	-	-
2	1	Ոչ	0	8	254	160	0	0
	2	Ոչ	0	8	254	160	0	0
3	1	Ոչ	254	8	254	160	120	160
	2	Ոչ	200	8	254	160	120	200
	3	Ոչ	0	8	254	160	0	0

5.4.2. ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԱՐԱԳԱԳՈՐԾՈՒԹՅԱՆ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ

Համակարգի արագագործության վերլուծությունը կատարվել է 2034 թվականի համար՝ ստորև նշված ութ սցենարների համար.

- Բեռի հիմնական կանխատեսում (բազային) սցենար
- Բեռի լավատեսական կանխատեսում
- Բեռի վատատեսական կանխատեսում

Այս վերլուծության արդյունքները ցուցադրում են ավանդական էլեկտրակայանների ճկունության աստիճանը այն առումով, թե ինչ արագությամբ դրանք կարող են արձագանքել ժամային կարգավարման փոփոխություններին: Այս նպատակով կատարվել է 15 րոպե և 60 րոպե ժամանակահատվածում հզորությունը փոփոխելու հնարավորության վերլուծություն՝ ուսումնասիրելու համար, թե արդյոք համակարգը ունակ է հետևելու ժամային կարգավարման պահանջներին այս երկու ինտերվալներում: Բացի այդ, հաշվարկվել է ժամերի քանակը, երբ ավանդական էլեկտրակայանները չեն կարողանում արձագանքել պահանջարկի փոփոխություններին: Հաշվարկվել է ամբողջ տարվա հզորությունների առավելագույն պակասորդը, որն ավանդական էլեկտրակայանները ունակ չեն բավարարելու նշված ժամանակահատվածում:

Կարգավարման արդյունքների մանրակրկիտ ստուգումից հետո վերլուծությունը ցույց է տալիս, որ հզորության բարձրացման կամ իջեցման ճկունության պակասը առաջանում է ստորև նշված մեկ կամ մի քանի համակցված գործոնների պատճառով.

- ՎԷԱ արտադրության նվազում/աճ,
- Պահանջարկի աճ/նվազում,
- Միջհամակարգային գծերի միջոցով արտահանման ծավալների նվազում/աճ,

5.5. ԵԶՐԱԿԱՑՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐ ԵՎ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐ

Այս բաժնում ներկայացված են 2025-2034 թվականների ՀՅԶՏԾ-ի համար կատարված արտադրության համապատասխանության ուսումնասիրության և համակարգի արագագործության վերլուծության արդյունքները:

Բազմաթիվ կլիմայական տարիների մոդելավորման մոտեցմանը համապատասխան և հետևելով եվրոպական մի քանի ՀՀՕ-ների օրինակին, այս հաշվետվության պատրաստման նպատակներով օգտագործվել է Jros ծրագիրը: Այն օգտագործում է «Դետերմինիստիկական» մեթոդը տասը կլիմայական տարիների համար մշակված բեռի ժամանակային շարքերի և պատահական սկզբունքով գեներացված էլեկտրակայանների հասանելիության մասին տվյալների հետ:

Կատարվել է երեք սցենարների վերլուծություն, ինչպես մանրամասնորեն նկարագրված է սցենարների մշակման բաժնում.

- Բեռի հիմնական կանխատեսման – արտադրության ավելցուկը արտահանվում է և կրճատվում:
- Բեռի լավատեսական կանխատեսման- արտադրության ավելցուկը արտահանվում է և կրճատվում:
- Բեռի վատատեսական կանխատեսման- արտադրության ավելցուկը արտահանվում է և կրճատվում:

Այլ մուտքային տվյալներ, ինչպիսիք են ջերմային Էներգիայի արտադրության բնութագրերը և հարաչափերը, հիդրոկայանների, հողմային և ՖՎ կայանների արտադրության բեռի գրաֆիկները, օգտագործվել են ներկայումս առկա տեղեկատվության հիման վրա: Բեռի գրաֆիկը մշակվել է՝ օգտագործելով վերջին տասը տարիների բեռ-ջերմաստիճան հարաբերությունը և այս ՀՅԶՏԾ-ի շրջանակում մշակված բեռի կանխատեսումը: Հետազոտության ընթացքում ստացել ենք արտադրության համապատասխանության և տնտեսական կարգավարման վերլուծության արդյունքներ՝ ընտրված տիպային (2023թ.) տարվա բեռի գրաֆիկի համար: Հետազոտության նպատակն էր՝ ցույց տալ Էներգահամակարգի աշխատանքի արդյունավետության, արագագործության և միջհամակարգային փոխհոսքերի հիմնական ասպեկտները: 2034 թվականի կարգավարման մոդելավորման արդյունքները այնուհետև օգտագործվել են համակարգի արագագործության վերլուծության համար և հետագայում կօգտագործվեն ցանցի վերլուծության համար:

Հայաստանի Էներգահամակարգի զարգացման երկարաժամկետ ծրագրերի շրջանակում, պահանջարկի և մատակարարման գնահատումների հիման վրա մշակվել են երեք հիմնական սցենարներ՝ հիմնական, լավատեսական և վատատեսական: Այս սցենարները ներառում են տարբեր կանխատեսումներ ապագա պահանջարկի, արտադրության կառուցվածքի և Էներգետիկայի ոլորտի անորոշությունների վերաբերյալ:

Վատատեսական սցենար

Վատատեսական սցենարը նախատեսում է պահանջարկի նվազագույն մակարդակ և բերում է Էներգիայի ավելցուկային արտադրության ավելի բարձր ծավալների: Սա նշանակում է, որ Հայաստանում առկա են Էներգիայի ավելցուկներ, որոնք անընդհատ կրճատվում են՝ կրճատելով և՛ արևային, և՛ ջերմային Էներգիայի արտադրությունը: Այս սցենարում պահանջարկը չի աճում այն տեմպերով, որոնք արդարացված կլիներին առկա արտադրական հզորությունների բարձրացման համար: Արդյունքում, բարձր թողունակության չպահանջվող կայանների արտադրությունները նվազեցվում են՝ նպաստելով համակարգի հավասարակշռմանը, իսկ արևային կայանների և ջերմային կայանների արտադրանքը սահմանափակվում է: Պատճառն այն է, որ այս սցենարում դիտարկվում են ավելի ցածր սպառման ցուցանիշներ՝ առանց զգալի աճի, ինչն էլ թույլ չի տալիս ծավալով բավարարել արտահանումներն ու ներքին պահանջարկը՝ այդպիսով հանգեցնելով ավելցուկային Էներգիայի կրճատման կարիքին:

Լավատեսական սցենար

Լավատեսական սցենարում դիտարկվում է ավելի բարձր պահանջարկ, ինչը նվազեցնում է Էներգիայի ավելցուկային արտադրության ծավալները: Այս սցենարում հիմնական ուշադրությունը կենտրոնացած է Էներգիայի սպառման աճի վրա, ինչը թույլ է տալիս պահպանել և օգտագործել հզորությունները, առանց մեծ կրճատումների: Օրինակ՝ արևային և ջերմային Էներգիայի կայաններն աշխատում են ամբողջ հզորությամբ կամ մոտ դրան, ինչն ապահովում է ավելցուկային Էներգիայի նվազեցում: Տվյալ սցենարում ենթադրվում է, որ տնտեսական աճը և բնակչության պահանջարկը բավարար են ներքին Էներգահամակարգի պահանջներին համապատասխանելու համար: Հաշվի առնելով սպառման աճի ցուցանիշները՝ ավելցուկային Էներգիայի կրճատման կարիքը նվազում է, ինչը ստեղծում է կայուն և համահունչ Էներգամատակարարման համակարգ:

Հիմնական սցենար

Հիմնական սցենարը ներկայացնում է միջին պահանջարկի աճ՝ հաշվի առնելով թե՛ Էներգիայի պահանջարկի, թե՛ արտադրության մակարդակները: 2025-2028 թվականների ընթացքում այս սցենարում արտադրվում է ավելցուկային Էներգիա, որն արտահանման հնարավորություններ չունի, քանի որ Հայաստան-Իրան էլեկտրահաղորդման գծի թողունակությունը ցածր է՝ միայն 600 ՄՎտ: Այս սահմանափակումները թույլ չեն տալիս արտահանել ամբողջ ավելցուկային Էներգիան, և այդ պատճառով անհրաժեշտ է կրճատել Էներգիայի արտադրությունը: Արդյունքում, Էներգիայի ավելցուկային արտադրության կրճատումներն ավելի փոքր են՝ համեմատած վատատեսական սցենարի հետ, սակայն մեծ են լավատեսական սցենարի համեմատ: Այնուհետև, ենթադրվում է, որ 2029 թվականից հետո Հայաստան-Իրան գծի թողունակությունը կբարձրացվի՝ հասնելով 1200 ՄՎտ-ի, ինչը կթուլացնի ավելցուկային Էներգիայի արտահանման սահմանափակումները և կկրճատի արտադրության կրճատման կարիքը:

Այս երեք սցենարների համեմատությունը ցույց է տալիս, որ Էներգիայի արտադրության ավելցուկի խնդիրները կախված են պահանջարկի փոփոխություններից և միջհամակարգային գծերի թողունակությունից: Մինչ վատատեսական սցենարը ստիպում է ավելի շատ սահմանափակել արտադրությունը, իսկ հիմնական սցենարը ուղղված է պահանջարկի և արտահանումների հավասարակշռմանը, լավատեսական սցենարը տալիս է Էներգիայի անընդհատ կիրառության առավելություններ՝ մեծ պահանջարկի շնորհիվ:

Արդյունքում, Հայաստանի Էներգահամակարգի ապագա զարգացումը պետք է կառավարվի հաշվի առնելով պահանջարկի փոփոխությունները, ցանցային թողունակությունը և արտաքին շուկաներում Էներգիայի արտահանման հնարավորությունները: Նպատակն է ստանալ առավելագույն օգուտ Էներգիայի առկա աղբյուրներից՝ միաժամանակ ապահովելով բարձր տնտեսական աճ և ներգրավե նոր տեխնոլոգիաներ Էներգիայի արդյունավետ արտադրության համար:

6. ՑԱՆՑԻ ՄՈԴԵԼՆԵՐԻ ՄՇԱԿՈՒՄԸ ԵՎ ՑԱՆՑԻ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅՈՒՆԸ

6.1 ՆԵՐԱԾՈՒԹՅՈՒՆ

Ցանցի վերլուծությունը ՀՅՏԶԾ-ի հիմնական և կարևորագույն քայլերից է, քանի որ այդ գործընթացի միջոցով պլանավորողը գնահատում է գոյություն ունեցող ենթակառուցվածքների վիճակը, արդյոք դրանք պատրաստ են մշտապես ապահովել պահանջարկ/առաջարկ հաշվեկշիռը, թե կպահանջվեն բարելավման որոշակի աշխատանքներ: Ցանցի վերլուծության համար անհրաժեշտ են տվյալներ, որոնք նախապատրաստվել և վերլուծվել են պահանջարկի կանխատեսման, սցենարների մշակման և արտադրության համապատասխանության վերլուծության ժամանակ: Ցանցի վերլուծության սկզբնական փուլում հավաստիացվում է ցանցի մոդելը, այնուհետև կիրառվում են ԷՅՑ կանոններով նախատեսված պլանավորման չափանիշները:

Վերոնշյալ գործընթացի առաջին քայլը ներառում է ցանցի մոդելի գնահատումը, հավաստիացումը և օպտիմալացումը՝ Համակարգի օպերատորին հասանելի փորձարկված մոդելավորման գործիքակազմի միջոցով: Այս գործընթացը որոշիչ նշանակություն ունի, քանի որ թույլ է տալիս մինչև ցանցի բարելավմանը և/կամ ընդլայնմանն ուղղված որևէ լրացուցիչ նախագծման աշխատանք կատարելը ունենալ հստակ պատկերացում ցանցի հիմնական վիճակի մասին:

Համակարգի ներկայիս վիճակի մանրամասն վերլուծությունը հնարավորություն է տալիս փորձարկել և, անհրաժեշտության դեպքում, ճշգրտել գոյություն ունեցող ցանցի կայունացված ռեժիմի հաշվարկման մոդելը և դրա բաղադրիչները: Այն նաև թույլ է տալիս բացահայտել ցանցի խնդրահարույց հատվածները, որոնք կարող են դառնալ գերակշռող՝ պլանավորման նախատեսված չափանիշների կիրառման արդյունքում: Վերլուծության արդյունքներն օգտագործվում են հաղորդման ցանցում ընթացիկ կամ պլանավորվող նախագծերի նշանակությունն ու ազդեցությունը գնահատելու, հայտնաբերված խնդիրների համար լուծումներ առաջարկելու, իսկ անհետաձգելի ու անխուսափելի խնդիրների դեպքում՝ լրացուցիչ հրատապ ներդրումներ կատարելու համար:

Հաշվի առնելով Հայաստանի Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի գոյություն ունեցող արտադրության կառուցվածքը՝ ընթացիկ վիճակի վերլուծությունը բավարար է իրականացնելու ցանցի շահագործումը բնութագրող երկու ցուցանիշների հիման վրա: Դրանք են՝ Էլեկտրակայանների տարեկան առավելագույն բեռը և տարեկան նվազագույն բեռն ըստ արտադրական ծախսերի աճման կարգի: Գործող համակարգի կայունացված վիճակի վերլուծությունը ներառում է համակարգի բնականոն շահագործումը բնականոն և հետվթարային ռեժիմներում՝ գործող պլանավորման չափանիշներով նախատեսված անջատումներից հետո: Կայունացված վիճակի վերլուծության ժամանակ նաև գնահատվել են կարճ միացման հոսանքների առավելագույն մեծությունները գործող սարքավորումների կարճ միացման հոսանքների բավարար մակարդակի ստուգման նպատակով:

Հաղորդման ցանցի պլանավորման լավագույն փորձը ենթադրում է թիրախային ցանցի այնպիսի կառուցվածքի մշակում, որը հաշվի է առնում թիրախային տարվա բոլոր տեխնիկական սահմանափակումները և օպտիմալացնում է համակարգի ընդհանուր ծախսերը: Պլանավորման գործընթացում համակարգի ծախսերը ներառում են սարքավորումների ծախսերը (կապիտալ նորոգման և սպասարկման ծախսեր և

մաշվածություն) և կորուստների մեծությունները: Թիրախային կառուցվածքի մշակման ժամանակ դիտարկված տեխնիկական սահմանափակումները պետք է բավարարեն ցանցի տարրերի երկարատև թույլատրելի բեռնվածքը շահագործման ռեժիմների և մի շարք խոտորումների վերարտադրման պայմաններում:

Ցանցի վերլուծության արդյունքներ են հանդիսանում թիրախային ցանցի թիրախային մոդելները, որոնք համապատասխանում են տեխնիկական սահմանափակումներին և մանրակրկիտ կլրամշակվեն ըստ հաղորդման ցանցի զարգացման փուլերի: Լրամշակված մոդելներում առանձին դիտարկվում է նաև ներդրումների իրականացման դինամիկան, քանի որ դրանք նախատեսված են թիրախային ցանցի համար: Հարկ է նշել, որ ցանցի պլանավորված բարելավման և ընդլայնման միջոցառումների ներկայիս ցանկը կարող է աննշան տարբերվել թիրախային ակնկալիքներից: Սա կարող է պայմանավորված լինել որոշակի սահմանափակումների համապատասխանելու կամ ցանցի այն տարրերի շահագործումից դուրսբերման անհրաժեշտությամբ, որոնց ծառայության ժամկետը կավարտվի միջանկյալ փուլերում: Այս ենթատեքստում թիրախային ցանցի համար դրանք չեն դիտարկվում որպես կրիտիկական նշանակություն ունեցող տարրեր: Վերոհիշյալ բոլոր պատճառները միասին կարող են բերել առաջարկվող թիրախային ներդրումների աննշան փոփոխությունների և ճշգրտումների: Առաջարկվող գործընթացի վերարտադրման արդյունքում տեխնիկապես և տնտեսապես հնարավոր բոլոր թիրախային մոդելների և զարգացման ժամանակահատվածի բոլոր տարիների համար ստացել ենք ցանցի զարգացման հնարավոր տարբերակներ, որոնք համապատասխանում են պլանավորման չափանիշներին՝ ամբողջ զարգացման հորիզոնում:

Ցանցի վերլուծության գործընթացում ներառված գործողությունները քայլ առ քայլ ներկայացված են ստորև.

1. 2024 թվականի հաղորդման ցանցի մոդելի կայունացված ռեժիմի վերլուծություն. մոդելի առանձին բաղադրիչների վավերացում, շահագործման պայմանների (անխափան և հետվթարային) վերլուծություն, կարճ միացման հոսանքների հաշվարկ, ցանցի թերությունների բացահայտում և շահագործման բարելավման միջոցառումների մշակում,
2. Ցանցի տարրերի առկայությունը 2025-2034 թվականներին,
3. Իրականացվող նախագծերի ուսումնասիրություն և գործող ցանցի շահագործման պահանջներին դրանց համապատասխանության գնահատում,
4. 2034 թվականի համար թիրախային ցանցի մոդելների կառուցում, որոնք բավարարում են ցանցի՝ կայունացված ռեժիմներում շահագործվելու չափանիշներին՝ գծերի համար տեխնիկապես և տնտեսապես իրագործելի ուղեգծերի և նոր ենթակայանների հնարավոր տեղակայման վայրերի որոշում՝ հաշվի առնելով ընթացիկ նախագծերը,
5. Ցանցի առաջարկվող կառուցվածքի նախնական վերլուծություն և հնարավոր տարբերակների ընտրություն՝ ըստ փուլերի տարիների մանրամասն լրամշակման և հաջորդող վերլուծությունների նպատակով,
6. Թիրախային ցանցի 2025-2034 թվականների կառուցվածքի մշակում՝ տեխնիկական սահմանափակումները լրացնելու համար, թիրախային մոդելից շեղումների բացահայտում՝ տեխնիկա-տնտեսական հիմնավորմամբ,

7. Յուրաքանչյուր սցենարի համար ցանցի զարգացման օպտիմալ պլանի ընտրություն և ցանցի վերլուծության հիմնական արդյունքների ներկայացում:

6.2 ՑԱՆՑԻ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅԱՆ ՄՈՒՏՔԱՅԻՆ ՏՎՅԱԼՆԵՐԸ

ՀՅԶՏԾ-ի այս բաժնի մուտքային տվյալները կարելի է բաժանել երեք խմբի՝ ցանցի մոդելը և համապատասխան տվյալները, բեռերի վերաբերյալ տվյալներն ըստ տարիների, արտադրության պլանավորման տվյալները, որոնք ստացվել են համապատասխան հաշվարկներից: Այս բաժնում դիտարկվում են տվյալների համակարգավածությունը, բացակայող կամ թերի տվյալների վերաբերյալ ենթադրությունները և ՀՅԶՏԾ-ի մշակման նախորդ փուլերից կոնկրետ մուտքային տվյալների ձեռքբերման մեթոդաբանությունը:

6.2.1 ՑԱՆՑԻ ՏՎՅԱԼՆԵՐԸ

6.2.1.1 ՑԱՆՑԻ ՄՈՂԵԼՆԵՐԻ ԱՏՈՒԳՈՒՄ և ԹԱՐՄԱՅՈՒՄ

Հաղորդման ցանցի շահագործման մոդելավորման համար որպես ելակետային են հանդիսանում հաղորդման ցանցի մի խումբ մոդելներ, որտեղ ներառված են գոյություն ունեցող տոպոլոգիայի մոդելները և այն տոպոլոգիայի մոդելները, որոնք արտացոլում են բոլոր իրականացված կամ պլանավորված ներդրումները, որոնց իրականացումը կավարտվի ՀՅԶՏԾ-ով ընդգրկված ժամանակահատվածում: Հաղորդման ցանցի սկզբնական մոդելը պարունակում է 220 կՎ լարման ցանցի ամբողջական մոդելը և 110 կՎ լարման ցանցի համարժեքացված մոդելը: 110 կՎ լարման ցանցի այն մասերը, որոնք մանրակրկիտ մոդելավորված չեն, իրենց հերթին ներկայացված են որպես 220/110 կՎ լարման ենթակայանների՝ 110 կՎ լարման հաղորդաձողերի վրա մոդելավորված բեռ:

Ցանցի սկզբնական մոդելը վերանայվել է, վերլուծվել և ճշգրտվել: Անհրաժեշտ ճշգրտումները հիմնականում վերաբերվում են գծերի և տրանսֆորմատորների ու ավտոտրանսֆորմատորների տեխնիկական բնութագրերի հետ կապված ստուգելի անհամապատասխանություններին (հիմնականում դիմադրությունները և գործակիցները): Գծերի բնութագրերը փոփոխվել են՝ հաղորդվող հզորությունների մեծությունները (արտահայտված ՄՎԱ-ով) շրջակա միջավայրի օդի տարբեր ջերմաստիճանների դեպքում հաշվի առնելու համար (Մեծություն Ա՝ 40°C-ի, Մեծություն Բ՝ 25°C-ի, և Մեծություն Գ՝ -5°C-ի համար): Այս փոփոխությունը հնարավորություն է տվել ստուգել, թե արդյոք գծերի բեռնվածությունը մնում է թույլատրելի սահմաններում տարվա տարբեր ժամանակահատվածներում թե ոչ: Ընդ որում, այդ ժամանակահատվածները համապատասխանում են կոնկրետ ջերմաստիճանային պայմանների համար կատարված հոսքաբաշխման հաշվարկներին:

Հայկական Էներգահամակարգում տրանսֆորմատորների և ավտոտրանսֆորմատորների տրանսֆորմացիայի գործակիցների փոփոխումը հնարավոր է կատարել ինչպես բեռի տակ, այնպես էլ առանց բեռի: Առանց բեռի (ավտո)տրանսֆորմատորի տրանսֆորմացիայի գործակցի փոփոխումը հնարավոր է միայն՝ սեզոնային պայմաններում: Դրան հակառակ, բեռի տակ գտնվող (ավտո)տրանսֆորմատորի տրանսֆորմացիայի գործակցի փոփոխումը կատարվում է ձեռքով՝ ենթակայանի անձնակազմին տրված կարգավարի հրահանգով: Երկարաժամկետ հեռանկարում հաղորդման ցանցի կառավարումն ավելի ճկուն դարձնելու համար պետք է ապահովել 220/110 կՎ լարման բոլոր (ավտո) տրանսֆորմատորների հեռակառավարում և դրանցից յուրաքանչյուրի տրանսֆորմացիայի գործակցի՝ բեռի տակ փոփոխում: Ցանցի շահագործման վերլուծություններում պետք է հաշվի առնել, որ առանձին (ավտո)տրանսֆորմատորների

տրանսֆորմացիայի գործակիցները հնարավոր չէ փոխել բեռի տակ, ուստի պետք է խուսափել նման (ավտո)տրանսֆորմատորների տրանսֆորմացիայի գործակիցների փոփոխումից այն պահերին, երբ փոփոխվում է բեռի և արտադրության կարգավարումը:

6.2.1.2 ԼԱՐՄԱՆ ՍԱՀՄԱՆԱՓԱԿՈՒՄՆԵՐԸ

Ցանցի շահագործման համապատասխանությունը վավերականացնելու նպատակով ստուգվում է, թե արդյոք ցանցի տարրերի բեռնվածությունը պահպանվում է թույլատրելի սահմաններում (շրջակա միջավայրի ջերմաստիճանային սպասվող պայմաններում) և արդյոք ցանցի հանգույցների լարումները գտնվում են սահմանված տիրույթներում: Ընդ որում, ցանցի աշխատանքի վերոհիշյալ երկու ցուցանիշները ստուգվում են շահագործման ինչպես բնականոն այնպես էլ հետվթարային ռեժիմներում: Երկրորդ ցուցանիշի վերաբերյալ ցանցի մոդելներում սահմանվել և կիրառվել են ցանցի շահագործման բնականոն և հետվթարային ռեժիմների սահմանափակումները լարման 110, 220 և 400 կՎ մակարդակների համար, որը ներկայացված է ստորև բերված աղյուսակում:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 42: ԼԱՐՄԱՆ ՍԱՀՄԱՆԱՓԱԿՈՒՄՆԵՐԸ ՑԱՆՑԻ ԲՆԱԿԱՆՈՆ և ՀԵՏՎԹԱՐԱՅԻՆ ՀԱՅԱԳՈՐԾՄԱՆ ՌԵՋԻՄՆԵՐՈՒՄ ՀԱՂՈՐԴՄԱՆ ՑԱՆՑԻ ՏԱՐԲԵՐ ԼԱՐՄԱՆ ՄԱԿԱՐԴԱԿՆԵՐԻ ՀԱՄԱՐ				
Հաղորդման ցանցի լարման մակարդակը, կՎ	Ցանցի բնականոն շահագործում		Ցանցի հետվթարային շահագործում	
	Սնվագ (կՎ)	Սառավ (կՎ)	Սնվագ (կՎ)	Սառավ (կՎ)
110	108.5	113	103	120
220	218	235	205	240
400	390	410	360	419

Ցանցի բնականոն շահագործման ռեժիմներում լարման սահմանափակումներն ավելի խիստ են 110 և 400 կՎ լարման ցանցերի համար: Դա թույլ է տալիս հեշտացնել լարման կարգավորումը բաշխման մակարդակներում և, որպես կանոն, մատնանշում է, որ 400 կՎ կամ 110 կՎ լարման ցանցերում տեղի ունեցող խափանումների պատճառով լարման մեծությունների անթույլատրելի շեղումներ չեն արձանագրվի: 220 կՎ լարման ցանցում լարման թույլատրելի տիրույթը ավելի լայն է՝ հավանաբար, ելնելով, նախկինում կուտակված ցանցի շահագործման, տոպոլոգիայի և բեռի/արտադրության բաշխման փորձից: Լարման թույլատրելի ստորին սահմանը համարվում է դեռևս բավականին բարձր՝ թե իր բացարձակ մեծությամբ, և թե հետվթարային ռեժիմի համար սահմանված ստորին սահմանի հետ համեմատած: Հետևաբար, եթե 220 կՎ լարման ցանցը պատշաճ կերպով աշխատում է բնականոն պայմաններում, ապա լարումների մեծությունները թույլատրելի սահմաններում կլինեն՝ նաև պատահարներից հետո, ինչը պետք է ապացուցվի ցանցի կայունացված վիճակի վերլուծության ժամանակ:

6.2.1.3 ԸՆԹԱՑԻԿ ՆԵՐԴՐՈՒՄԱՅԻՆ ՈՒՂՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ

Ինչպես մանրամասն նկարագրված է «ԷՆԵՐԳԵՏԻԿ ԲՆԱԳԱՎԱՌԻ ՆԵՐԿԱԻՐԱՎԻՃԱԿԸ ԵՎ ՍՊԱՍՎՈՂ ՄԱՐՏԱՅՐԱՎԵՐՆԵՐԸ» բաժնում՝ հաղորդման ցանցում ներկայումս նախատեսվում է իրականացնել մի շարք նախագծեր: Ստորև բերված նախագծերը ներկայացված են ըստ այն տարիների, երբ ակնկալվում է ցանցի վերականգնվող կամ նոր կառուցվող տարրերի շահագործման:

2025 ԹՎԱԿԱՆԻ ՆԵՐԴՐՈՒՄԱՅԻՆ ՈՒՂՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ

1. Մասրիկ-1 նոր ՖՎ էլեկտրակայանի միացումը Հայկական Էներգահամակարգին

Մասրիկ-1 նոր ՖՎ էլեկտրակայանը նախատեսված է իրականացնել 55 ՄՎտ դրվածքային հզորությամբ: Պլանավորվում է կայանը միացնել Լիճք 220/110 կՎ լարման ենթակայանից սևվող 110 կՎ լարման գծին՝ պայմանով, որ արտադրված էլեկտրաէներգիան ցանց կուղղվի Լիճք 220/110 կՎ լարման ենթակայանով: Հաղորդման ցանցին միանալու ներդրումային ծախսերը մոդելում նախատեսված չեն:

2. ՀԱԷԿ-Մարաշ ԵՎ 220 կՎ լարման նոր գծի միացում Երևանի ՋԷԿ ՀՇԳՑԵ 220/110 կՎ լարման ենթակայանին

Այս ներդրումը մոդելավորվել է որպես լրացուցիչ 3 կմ երկարության երկշղթա գիծ, որը պետք է միացնի Մուսալեռ 220 կՎ լարման ՕԳ-ի ամենամոտ հենարանը Երևանի ՋԷԿ ՀՇԳՑԵ 220/110 կՎ լարման ենթակայանին: Տեղանքի վերլուծությունը հաստատում է նոր գծի կառուցման իրագործելիությունը՝ որը ենթակայանին մոտենում է հարավ-արևելքից և հարավից մուտք է գործում ենթակայան: Հավանական է, որ գծի վերջնական երկարությունը մի փոքր ավելի լինի, քան մոդելավորված է (հավանաբար՝ մինչև 3 կմ), ինչը չի ազդում որևէ եզրակացության վրա: Երևանի ՋԷԿ ՀՇԳՑԵ-ի 220/110 կՎ լարման ենթակայանում արդեն կան միացման համար նախատեսված 220 կՎ լարման բջիջներ:

Նոր ՕԳ-ի շահագործման հանձնումը հնարավորություն կտա էլեկտրաէներգիան հաղորդել հյուսիս-արևելյան ուղղությամբ՝ ամրապնդելով ՀԱԷԿ-ի կապը Հայկական Էներգահամակարգի հարավային մասի հետ: Կլուծվի գերբեռնումների խնդիրը, որն առաջանում է, երբ ցանցի մի տարրի անջատումը համընկնում է մեկ այլ տարրի նորոգման հետ, որը մոտ է գտնվում է այս հանգույցին:

3. ՀԱԷԿ-ի 220/110 կՎ լարման ենթակայանում երկրորդ ավտոտրանսֆորմատորի տեղադրում

ՀԱԷԿ-ի 220/110 կՎ լարման ենթակայանում երկրորդ ավտոտրանսֆորմատորի առկայությունը կապահովի լարման ավելի ընդունելի մեծություններ, առաջին տրանսֆորմատորի անջատման դեպքում: Ներդրումային ծախսերը ներառում են ավտոտրանսֆորմատորի կապիտալ ծախսերը և 220 կՎ, 110 կՎ և 35 կՎ լարման բջիջների տեղադրումը:

2028 ԹՎԱԿԱՆԻ ՆԵՐԴՐՈՒՄԱՅԻՆ ՈՒՂՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ

1. Այգ-1 նոր ֆՎ Էլեկտրակայանի միացումը Հայկական Էներգահամակարգին

Այգ-1 նոր ֆՎ Էլեկտրակայանը նախատեսված է իրականացնել 200 ՄՎտ դրվածքային հզորությամբ: Այն միացվելու է 2×38.6 կմ երկարությամբ 220 կՎ լարման Աշնակ-1,2 երկշղթա գծին՝ երկու նոր կառուցվող 2 կմ երկարությամբ երկշղթա գծերի միջոցով: Նոր դասավորվածությունը կլինի հետևյալը. ՀԱԷԿ-Այգ-1 ֆՎ (220 կՎ լարման երկշղթա գիծ՝ 2×30.94 կմ) – Աշնակ ԵԿ (220 կՎ լարման երկշղթա գիծ՝ 2×8.2 կմ): Հաղորդման ցանցի մասով ներդրումային ծախսերում ներառված են երկու 220 կՎ լարման երկշղթա 2 կմ երկարությամբ գծերը և այդ չորս գծերը Այգ-1 ֆՎ Էլեկտրակայանին միացնելու համար անհրաժեշտ սարքավորումների հավաքածուները:

2. 400 կՎ լարման Հայաստան-Իրան միջհամակարգային երկշղթա օդային գծի և 400 կՎ լարման Նորավան ենթակայանի կառուցում

Սա, հավանաբար, Հայկական Էներգահամակարգի հաղորդման ցանցի զարգացմանն ուղղված կարևորագույն ներդրումն է: Այն ներառում է 400 կՎ լարման 180 կմ երկարությամբ Հայաստան-Իրան երկշղթա գծի և 400/220 կՎ լարման նոր՝ Նորավան ենթակայանի կառուցում:

Ներդրումային ծախսերը ներառում են երկու 400/220 կՎ լարման ենթակայանների կառուցում՝ Նորավան ենթակայանը, երկու 400/220/20 կՎ 2×200 ՄՎԱ հզորության ավտոտրանսֆորմատորներով, և Հայաստան-Իրան միջհամակարգային գծի ենթակայանը: Այս երկու ենթակայանների միջև կապը՝ 400 կՎ լարման 180 կմ երկարությամբ երկշղթա գիծ է՝ 2×50 ՄՎԱ հզորությամբ շունտային ռեակտորներով, որոնք նախատեսվում են Նորավան ենթակայանի ելքում: Մեկ շղթայի հզորությունը տատանվում է 1266 ՄՎԱ-ից 40°C -ի ջերմաստիճանի պայմաններում, մինչև 2034 ՄՎԱ՝ -5°C պայմաններում:

Ներդրումային ծախսերում ներառված են 220 կՎ լարման չորս բջիջ, որոնք նախատեսված են Շամբ ՀԷԿ-ը, Շինուհայր և Եղեգնաձոր ենթակայանները Նորավան ենթակայանի հետ կապող նոր կառուցվող ՕԳ-ների միացման համար:

Այս ներդրումները հնարավորություն կտան ավելացնել Հայաստան-Իրան միջհամակարգային կապի թողունակությունը, կապահովեն ռեակտիվ հզորության գեներացիայի ավելի օպտիմալ գրաֆիկ, որի շնորհիվ կապահովվեն լարումների ավելի օպտիմալ մեծություններ համակարգի ստուգիչ կետերում, ինչպես նաև հնարավորություն կընձեռնվի համակարգի հարավային մասում կայանների կողմից արտադրված ԷլեկտրաԷներգիայի ավելցուկն անմիջապես ուղղել 400 կՎ լարման ցանց:

3. Բեռի վերաբաշխումը Շահումյան-2 և Հաղթանակ 220/110 կՎ լարման ենթակայանների միջև՝ նոր 110 կՎ լարման միացման գծերի կառուցմամբ

- 220/110 կՎ լարման Շահումյան-2 և 110 կՎ լարման Շենգավիթ ենթակայանների միջև գործող 110 կՎ լարման գիծը նախատեսվում է միացնել 220/110 կՎ լարման Հաղթանակ ենթակայանին՝ կառուցելով նոր 1 կմ երկարությամբ 110 կՎ լարման երկշղթա գիծ՝ վերը նշված Հաղթանակ ենթակայանի և գործող 110 կՎ լարման գծի միջև,

- 220/110 կՎ լարման Շահումյան-2 և 110 կՎ լարման Կենտրոնական ենթակայանների միջև գործող 110 կՎ լարման գծի Նախատեսվում է միացնել 220/110 կՎ լարման Հաղթանակ ենթակայանին՝ կառուցելով Նոր 1 կմ երկարությամբ 110 կՎ լարման երկշղթա գիծ՝ վերը նշված 220/110 կՎ լարման Հաղթանակ ենթակայանի և գործող 110 կՎ լարման գծի միջև:

Ներդրումային այս ուղղությունն իրականացնելուց հետո, որի համար 220/110 կՎ լարման Հաղթանակ ենթակայանում պահանջվում է 110 կՎ լարման հավելյալ չորս բջիջների տեղադրում՝ ենթակայանը կստանձնի նշված 110 կՎ լարման ենթակայաններից յուրաքանչյուրում (Շենգավիթում և Կենտրոնականում) մեկական տրանսֆորմատորի սնում:

Տեղանքի վերլուծությունը ցույց է տալիս, որ 220 կՎ լարման գծերից հարավ, որոնք սնում են 220/110 կՎ լարման «Հաղթանակ» ենթակայանը, կան իրագործելի ուղեգծեր՝ երկու Նոր երկշղթա գծերի համար: Անցման իրավունքի թույլտվության կարգավիճակն անհայտ է, սակայն այդ ենթակայանների սնման ստանձնումը Հաղթանակ 220/110 կՎ լարման ենթակայանից հանդիսանում է առաջնային խնդիր:

4. 400 կՎ լարման գծի կառուցում Նորավան 400/220 կՎ լարման ենթակայանից մինչև կանխատեսվող Դմաշեն 400/220 կՎ լարման ենթակայանի տեղակայման վայր՝ որպես երկշղթա գիծ, այնուհետև որպես միաշղթա գիծ՝ մինչև Հայաստան-Վրաստան միջսահմանային գծի վրա Նախատեսվող ԲԼՀՀ փոխակերպիչ կայանը, այսինքն՝ մինչև Նախատեսվող Այրում 500/400/220 կՎ լարման կայանի տեղակայման վայրը, և ԲԼՀՀ փոխակերպիչ կայանի և Վրացական Էներգահամակարգի միջև Նոր 500 կՎ լարման գծի կառուցում:

Այս ներդրումը ներառում է 185.744 կմ երկարությամբ 400 կՎ լարման Նորավան-Դմաշեն երկշղթա օդային գծի և 96 կմ երկարությամբ Դմաշեն-Այրում միաշղթա օդային գծի կառուցումը: Այս գծերն ապահովում են նշված ենթակայանների կապը, միևնույն ժամանակ ավելացնելով միջհամակարգային կապերի թողունակությունը: Գծերի ցածր բեռնվածությունների ժամանակ՝ ռեակտիվ հզորության գներացիայի ավելցուկը նվազեցնելու նպատակով նախատեսվում է տեղադրել 50 ՄՎԱձ հզորության շունտող ռեակտորներ՝ երկշղթա գծերի երկու կողմերում (4x50 ՄՎԱձ) և Դմաշեն-Այրում միաշղթա գծի Դմաշեն ենթակայանի կողմում (1x50 ՄՎԱձ):

5. Դմաշեն 400/220 կՎ լարման Նոր ենթակայանի կառուցում՝ 400/220/10 կՎ լարման 500 ՄՎԱ հզորությամբ երկու ավտոտրանսֆորմատորներով:

Այս ենթակայանում նախատեսված են 400 կՎ լարման երեք բջիջ 400 կՎ լարման գծերի միացման և երկու բջիջ՝ ավտոտրանսֆորմատորների միացման համար: Դմաշեն 400/220/10 կՎ լարման ենթակայանում 220 կՎ լարման գծերի միացման համար պահանջվում է հինգ և երկու ավտոտրանսֆորմատորների միացման համար պահանջվում է ևս երկու 220 կՎ լարման բջիջ:

6. Այրում 500/400/220 կՎ լարման Նոր ենթակայանի կառուցում՝ 300 ՄՎԱ հզորության 400/220/10 կՎ լարման մեկ ավտոտրանսֆորմատորով:

Այս ենթակայանում նախատեսված է 400 կՎ լարման երկու բջիջ՝ 400 կՎ լարման գծի և ԲԼՀՀ փոխակերպիչ կայանի միացման համար և մեկ բջիջ՝ ավտոտրանսֆորմատորի

միացման համար: Այս ենթակայանը նախատեսվում է միացնել Ալավերդի-2 220/110 կՎ լարման ենթակայանին՝ գոյություն ունեցող գծի միջոցով, որն անցյալում օգտագործվում է որպես Վրացական էներգահամակարգի հետ կապող միջհամակարգային գիծ, հետևաբար, այստեղ պահանջվում է 220 կՎ լարման երկու բջիջների տեղադրում: Այս միջհամակարգային կապի միացումն ավարտին հասցնելու համար նախատեսվում է կառուցել 8 կմ երկարությամբ 500 կՎ լարման մեկ գիծ:

6.3. ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ ԵՎ ՌԵԺԻՄՆԵՐԻ ԸՆՏՐՈՒԹՅՈՒՆ

Սցենարների ընտրության համար որպես մուտքային տվյալներ օգտագործվել են ՀՅԶՏԾ-ի՝ համապատասխանության վերլուծության և տնտեսական կարգավարման հաշվարկի տվյալները: Սցենարների վերլուծության արդյունքում ընտրվել է երեք սցենար՝ ցանցի մանրամասն մոդելավորման և վերլուծության համար.

1. բեռի կանխատեսման հիմնական սցենար,
2. բեռի կանխատեսման լավատեսական սցենար,
3. բեռի կանխատեսման վատատեսական սցենար:

Առաջարկվող սցենարների ընտրությունը պայմանավորված է բեռի կանխատեսման տարբերակներով, որը թույլ է տալիս ճիշտ գնահատել հաղորդման ցանցի ներդրումների տեխնիկական անհրաժեշտությունը և դրանց տնտեսական հիմնավորումները:

ՀՅԶՏԾ-ի ժամանակահատվածում ընդգրկված տարիների ուսումնասիրվող ռեժիմների ընտրությամբ կազմվել են բեռի գրաֆիկները: Ցանցի պլանավորման ավանդական մոտեցման համաձայն առավելագույն և նվազագույն պահանջարկը և դրանց առնչվող բեռի գրաֆիկները համարվում են բնութագրիչ և կարող են կիրառվել ցանցի վարքագիծը ապագայում վերլուծելու, խնդիրները հայտնաբերելու և լուծումներ գտնելու համար:

Վերականգնվող էներգիայի արտադրության փոփոխականությունը (այդ թվում՝ նոր աղբյուրների միացումը ցանցի ընթացիկ կառուցվածքի փոփոխությամբ), որը զուգորդվում է սպառման տարբեր մեծությունների և ավանդական էլեկտրակայաններից էլեկտրաէներգիայի արտադրության աշխարհագրական բաշխման հետ, հանգեցնում է համակարգում էլեկտրաէներգիայի հոսքերի փոփոխության և, որպես հետևանք՝ առանձին հանգույցներում լարման զգալի տատանումների: Ուստի, նպատակահարմար կլինի համակարգի շահագործման պայմանները դիտարկել՝ պատշաճ կերպով հաշվի առնելով բեռի մեծությունը և վերականգնվող էներգիայի մասնաբաժնի չափը: Վերոհիշյալ պայմանները տարբեր ժամանակահատվածներում և ենթադրությունների պարագայում պարբերաբար վերլուծելու նպատակով ՀՅԶՏԾ-ում օգտագործվում է «ռեժիմ» հասկացությունը: Այս տերմինի բացատրությունը բերված է ստորև:

Ռեժիմը յուրաքանչյուր սցենարում կոնկրետ շահագործման պայմանների արտացոլումն է: Անհրաժեշտ է ուսումնասիրել համակարգի շահագործման արտակարգ պայմանները և հայտնաբերել կրիտիկական վիճակներ: Վերլուծման ենթակա վիճակների թիվը սովորաբար սահմանափակ է լինում՝ կախված մոդելի չափից և բարդությունից:

Հայկական Էներգահամակարգի հաղորդման ցանցի ուսումնասիրությունները տարվել են հետևյալ պայմանների համար.

1. առավելագույն բեռի ռեժիմ,

2. նվազագույն բեռի ռեժիմ:

Առավելագույն բեռի ռեժիմը ներկայացնում է համակարգի վարքագիծը սպասվող առավելագույն բեռի դեպքում և թույլ է տալիս ստուգել ցանցի տարրերի ջերմային կայունությունը բնականոն և արտակարգ շահագործման պայմաններում, ինչպես նաև լարման ընդունելի մակարդակների ապահովման հնարավորությունը: Նվազագույն բեռի ռեժիմը ներկայացնում է համակարգի վարքագիծը ցածր բեռի ժամանակ՝ բացահայտելով հնարավոր արտակարգ իրավիճակները, երբ լարման մակարդակը անթույլատրելի բարձր է:

Յուրաքանչյուր ռեժիմ ունի իր պիտակը, որը ներառում է անվանումը, ՎԷԱ արտադրության մեծությունը Հայկական Էներգահամակարգի հաղորդման ցանցի ընդհանուր սեփական բեռը, փոխհոխոսքի մեծությունը դեպի Իրանական Էներգահամակարգ: Բեռի մասին տեղեկատվությանը հաջորդում է տվյալ ռեժիմի ամսաթիվը և ժամը:

6.3.1. ԲԵՐԻ ՏՎՅԱԼՆԵՐԸ

Ցանցի վերլուծության համար օգտագործված բեռի տվյալները ստացվում են երկու աղբյուրներից.

1. պահանջարկի կանխատեսում, որն ապահովում է հաղորդման ցանցի յուրաքանչյուր հանգույցի պիկային պահանջարկի տվյալները: Տվյալների այս աղբյուրը բաղկացած է երկու ենթախմբից: Առաջինը ենթախումբը ներկայացնում է կանխատեսվող բեռի ամենամեծ մասը և ներառում է այն բեռը, որն առաջանում է բաշխիչ ցանցում Էլեկտրաէներգիայի սպառման հետևանքով: Երկրորդ ենթախումբը ներառում է սեփական կարիքների համար Էլեկտրաէներգիայի սպառումը, որն առաջանում է, երբ համապատասխան Էլեկտրակայանը միացած է ցանցին: Բաշխիչ ցանցին միացած բեռը մոդելավորվում է ընդլայնելի: Դա նշանակում է, որ բեռը տվյալ ռեժիմում ընդլայնվում է այնպես, որ բեռի հաշվարկի արդյունքում ստացված ակտիվ հզորության մոտքը համակարգ առանձին գեներատորից համընկնում է կարգավարման արդյունքում ստացված ակտիվ հզորության արտադրության հետ: Էլեկտրակայանի սեփական սպառումը իր բնույթով համարվում է ոչ ընդլայնելի բեռ: Այն համարվում է հաստատուն և առաջանում է միայն այն ժամանակ, երբ համապատասխան գեներատորը միանում է ցանցին:

2. Բեռի տվյալների երկրորդ աղբյուր է հանդիսանում բաշխման ցանցին միացված արտադրությունը: Այս բեռն ունի բացասական նշան և առընչվում է արտադրության հետևյալ տեսակների հետ. ՖՎ գեներացիայի մի մասը (մինչև 5 ՄՎտ հզորությամբ ՖՎ կայաններ, որոնք միացած են բաշխիչ ցանցին), տանիքային տեղակայման ՖՎ կայաններ և փոքր ՀԷԿ-եր: Հետևաբար, եթե որևէ կոնկրետ ռեժիմում վերոհիշյալ արտադրության տեսակներից որևէ մեկը 1 ՄՎտ հզորություն է ուղղում դեպի ցանց, ապա այդ կետի համար մոդելավորված բեռը կկազմի 1 ՄՎտ՝ բացասական նշանով: Այս խմբում ներառված բեռերը մոդելավորվում են որպես ոչ ընդլայնելի, այսինքն՝ չեն փոխում իրենց

մեծությունները, երբ ընդհանուր բեռի և կորուստների գումարը բաշխված արտադրության հետ համապատասխանեցնելու նպատակով կիրառվում է բեռի ընդլայնում:

Բացասական բեռների առաջին խումբը (մինչև 5 ՄՎտ հզորությամբ բաշխման ցանցին միացած ՖՎ էլեկտրակայանները) բաշխվում է ընտրված հանգույցների խմբում, որտեղ նախատեսված է այս տեսակի ՖՎ էլեկտրակայանների տեղադրումը: Այդ հանգույցներն են՝ Յրագդան ՋԷԿ-ի 110 կՎ լարման հաղորդաձողերը, Սևան ՅԷԿ-ի 110 կՎ լարման հաղորդաձողերը, 220/110 կՎ լարման Աշնակ ենթակայանը, 220/110 կՎ լարման Եղեգնաձոր ենթակայանը, 220/110 կՎ լարման Լիճք ենթակայանը, 110 կՎ լարման Արագած-1 և 220/110 կՎ լարման Արարատ-2 ենթակայանները: Բաշխումը հիմնված է փոքր ՖՎ էլեկտրակայանների այդ հանգույցներում ընթացիկ բաշխման վրա՝ կախված Համակարգի օպերատորի որոշումից: Հարկ է շեշտել, որ սա խոշոր ՖՎ էլեկտրակայանների միայն մեկ մասն է: Մյուս մասը, որը մոդելավորվել է որպես արտադրություն, կազմում են ՖՎ էլեկտրակայանները, որոնց կառուցումը նախատեսված է ապագայում և որոնց միացման մասին մանրամասները ներկայացված են ԸՆԹԱՑԻԿ ՆԵՐԴՐՈՒՄԱՅԻՆ ՈՒՂՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ գլխում:

Բացասական բեռների երկրորդ խումբը ներառում է տանիքային ՖՎ արտադրությունը և փոքր հիդրոէլեկտրակայանների արտադրությունը: Դրանց գումարը բաշխվում է ցանցի հանգույցների միջև որպես ոչ ընդլայնելի բեռ՝ բաշխման ցանցում առաջացած բեռին համաչափ:

Ինչպես արդեն նշվեց՝ **արտադրության բաշխումը՝ հոսքաբաշխման ռեժիմների մշակման հիմքն է հանդիսանում:** Բեռի գրաֆիկը, որը հիմք է հանդիսանում արտադրության օպտիմալ կարգավարման համար և ռեժիմների ընտրության պարամետրերից մեկն է, ներառում է կանխատեսվող կորուստներ, որոնք տարբերվում են հոսքաբաշխման հաշվարկով հաշվարկված կորուստների մեծություններից: Տարբերությունը վերագրվում է ցանցի հաշվեկշռող հանգույցին, որի արտադրանքը տարբերվում է բաշխված արտադրանքի մեծություններից: Կանխատեսելի բեռն այնուհետև կանխատեսվում է այնպես, որ բաշխված և հաշվարկված արտադրանքը ցանցի հաշվեկշռող հանգույցում հաշվեկշռվի:

6.3.2. ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅԱՆ ՏՎՅԱԼՆԵՐԸ

Հայաստանի Հանրապետության պլանավորված հաղորդման ցանցը մատակարարվում է գործող և նոր արտադրողների կողմից: Ստորև բերված աղյուսակում ներկայացված են գործող արտադրողների տեխնիկական հարաչափերը, որոնք օգտագործվել էին ցանցի կայունացված ռեժիմի մոդելի կառուցման համար:

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 43: ՑԱՆՑԻ ՄՈԴԵԼՆԵՐԻ ԿԱՌՈՒՑՄԱՆ ՀԱՄԱՐ ՕԳՏԱԳՈՐԾՎԱԾ ԳԵՆԵՐԱՏՈՐՆԵՐԻ ԱԿՏԻՎ և ՈՒՄԿԱՏԻՎ ՀՁՈՐՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ				
Գեներատոր/Էլեկտրա կայան	P _{Առավ} (ՄՎտ)	P _{Նվազ} (ՄՎտ)	Q _{Առավ} (ՄՎԱՌ)	Q _{Նվազ} (ՄՎԱՌ)
ՀԱԷԿ Գ1	236	125	146	20
ՀԱԷԿ Գ2	236	125	146	20
Երևանի ՋԷԿ ՀԾԳՑԷ ԳՏ	174.2	50	108	20

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 43: ՑԱՆՑԻ ՄՈՂԵԼՆԵՐԻ ԿԱՌՈՒՑՄԱՆ ՀԱՄԱՐ ՕԳՏԱԳՈՐԾՎԱԾ ԳԵՆԵՐԱՏՈՐՆԵՐԻ ԱԿՏԻՎ և ՈՒՍԿՏԻՎ ՀԶՈՐՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ				
ԳԵՆԵՐԱՏՈՐ/ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՅԱՆ	P _{մոտավ} (ՄՎտ)	P _{նվազ} (ՄՎտ)	Q _{մոտավ} (ՄՎԱՌ)	Q _{նվազ} (ՄՎԱՌ)
Երևանի ՋԷԿ ՀԾԳՑԷ ՇՏ	63.75	30	39.5	20
ԱրմֆաուԼԵՐ ՀԾԳՑ ԳՏ	190	60	103	20
ԱրմֆաուԼԵՐ ՀԾԳՑ ՇՏ	90	20	50	20
Հրազդան 5 ԳՏ	165.8	40	102.5	20
Հրազդան 5 ՇՏ	320	140	198	20
Սևան ՀԷԿ Գ1	17	0.1	12.7	1
Սևան ՀԷԿ Գ2	17	0.1	12.7	1
Հրազդան ՀԷԿ Գ1	40.8	0.1	30.6	1
Արգել ՀԷԿ Գ1	56	0.1	35	1
Արգել ՀԷԿ Գ2	56	0.1	35	1
Արգել ՀԷԿ Գ3	56	0.1	35	1
Արգել ՀԷԿ Գ4	56	0.1	35	1
Արզնի ՀԷԿ Գ1	23.52	0.1	18	1
Արզնի ՀԷԿ Գ2	23.52	0.1	18	1
Արզնի ՀԷԿ Գ3	23.52	0.1	18	1
Բանաքեռ ՀԷԿ Գ1	11.55	0.1	11.8	1
Բանաքեռ ՀԷԿ Գ2	11.55	0.1	11.8	1
Բանաքեռ ՀԷԿ Գ5	25.6	0.1	19.2	1
Բանաքեռ ՀԷԿ Գ6	25.6	0.1	19.2	1
Երևան ՀԷԿ	22	0.1	16.5	1
Սպանդարյան ՀԷԿ Գ1	38	0.1	28.5	1
Սպանդարյան ՀԷԿ Գ2	38	0.1	28.5	1
Շամբ ՀԷԿ Գ1	91.2	0.1	68.4	1
Շամբ ՀԷԿ Գ2	91.2	0.1	68.4	1
Տաթև ՀԷԿ Գ1	53.6	0.1	40	1
Տաթև ՀԷԿ Գ2	53.6	0.1	40	1
Տաթև ՀԷԿ Գ3	53.6	0.1	40	1

Վերոնշյալ աղյուսակից պարզ երևում է, որ Հայկական Էներգահամակարգի հաղորդման ցանցին միացած գործող արտադրողների ռեակտիվ հզորությունն գեներացնելու հնարավորությունները սահմանափակ են: Միևնույն ժամանակ, Հայկական Էներգահամակարգի հաղորդման ցանցն ունի բավարար թողունակություն (ամնվազն ընթացիկ ներդրումային ուղղությունները ներառելուց հետո), ինչը նշանակում է, որ այն թերբեմնված է տարվա զգալի հատվածում: Թերբեմնված գծերն իրենց դրսևորում են որպես զուտ ռեակտիվ հզորություն արտադրողներ և բարձրացնում են ցանցի լարումները:

Ռեակտիվ հզորությունը կլանելու ունակությունը արտադրողի կարևոր հատկանիշն է, որը չի օգտագործվում Հայկական Էներգահամակարգում: Այս ունակության հետագա օգտագործումը պետք է ուսումնասիրվի և իրագործվի որպես գեներատորի օժանդակ գործառույթ:

Գեներացիայի, բեռի և ռեժիմների ընտրության հիման վրա պատրաստվել և ադյուսակների տեսքով ստորև ներկայացված են գեներացիայի/բեռի տվյալները տասնամյա ժամանակահատվածում (2025-2034) երեք սցենարների համար ընտրված հոսքաբաշխման հաշվարկների համար: Այդ տվյալները հիմք են հանդիսանում թվով 60 հոսքաբաշխման հաշվարկների համար, որոնք պետք է ուսումնասիրվեն ցանցի կայունացված ռեժիմի վերլուծության ժամանակ:

Իրանական և Վրացական Էներգահամակարգերը Հայկական Էներգահամակարգի մոդելում ներկայացված են համարժեք գեներատորների տեսքով:

Վրացական Էներգահամակարգը ներկայացնող գեներատորը հոսքաբաշխման հաշվարկներում անջատված է, քանի որ հզորության հոսքերը դեպի Վրացական Էներգահամակարգ բացակայում են: 2025 թվականից սկսած, մոդելներում նախատեսվում է ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման հնարավորություն, ինչն ապահովում է լարման մակարդակի որոշակի կարգավորում:

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 44: ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅՈՒՆԸ ՀՈՍՔԱԲԱՇԽՄԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐՈՒՄ – ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ																	
Տարի	Հոսքա բաշխման ռեժիսներ	Ամսաթիվ	ՀԱԷԿ	Երևանի ՋԷԿ ՀՇԳԷ	Արմիաուեր ՀՇԳՑ	Հրազդան-5 ՀՇԳԷ	Սևան ՀԷԿ	Հրազդան ՀԷԿ	Արգել ՀԷԿ	Արզնի ՀԷԿ	Քանաքեռ ՀԷԿ	Երևան ՀԷԿ	Սպանդարյան ՀԷԿ	Շախբ ՀԷԿ	ՀԷԿ Շախբ	Փոքր ՀԷԿ-եր	ՖԿ կայաններ
2025	Առավ բեռ	10.08.2025, 12:00	357	219	0	0	6	24	25	5	9	3	0	0	20	55	388
	Նվազ բեռ	05.06.2025, 06:00	0	0	246	330	5	8	40	1	7	7	0	0	20	140	0
2026	Առավ բեռ	10.08.2026, 13:00	377	219	0	0	16	43	95	12	20	8	0	0	15	55	375
	Նվազ բեռ	05.06.2026, 06:00	0	219	246	0	5	8	20	1	7	7	0	0	20	161	0
2027	Առավ բեռ	10.08.2027, 11:00	357	173	232	0	6	15	0	0	0	0	0	0	48	69	388
	Նվազ բեռ	05.06.2027, 05:00	0	219	246	0	6	24	55	0	0	0	0	0	5	175	0
2028	Առավ բեռ	24.12.2028, 19:00	436	235	255	0	0	0	25	14	34	22	38	83	115	65	0
	Նվազ բեռ	15.05.2028, 05:00	0	0	246	280	0	0	0	0	0	2	0	0	27	215	0
2029	Առավ բեռ	25.01.2029, 20:00	435	235	254	0	0	0	25	13	15	10	38	84	125	110	0
	Նվազ բեռ	16.05.2029, 05:00	0	223	0	339	0	0	0	0	0	2	0	0	23	215	0
2030	Առավ բեռ	25.01.2030, 19:00	420	219	246	340	0	0	0	23	22	10	76	85	115	59	0
	Նվազ բեռ	16.05.2030, 04:00	0	219	0	344	0	0	0	0	0	10	0	0	5	217	0
2031	Առավ բեռ	25.12.2031, 19:00	420	219	246	420	0	0	96	23	24	10	76	115	135	66	0
	Նվազ բեռ	24.05.2031, 04:00	0	219	246	280	0	0	55	23	22	10	0	0	5	238	0
2032	Առավ բեռ	24.12.2032, 20:00	432	238	254	423	0	0	25	15	15	14	38	50	115	66	0
	Նվազ բեռ	23.05.2032, 05:00	0	223	246	424	0	0	0	0	0	2	0	0	23	238	0
2033	Առավ բեռ	25.12.2033, 19:00	420	219	246	420	0	0	95	23	24	10	76	85	115	66	0
	Նվազ բեռ	24.05.2033, 04:00	0	219	246	300	0	0	0	0	0	0	0	0	65	238	0
2034	Առավ բեռ	25.12.2034, 19:00	420	219	246	424	0	0	95	23	24	10	76	85	115	66	0
	Նվազ բեռ	24.05.2034, 04:00	0	219	246	300	0	0	0	0	0	0	0	0	65	238	0

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 45: ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅՈՒՆԸ ՀՈՍՔԱԲԱՇԽՄԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐՈՒՄ - ԼԱԿԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ																	
Տարի	Հոսքա բաշխման ռեժիսներ	Ամսաթիվ	ՀԱԷԿ	Երևանի ՋԷԿ ՀՇԳԷ	Արմիաուեր ՀՇԳՑ	Հրազդան-5 ՀՇԳԷ	Սևան ՀԷԿ	Հրազդան ՀԷԿ	Արգել ՀԷԿ	Արզնի ՀԷԿ	Քանաքեռ ՀԷԿ	Երևան ՀԷԿ	Սպանդարյան ՀԷԿ	Շախբ ՀԷԿ	ՀԷԿ Շախբ	Փոքր ՀԷԿ-եր	ՖԿ կայաններ
2025	Առավ բեռ	10.08.2025, 14:00	377	180	0	280	6	24	25	5	9	3	0	0	20	56	313
	Նվազ բեռ	05.06.2025, 05:00	0	0	235	280	5	8	40	2	7	7	0	0	20	140	0
2026	Առավ բեռ	10.08.2026, 13:00	377	180	0	200	16	43	5	12	20	8	0	0	25	55	375
	Նվազ բեռ	05.06.2026, 05:00	0	220	237	0	5	8	60	2	7	7	0	0	65	162	0
2027	Առավ բեռ	10.08.2027, 11:00	390	180	232	0	6	24	0	0	0	0	0	0	88	69	388
	Նվազ բեռ	05.06.2027, 05:00	0	215	237	0	6	24	55	0	0	0	0	0	65	175	0
2028	Առավ բեռ	25.01.2028, 20:00	435	236	254	0	0	0	25	16	34	22	76	140	95	66	0
	Նվազ բեռ	15.05.2028, 05:00	0	0	245	330	0	0	0	0	0	2	0	0	67	215	0
2029	Առավ բեռ	25.01.2029, 19:00	435	233	254	420	0	0	20	11	15	10	38	115	96	90	0
	Նվազ բեռ	16.05.2029, 05:00	0	225	242	320	0	0	0	0	0	2	0	0	63	215	0
2030	Առավ բեռ	25.01.2030, 19:00	440	236	254	420	0	0	0	23	22	10	76	85	115	59	0
	Նվազ բեռ	16.05.2030, 04:00	0	225	240	344	0	0	0	0	0	10	0	0	65	217	0
2031	Առավ բեռ	25.12.2031, 19:00	440	236	254	420	0	0	96	23	24	10	76	115	125	66	0
	Նվազ բեռ	16.05.2031, 05:00	0	220	240	330	0	0	55	10	13	10	0	0	75	241	0
2032	Առավ բեռ	25.01.2032, 19:00	435	238	254	423	0	0	25	15	15	14	70	115	125	65	0
	Նվազ բեռ	15.05.2032, 05:00	0	220	240	420	0	0	0	0	0	2	0	0	63	238	0
2033	Առավ բեռ	25.01.2033, 19:00	440	236	254	420	0	0	95	23	24	10	76	85	115	66	0
	Նվազ բեռ	16.05.2033, 05:00	0	220	240	300	0	0	0	0	0	0	0	0	65	241	0
2034	Առավ բեռ	25.01.2034, 19:00	440	236	254	420	0	0	95	23	24	10	76	85	115	66	0
	Նվազ բեռ	16.05.2034, 05:00	0	220	240	300	0	0	0	0	0	0	0	0	65	241	0

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 46: ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅՈՒՆԸ ՀՈՍՔԱԲԱՇԽՄԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐՈՒՄ - ԿԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ																	
Տարի	Հոսքա բաշխման ռեժիսներ	Ամսաթիվ	ՀԱԷԿ	Երևանի ՁԷԿ ՀՇԳԸ	Արմիաուեր ՀՇԳԸ	Հրազդան-5 ՀՇԳԸ	Սևան ՀԷԿ	Հրազդան ՀԷԿ	Արգել ՀԷԿ	Արզնի ՀԷԿ	Քանաքեռ ՀԷԿ	Երևան ՀԷԿ	Սպանդարյան ՀԷԿ	Շախբ ՀԷԿ	ՀԷԿ Շախբ	Փոքր ՀԷԿ-եր	ՖԿ կայաններ
2025	Առավ բեռ	10.08.2025, 12:00	393	180	160	0	6	24	5	5	9	5	0	0	25	55	400
	Նվազ բեռ	05.06.2025, 06:00	0	0	240	345	5	8	20	1	7	3	0	0	20	140	0
2026	Առավ բեռ	10.08.2026, 13:00	425	200	0	0	16	43	25	12	20	8	0	0	55	55	375
	Նվազ բեռ	05.06.2026, 05:00	0	219	236	0	5	8	20	2	7	7	0	0	20	162	0
2027	Առավ բեռ	10.08.2027, 11:00	357	180	200	0	6	15	0	0	0	0	0	0	68	69	388
	Նվազ բեռ	05.06.2027, 05:00	0	210	236	0	6	24	55	0	0	0	0	0	5	175	0
2028	Առավ բեռ	24.12.2028, 19:00	431	235	255	0	0	0	25	14	34	22	38	83	115	65	0
	Նվազ բեռ	15.05.2028, 06:00	0	0	246	280	0	0	0	0	0	2	0	0	29	215	0
2029	Առավ բեռ	25.01.2029, 20:00	444	235	254	0	0	0	25	13	15	10	38	84	125	58	0
	Նվազ բեռ	16.05.2029, 05:00	0	225	246	0	0	0	0	0	0	2	0	0	23	215	0
2030	Առավ բեռ	25.01.2030, 20:00	444	235	254	0	0	0	25	13	15	10	38	70	95	59	0
	Նվազ բեռ	16.05.2030, 05:00	0	225	246	0	0	0	0	0	0	2	0	0	23	217	0
2031	Առավ բեռ	25.12.2031, 20:00	444	238	254	0	0	0	25	15	15	14	38	50	115	66	0
	Նվազ բեռ	24.05.2031, 05:00	0	223	246	0	0	0	0	0	0	2	0	0	23	238	0
2032	Առավ բեռ	24.12.2032, 20:00	432	225	254	0	0	0	67	23	24	10	76	115	95	66	0
	Նվազ բեռ	23.05.2032, 05:00	0	223	246	0	0	0	55	10	13	10	0	0	5	238	0
2033	Առավ բեռ	25.12.2033, 20:00	432	225	254	0	0	0	67	23	24	10	76	115	95	66	0
	Նվազ բեռ	24.05.2033, 05:00	0	223	246	0	0	0	55	10	13	10	0	0	5	238	0
2034	Առավ բեռ	25.12.2034, 20:00	432	225	254	0	0	0	67	23	24	10	76	115	95	66	0
	Նվազ բեռ	24.05.2034, 05:00	0	223	246	0	0	0	55	10	13	10	0	0	5	238	0

6.3.3. ԿԱՅՈՒՆԱՑՎԱԾ ՌԵԺԻՄՆԵՐԻ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ ԸՍՏ ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ

Աղյուսակներ 44-46-ում ներկայացված գեներացիայի տվյալների հիման վրա 2025-2034թթ ընդգրկող ժամանակահատվածի համար կատարվել են հոսքաբաշխման հաշվարկներ երեք սցենարների համար, որոնց արդյունքները բերված են ստորև՝ աղյուսակային տեսքով.

ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ.

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 47: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2025Թ					
Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ		Առավելագույն բեռ	
		Ժ6 ⁰⁰		Ժ12 ⁰⁰	
		Լարում (կՎ)			
		220	110	220	110
1.	Հրազդան-5	231.4	112.4	225.7	112.3
2.	Հրազդան ՀԷԿ	231.2	112.9	225.9	112.2
3.	Երևանի ԶԷԿ	229.9	109.3	226.8	112.8
4.	Ալավերդի-2	232.6	110.4	223.2	111.7
5.	Վանաձոր-2	232.4	110.6	225.7	111.7
6.	Զովունի	230.9	110.1	223.2	112.2
7.	Մարաշ	229.3	109.8	224.6	112.6
8.	Շահումյան-2	230.0	110.5	224.7	111.9
9.	Գյումրի-2	231.3	109.5	227.2	111.1
10.	Արարատ-2	227.4	109.8	227.4	112.5
11.	Եղեգնաձոր	225.4	111.2	228.7	110.9
12.	Շինուհայր	222.4	112.0	227.3	110.6
13.	ՀԱԷԿ	229.0	111.9	230.0	112.9

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 48: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2026Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ		Առավելագույն բեռ	
		Ժ6 ⁰⁰		Ժ13 ⁰⁰	
		Լարում (կՎ)			
		220	110	220	110
1.	Հրազդան-5	227.2	111.0	221.0	110.9
2.	Հրազդան ՀԷԿ	227.2	111.0	221.4	110.9
3.	Երևանի ԶԷԿ	228.6	112.1	221.5	109.1
4.	Ալավերդի-2	228.1	109.4	218.9	109.1
5.	Վանաձոր-2	228.5	109.2	221.1	109.3
6.	Զովունի	225.9	112.5	219.3	109.3
7.	Մարաշ	227.1	112.5	220.1	109.0
8.	Շահումյան-2	226.5	112.7	219.8	109.9
9.	Գյումրի-2	227.6	111.7	222.6	109.2
10.	Արարատ-2	227.5	111.4	220.7	109.7
11.	Եղեգնաձոր	227.3	112.1	221.7	109.3
12.	Շինուհայր	225.9	109.8	221.1	108.9
13.	ՀԱԷԿ	227.4	112.1	224.6	110.3

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 49: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2027Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ		Առավելագույն բեռ	
		Ժ5 ⁰⁰		Ժ11 ⁰⁰	
		Լարում (կՎ)			
		220	110	220	110
1.	Հրազդան-5	229.0	112.1	221.5	110.2
2.	Հրազդան ՀԷԿ	229.0	112.1	221.8	110.1
3.	Երևանի ՋԷԿ	231.0	112.9	224.6	110.3
4.	Ալավերդի-2	230.5	112.1	219.6	110.2
5.	Վանաձոր-2	229.6	112.9	221.3	111.0
6.	Զովունի	227.5	112.8	219.3	110.0
7.	Մարաշ	230.2	112.8	222.5	110.0
8.	Շահումյան-2	228.4	112.8	221.0	111.0
9.	Գյումրի-2	229.5	112.7	223.5	111.6
10.	Արարատ-2	229.5	112.4	223.0	111.0
11.	Եղեգնաձոր	228.8	113.0	222.6	109.8
12.	Շինուհայր	227.3	111.1	221.5	109.0
13.	ՀԱԷԿ	229.9	111.5	227.0	111.4

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 50: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2028Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ5 ⁰⁰			Ժ19 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	232.3	112.3	-	228.0	110.1
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	231.9	112.4	-	228.0	110.5
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	231.7	111.8	-	229.8	112.5
4.	Ալավերդի-2	-	230.6	111.8	-	228.5	112.2
5.	Վանաձոր-2	-	232.2	112.1	-	227.3	112.9
6.	Զովունի	-	230.3	112.5	-	225.8	112.2
7.	Մարաշ	-	230.6	112.3	-	227.9	112.3
8.	Շահումյան-2	-	230.7	112.9	-	226.6	113.2
9.	Գյումրի-2	-	232.4	112.2	-	226.6	112.8
10.	Արարատ-2	-	230.6	113.1	-	229.5	112.9
11.	Եղեգնաձոր	-	232.7	114.7	-	232.5	114.6
12.	Շինուհայր	-	232.2	110.6	-	234.1	112.5
13.	ՀԱԷԿ	-	231.8	112.3	-	230.2	113.1
14.	Դդմաշեն	401.2	231.7	-	400.8	228.7	-
15.	Նորավան	403.6	232.3	-	404.4	233.7	-
16.	Այրում	395.0	228.6	-	401.9	230.4	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 51: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2029Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ5 ⁰⁰			Ժ20 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	232.0	112.1	-	227.2	109.5
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	231.6	112.2	-	227.2	109.9
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	231.4	112.6	-	229.1	112.0
4.	Ալավերդի-2	-	230.4	111.5	-	227.7	111.6
5.	Վանաձոր-2	-	231.9	111.9	-	226.4	112.4
6.	Զովունի	-	230.0	112.3	-	224.8	111.5
7.	Մարաշ	-	230.7	112.5	-	227.1	111.8
8.	Շահումյան-2	-	230.3	112.6	-	225.8	112.6
9.	Գյումրի-2	-	232.0	111.9	-	225.9	112.4
10.	Արարատ-2	-	230.4	112.8	-	228.8	112.5
11.	Եղեգնաձոր	-	232.4	114.5	-	231.9	114.3
12.	Շինուհայր	-	231.8	110.5	-	233.8	112.3
13.	ՀԱԷԿ	-	231.4	111.9	-	229.7	112.7
14.	Դդմաշեն	401.0	231.5	-	399.7	227.9	-
15.	Նորավան	403.3	232.0	-	403.8	233.3	-
16.	Այրում	395.0	228.5	-	400.8	229.7	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 52: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2030Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ4 ⁰⁰			Ժ19 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	232.5	112.3	-	233.0	111.1
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	232.1	112.4	-	232.5	111.7
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	232.1	112.8	-	231.9	112.9
4.	Ալավերդի-2	-	230.7	111.8	-	232.2	112.4
5.	Վանաձոր-2	-	232.3	112.2	-	232.4	112.0
6.	Զովունի	-	230.7	112.2	-	228.5	112.7
7.	Մարաշ	-	231.3	112.7	-	230.0	112.9
8.	Շահումյան-2	-	231.5	111.6	-	229.4	113.1
9.	Գյումրի-2	-	232.6	112.3	-	230.4	112.3
10.	Արարատ-2	-	231.0	113.2	-	232.0	112.7
11.	Եղեգնաձոր	-	232.7	114.7	-	234.8	115.7
12.	Շինուհայր	-	231.9	110.6	-	235.5	112.8
13.	ՀԱԷԿ	-	232.1	112.0	-	232.5	112.4
14.	Դդմաշեն	401.4	231.8	-	406.7	232.9	-
15.	Նորավան	403.5	232.2	-	407.3	235.0	-
16.	Այրում	395.0	228.6	-	407.9	233.8	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 53: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2031Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		4 ⁰⁰			ժ19 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	232.9	112.5	-	232.7	111.0
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	232.7	112.6	-	232.2	111.6
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	234.8	112.5	-	231.7	112.8
4.	Ալավերդի-2	-	231.0	112.0	-	231.7	112.1
5.	Վանաձոր-2	-	232.9	112.4	-	232.0	111.9
6.	Զովունի	-	233.3	112.4	-	228.3	112.6
7.	Մարաշ	-	234.0	112.4	-	229.8	112.8
8.	Շահումյան-2	-	233.5	112.3	-	229.1	112.9
9.	Գյումրի-2	-	234.0	113.0	-	230.0	112.2
10.	Արարատ-2	-	232.7	112.5	-	231.6	112.5
11.	Եղեգնաձոր	-	232.7	114.7	-	234.2	115.4
12.	Շինուհայր	-	231.3	110.3	-	234.8	112.6
13.	ՀԱԷԿ	-	234.0	112.8	-	232.3	112.2
14.	Դդմաշեն	401.3	232.2	-	405.9	232.4	-
15.	Նորավան	402.3	231.5	-	406.3	234.5	-
16.	Այրում	395.0	228.5	-	407.0	233.2	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 54: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2032Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ5 ⁰⁰			Ժ20 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	232.1	112.0	-	232.6	110.8
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	231.7	112.0	-	232.0	111.5
3.	Երևանի ԶԷԿ	-	233.3	112.6	-	231.4	112.6
4.	Ալավերդի-2	-	230.4	111.6	-	231.6	112.0
5.	Վանաձոր-2	-	232.0	112.0	-	231.8	111.7
6.	Զովունի	-	230.8	112.0	-	227.8	112.2
7.	Մարաշ	-	232.8	112.2	-	229.5	112.5
8.	Շահումյան-2	-	231.8	111.7	-	228.7	112.7
9.	Գյումրի-2	-	232.8	112.4	-	229.7	112.0
10.	Արարատ-2	-	231.0	113.1	-	231.2	112.2
11.	Եղեգնաձոր	-	231.6	114.2	-	234.0	115.3
12.	Շինուհայր	-	230.6	110.0	-	235.0	112.7
13.	ՀԱԷԿ	-	232.5	112.1		232.1	112.0
14.	Դդմաշեն	400.3	231.3	-	405.9	232.3	-
15.	Նորավան	401.5	230.8	-	406.7	234.7	-
16.	Այրում	395.0	228.3	-	407.0	233.2	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 55: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2033Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ4 ⁰⁰			Ժ19 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	232.5	112.2	-	232.6	111.0
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	232.2	112.3	-	232.0	111.7
3.	Երևանի ԶԷԿ	-	233.7	112.8	-	231.4	112.5
4.	Ալավերդի-2	-	230.7	111.7	-	231.6	112.0
5.	Վանաձոր-2	-	232.4	112.1	-	231.8	111.8
6.	Զովունի	-	231.1	112.2	-	227.9	112.4
7.	Մարաշ	-	233.2	112.4	-	229.4	112.5
8.	Շահումյան-2	-	232.2	111.8	-	228.7	112.6
9.	Գյումրի-2	-	233.1	112.5	-	229.6	111.9
10.	Արարատ-2	-	231.8	113.4	-	231.2	112.2
11.	Եղեգնաձոր	-	233.1	114.8	-	234.0	115.3
12.	Շինուհայր	-	232.5	111.7	-	234.8	112.6
13.	ՀԱԷԿ	-	232.9	112.2	-	232.1	112.0
14.	Դդմաշեն	401.2	231.9	-	405.8	232.3	-
15.	Նորավան	403.0	232.4	-	406.4	234.5	-
16.	Այրում	395.0	228.5	-	407.0	233.0	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 56: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2034Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ4 ⁰⁰			Ժ19 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	232.5	111.8	-	232.4	110.7
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	232.1	111.9	-	231.8	111.3
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	233.6	111.9	-	231.2	112.4
4.	Ալավերդի-2	-	230.5	111.5	-	231.4	111.8
5.	Վանաձոր-2	-	232.2	111.9	-	231.6	111.6
6.	Զովունի	-	231.8	111.3	-	227.7	112.1
7.	Մարաշ	-	232.8	111.6	-	229.2	112.4
8.	Շահումյան-2	-	232.1	111.5	-	228.5	112.5
9.	Գյումրի-2	-	232.9	112.5	-	229.5	111.8
10.	Արարատ-2	-	231.9	112.0	-	231.0	112.2
11.	Եղեգնաձոր	-	233.1	114.9	-	234.0	115.4
12.	Շինուհայր	-	232.5	111.7	-	234.8	112.6
13.	ՀԱԷԿ	-	232.7	112.0	-	232.0	111.9
14.	Դդմաշեն	401.2	231.8	-	405.6	232.1	-
15.	Նորավան	403.0	232.4	-	406.4	234.5	-
16.	Այրում	395.0	228.4	-	406.8	233.0	-

2025-2027թթ ընկած ժամանակահատվածի հիմնական սցենարի համար իրականացված N-1 և N-2 իրավիճակներում ցանցի գերբեռնված տարրերի ցանկը և գերբեռնման աստիճանը ներկայացված են ստորև.

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 57: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ,
(2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)**

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
-	-	-	-	-	-	-	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 58: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նուրբնալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
1	-	ՕԳ Նորադուզ 220 կՎ (Հրազդան-Կամո)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	311.3	124.6
2	-	ՕԳ Լիճք 220 կՎ (Կամո -Լիճք)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	308.88	123.51
3	-	ՕԳ Վարդենիս 220 կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	305.54	122.17
4	-	ՕԳ Գետափ 220 կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	302.32	119.61
			ՕԳ Լիճք (Կամո -Լիճք)	220կՎ	263.8	309.34	120.97
			ՕԳ Նորադուզ (Հրազդան-Կամո)	220կՎ	263.8	312.1	122.05
5	-	ՕԳ Մեղրի 1 220 կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	284.36	115.16

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 59: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ,
(2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)**

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
6	-	ՕԳ Վարդենիս 220 կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ 220 կՎ (Արարատ-Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	264.65	107.79
7	-	ՕԳ Գետափ 220 կՎ (Արարատ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս 220 կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	263.66	103.53

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 60: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ,
(2026Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)**

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
8	-	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-2 (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	58.6	88.97	155.89
9	-	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան-Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	88.97	133.36

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 61: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ,
(2027Թ.-ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)**

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
10	-	ՕԳ Վարդենիս 220 կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	267.32	106.51
11	-	ՕԳ Մեղրի 1 220 կՎ (Ագարակ-Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	267.53	104.8
12	-	ՕԳ Գետափ 220 կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	267.41	104.24

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 62: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՒՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՒՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ,
(2027Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)**

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
13	-	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	58.6	72.58	126.89
14	-	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	72.58	108.55

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 63: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
56	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ-Շինուհայր)	220կՎ	263.8	358.99	146.12
			ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	361.01	150.43
57	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	363.06	146.66
			ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ-Շինուհայր)	220կՎ	263.8	357.74	146.27
58	ՕԳ Ատոմային 1 110կՎ (ԱԷԿ-Արմավիր)	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	328.85	131.62
			ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	269.37	107.86
			ՕԳ Նորադուլ (Հրազդան-Կամո)	220կՎ	263.8	270.69	107.56
59	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	363.9	145.44
60	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Ատոմային 1 110կՎ (ԱԷԿ-Արմավիր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ-Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	332.93	135.2

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 63: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
61	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ-Շինուհայր)	ՕԳ Ատոմային 1 110կՎ (ԱԷԿ-Արմավիր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ-Շինուհայր)	220կՎ	257.3	318.34	129.2
62	ՕԳ Արեգ 220կՎ (ԱԷԿ-Արարատ)	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	315.06	129.95
			ՕԳ Էրեբունի (Երևան-Արարատ)	220կՎ	257.3	267.04	110.15
63	ՕԳ Սևան 110կՎ (Սևան-ՀԷԿ-Հրազդեհ)	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (Սևան-ՀԷԿ-Հրազդեհ)	ՕԳ Հաղարծին (Սևան-ՀԷԿ-Դիլիջան)	110կՎ	68.5	86.12	122.85
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Դիլիջան-Բազում)	110կՎ	68.5	80.63	119.21
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Վանաձոր-Բազում)	110կՎ	68.5	77.31	118.4
64	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (Սևան-ՀԷԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (Սևան-ՀԷԿ-Հրազդեհ)	ՕԳ Սևան (Սևան-ՀԷԿ-Հրազդեհ)	110կՎ	68.5	85.86	127.33
65	ՕԳ Սևան 110կՎ (Սևան-ՀԷԿ-Հրազդեհ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (Սևան-ՀԷԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Ախթամար (Սևան-ՀԷԿ-Հրազդեհ)	110կՎ	68.5	85.9	127.28
66	ՕԳ Սիփան 220կՎ (ԱԷԿ-Շահումյան)	ՕԳ Շահումյան 2 110կՎ (ԱԷԿ-Շահումյան)	ՕԳ Էջմիածին (ԱԷԿ- Էջմիածին)	110կՎ	68.5	70.84	103.42
67	ՕԳ Էրեբունի 220կՎ (Երևան-Արարատ)	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	313.01	130.43

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 63: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
			ՕԳ Արարատ2 110կՎ (ԵրևջէԿ-Արտաշատ)	110կՎ	68.5	72.37	105.65

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 64: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
71	ՕԳ Էրեբունի 220կՎ (ԵրևջէԿ-Արարատ)	ՕԳ Նորադուզ 220կՎ (Հրազդան-Կամո)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	317	128.39
			ՕԳ Արարատ2 (ԵրևջէԿ-Արտաշատ)	110կՎ	68.5	70.9	103.5
72	ՕԳ Ատոմային 2 110կՎ (ԱԷԿ-Արմավիր)	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	308.25	123.45
			ՕԳ Նորադուզ (ՀրազդէԿ-Կամո)	220կՎ	263.8	318.78	125.84
			ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	311.62	124.8

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 64: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
73	ՕԳ Ատոմային 2 110կՎ (ԱԷԿ-Արմավիր)	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ-Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ-Շինուհայր)	220կՎ	257.3	293.29	120.61
74	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	308.1	123.66
			ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ-Շինուհայր)	220կՎ	263.8	298.92	123.43
75	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	308.65	127.01
			ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ-Շինուհայր)	220կՎ	263.8	298.47	123.62
76	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք (Շինուհայր-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	308.38	122.81
77	ՕԳ Արեգ 220կՎ (ԱԷԿ-Արարատ)	ՕԳ Լիճք 220կՎ (Կամո-Լիճք)	ՕԳ Գետափ (Արարատ-Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	305.89	125.79
			ՕԳ Էրեբունի (Երևան-Արարատ)	220կՎ	257.3	265.56	109.21

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 65: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
81	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Կենտրոնական 1 110կՎ (Շահումյան- Կենտրոնական)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	286.87	113.23
82	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Կենտրոնական 1 110կՎ (Շահումյան- Կենտրոնական)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	288.81	117.99
83	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (ՍևանՀէԿ-ՀրազԶէԿ)	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀէԿ-ՀրազՀէԿ)	ՕԳ Հաղարծին (ՍևանՀէԿ-Դիլիջան)	110 կՎ	68.5	89.8	129.31
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Դիլիջան-Բազում)	110 կՎ	68.5	84.18	125.52
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Վանաձոր-Բազում)	110 կՎ	68.5	80.85	124.62
84	ՕԳ Կենտրոնական 1 110կՎ (Շահումյան- Կենտրոնական)	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ-Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	302.49	122.42
85	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀէԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք (ՍպանդՀէԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	301.71	120.59
			ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀէԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	299.34	120.11

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 65: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
86	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (ՍևանՀէԿ-ՀրազԶէԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀէԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Սևան (ՍևանՀէԿ-ՀրազՀէԿ)	110 կՎ	68.5	89.64	132.02
87	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀէԿ-ՀրազՀէԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀէԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Ախթամար (ՍևանՀէԿ- ՀրազԶէԿ)	110 կՎ	68.5	89.65	132.09
88	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀէԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀէԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	303.2	120.4
89	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀէԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ (ՇամբՀէԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	301.65	123.64
			ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀէԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	300.05	119.9
90	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-ԵրևԶէԿ)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	79.72	101.42
91	ՕԳ Սիփան 220կՎ (ԱԷԿ-Շահումյան)	ՕԳ Մուսալեռ 220կՎ (ԱԷԿ-ԵրևԶէԿ)	ՕԳ Շահումյան2 (ԱԷԿ-Շահումյան)	110կՎ	68.5	72	105.18
			ՕԳ Էջմիածին (ԱԷԿ- Էջմիածին)	110կՎ	68.5	74.5	108.86

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 66: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
94	ՕԳ ԵրևՋԷԿ 1 220կՎ (ԱրմՊատուէր- ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-2 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	108.81	167.78
95	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ ԵրևՋԷԿ 1 220կՎ (ԱրմՊատուէր- ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	106.88	162.41
			ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	106.88	162.41
96	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	85.9	114.92
			ՕԳ Վինիլ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	81.5	109.2
97	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	83.69	112

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 66: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
			ՕԳ Կաուչուկ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	79.26	106.2
98	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Նոթ (Մարաշ-Երևան)	110կՎ	78.6	80.45	107.61

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 67: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
102	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ Երևան 1 220կՎ (Արմավուր-Երևան)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	71.41	108.34
			ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	71.41	108.34

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 67: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
103	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ-Շինուհայր)	220կՎ	263.8	321.45	129.61
			ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	323.31	133.52
104	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ-Շինուհայր)	220կՎ	263.8	320.42	129.79
			ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	323.38	130.22
105	ՕԳ Կենտրոնական 1 110կՎ (Շահումյան-Կենտրոնական)	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ-Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ-Շինուհայր)	220կՎ	257.3	336.29	136.99
106	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք (Շինուհայր-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	325.08	129.37
107	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազԶԷԿ)	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՀԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին (ՍևանՀԷԿ-Դիլիջան)	110կՎ	68.5	83.11	119.61
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Դիլիջան-Բազում)	110կՎ	68.5	77.74	115.89
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Վանաձոր-Բազում)	110կՎ	68.5	74.57	115.1

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 67: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
108	ՕԳ Ախթամար 110 կՎ (ՍևանՀէԿ-ՀրազՁէԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀէԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Սևան (ՍևանՀէԿ-ՀրազՁէԿ)	110կՎ	68.5	82.84	124.15
109	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀէԿ-ՀրազՁէԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀէԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Ախթամար (ՍևանՀէԿ-ՀրազՁէԿ)	110կՎ	68.5	82.86	124.07
110	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-Երևան)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային-Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ-Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	79.96	106.51
111	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-Երևան)	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ-Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային-Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	79.4	103.4

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 68: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2027Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
114	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ	ՕԳ Երևան 1 220 կՎ	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան-Հաղթանակ)	110կՎ	58.6	107.78	166.85

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 68: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2027Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
	(Շահումյան- Հաղթանակ)	(ԱրմՊատուէր- ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	107.78	166.85
115	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	80.33	106.51
			ՕԳ Վինիլ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	79.5	101.82
116	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	79.9	104.27

ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ.

2025-2034 թթ ընդգրկող ժամանակահատվածի վատատեսական սցենարի համար Հայկական էներգահամակարգի ստուգիչ կետերում ստացվել են լարման հետյալ մեծությունները, որոնք ներկայացված են ստորև բերված աղյուսակներով.

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 69: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2025Թ					
Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ		Առավելագույն բեռ	
		Ժ6 ⁰⁰		Ժ12 ⁰⁰	
		Լարում (կՎ)			
		220	110	220	110
1.	Հրազդան-5	230.3	110.9	223.2	110.7
2.	Հրազդան ՀԷԿ	229.9	111.2	223.4	110.6
3.	Երևանի ԶԷԿ	228.9	109.2	225.1	110.4
4.	Ալավերդի-2	231.9	108.8	222.0	109.0
5.	Վանաձոր-2	231.0	109.6	223.2	110.0
6.	Զովունի	228.5	109.8	221.5	110.1
7.	Մարաշ	228.5	109.6	223.1	110.3
8.	Շահումյան-2	228.5	109.5	222.4	110.5
9.	Գյումրի-2	229.4	110.2	224.3	109.6
10.	Արարատ-2	225.8	111.1	223.4	111.1
11.	Եղեգնաձոր	224.2	108.9	224.0	110.5
12.	Շինուհայր	221.4	109.0	223.4	109.6
13.	ՀԱԷԿ	228.3	109.8	226.7	111.4

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 70: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2026Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ		Առավելագույն բեռ	
		Ժ5 ⁰⁰		Ժ13 ⁰⁰	
		Լարում (կՎ)			
		220	110	220	110
1.	Հրազդան-5	225.6	109.6	222.2	111.4
2.	Հրազդան ՀԷԿ	225.5	109.7	222.5	111.5
3.	Երևանի ԶԷԿ	227.5	109.6	222.6	110.0
4.	Ալավերդի-2	226.4	109.9	221.1	108.6
5.	Վանաձոր-2	226.5	109.7	222.3	109.7
6.	Զովունի	224.4	109.6	220.4	109.9
7.	Մարաշ	227.0	109.4	221.3	109.7
8.	Շահումյան-2	224.8	110.0	220.9	110.7
9.	Գյումրի-2	227.0	109.9	223.3	109.1
10.	Արարատ-2	226.2	109.3	221.3	112.1
11.	Եղեգնաձոր	226.0	109.8	223.3	110.1
12.	Շինուհայր	224.7	109.8	223.8	109.7
13.	ՀԱԷԿ	226.0	109.2	225.5	111.0

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 71: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2027Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ		Առավելագույն բեռ	
		Ժ5 ⁰⁰		Ժ11 ⁰⁰	
		Լարում (կՎ)			
		220	110	220	110
1.	Հրազդան-5	226.2	110.4	220.7	109.4
2.	Հրազդան ՀԷԿ	226.2	110.4	220.9	109.4
3.	Երևանի ԶԷԿ	227.6	110.7	223.3	109.8
4.	Ալավերդի-2	227.1	110.3	218.4	109.0
5.	Վանաձոր-2	227.1	110.2	220.6	109.1
6.	Զովունի	225.3	110.5	219.1	108.9
7.	Մարաշ	226.7	110.7	221.3	109.4
8.	Շահումյան-2	225.5	110.9	219.9	110.3
9.	Գյումրի-2	227.3	110.0	221.8	110.3
10.	Արարատ-2	225.9	110.4	221.2	112.0
11.	Եղեգնաձոր	225.3	109.6	222.6	109.9
12.	Շինուհայր	223.7	110.2	222.9	109.4
13.	ՀԱԷԿ	226.0	111.0	225.1	110.6

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 72: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2028Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ6 ⁰⁰			Ժ19 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	234.4	112.6	-	228.2	109.2
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	233.9	112.8	-	228.2	109.8
3.	Երևանի ԶԷԿ	-	234.4	111.6	-	230.5	112.0
4.	Ալավերդի-2	-	232.3	111.9	-	228.3	111.0
5.	Վանաձոր-2	-	234.7	111.6	-	227.7	111.2
6.	Զովունի	-	233.4	111.9	-	226.1	111.6
7.	Մարաշ	-	233.6	111.9	-	228.1	111.9
8.	Շահումյան-2	-	233.9	111.9	-	227.6	112.1
9.	Գյումրի-2	-	235.5	111.4	-	227.8	112.9
10.	Արարատ-2	-	233.7	112.1	-	230.6	111.8
11.	Եղեգնաձոր	-	234.3	115.5	-	232.7	114.6
12.	Շինուհայր	-	232.7	110.9	-	234.0	112.1
13.	ՀԱԷԿ	-	234.9	111.4	-	232.9	111.9
14.	Դդմաշեն	403.4	233.6	-	401.0	228.8	-
15.	Նորավան	404.1	232.9	-	404.5	233.6	-
16.	Այրում	396.9	229.9	-	402.0	230.3	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 73: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2029Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ5 ⁰⁰			Ժ20 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	230.2	111.1	-	228.5	109.7
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	230.1	111.2	-	228.5	110.2
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	232.1	111.6	-	230.8	112.2
4.	Ալավերդի-2	-	229.5	111.1	-	228.7	111.7
5.	Վանաձոր-2	-	230.5	111.2	-	227.9	112.2
6.	Զովունի	-	230.3	110.9	-	226.3	111.6
7.	Մարաշ	-	231.4	111.3	-	228.4	112.0
8.	Շահումյան-2	-	230.6	111.5	-	227.8	112.3
9.	Գյումրի-2	-	231.5	111.8	-	228.0	113.1
10.	Արարատ-2	-	231.4	110.9	-	230.9	112.1
11.	Եղեգնաձոր	-	232.5	114.6	-	233.1	114.9
12.	Շինուհայր	-	231.9	110.6	-	234.4	112.5
13.	ՀԱԷԿ	-	231.5	111.7	-	233.1	112.1
14.	Դդմաշեն	399.9	230.1	-	401.4	229.1	-
15.	Նորավան	403.0	232.0	-	404.8	233.9	-
16.	Այրում	395.0	228.1	-	402.5	230.6	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 74: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2030Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ5 ⁰⁰			Ժ20 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	229.6	110.9	-	228.9	109.5
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	229.7	111.0	-	228.9	110.0
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	231.8	111.8	-	230.9	112.3
4.	Ալավերդի-2	-	229.1	110.8	-	228.9	110.7
5.	Վանաձոր-2	-	230.0	110.9	-	228.9	110.3
6.	Զովունի	-	228.9	111.1	-	226.5	111.6
7.	Մարաշ	-	231.2	111.4	-	228.5	112.1
8.	Շահումյան-2	-	230.0	110.8	-	228.0	112.3
9.	Գյումրի-2	-	230.9	111.5	-	229.0	111.7
10.	Արարատ-2	-	230.6	111.7	-	231.0	112.1
11.	Եղեգնաձոր	-	232.0	114.3	-	233.3	115.0
12.	Շինուհայր	-	231.5	110.4	-	234.5	112.6
13.	ՀԱԷԿ	-	230.9	111.3	-	233.2	112.1
14.	Դդմաշեն	399.5	229.7	-	401.9	229.4	-
15.	Նորավան	402.7	231.7	-	405.0	234.1	-
16.	Այրում	395.0	227.9	-	402.9	230.9	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 75: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2031Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		5 ⁰⁰			Ժ20 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	230.3	111.1	-	229.1	109.7
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	230.3	111.0	-	229.1	110.2
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	232.7	111.6	-	231.2	112.4
4.	Ալավերդի-2	-	229.5	111.0	-	229.2	110.9
5.	Վանաձոր-2	-	230.6	111.2	-	229.2	110.5
6.	Զովունի	-	230.6	110.8	-	226.8	111.8
7.	Մարաշ	-	231.8	111.3	-	228.8	112.3
8.	Շահումյան-2	-	231.0	111.1	-	228.3	112.6
9.	Գյումրի-2	-	231.7	111.9	-	229.3	111.9
10.	Արարատ-2	-	231.2	111.9	-	231.3	112.3
11.	Եղեգնաձոր	-	232.4	114.5	-	233.5	115.1
12.	Շինուհայր	-	231.7	110.5	-	234.7	112.6
13.	ՀԱԷԿ	-	231.7	111.6	-	233.4	112.3
14.	Դդմաշեն	399.9	230.3	-	402.2	229.7	-
15.	Նորավան	402.9	231.9	-	405.3	234.2	-
16.	Այրում	395.0	228.1	-	403.4	231.1	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 76: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2032Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ5 ⁰⁰			Ժ20 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	229.6	111.1	-	228.7	109.4
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	229.6	111.0	-	228.7	109.9
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	231.9	111.7	-	230.8	112.2
4.	Ալավերդի-2	-	229.0	110.6	-	228.7	110.5
5.	Վանաձոր-2	-	229.9	110.8	-	228.7	110.2
6.	Զովունի	-	229.3	111.6	-	226.4	111.6
7.	Մարաշ	-	231.3	111.4	-	228.4	112.0
8.	Շահումյան-2	-	230.3	110.9	-	227.9	112.2
9.	Գյումրի-2	-	231.0	111.5	-	228.9	111.6
10.	Արարատ-2	-	230.9	110.5	-	230.9	112.0
11.	Եղեգնաձոր	-	231.7	114.2	-	233.0	114.8
12.	Շինուհայր	-	231.1	110.2	-	234.1	112.0
13.	ՀԱԷԿ	-	231.1	111.4	-	233.1	112.0
14.	Դդմաշեն	399.3	229.6	-	401.6	229.2	-
15.	Նորավան	402.2	231.4	-	404.8	233.8	-
16.	Այրում	395.0	227.9	-	402.7	230.7	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 77: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2033Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ5 ⁰⁰			Ժ20 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	229.6	111.1	-	228.7	109.4
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	229.6	111.1	-	228.7	110.0
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	231.9	112.0	-	230.8	112.2
4.	Ալավերդի-2	-	228.9	110.6	-	228.7	110.5
5.	Վանաձոր-2	-	229.9	110.8	-	228.7	110.2
6.	Զովունի	-	229.2	111.6	-	226.4	111.6
7.	Մարաշ	-	231.4	111.6	-	228.4	112.0
8.	Շահումյան-2	-	230.2	110.9	-	227.9	112.2
9.	Գյումրի-2	-	230.9	111.5	-	228.9	111.6
10.	Արարատ-2	-	230.4	111.5	-	230.9	112.0
11.	Եղեգնաձոր	-	231.5	114.1	-	233.0	114.9
12.	Շինուհայր	-	231.0	110.2	-	234.1	112.0
13.	ՀԱԷԿ	-	231.0	111.3	-	233.1	112.1
14.	Դդմաշեն	399.2	229.6	-	401.6	229.2	-
15.	Նորավան	402.2	231.2	-	404.8	233.8	-
16.	Այրում	395.0	227.8	-	402.7	230.7	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 78: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2034Թ

Կայան/Էներթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ5 ⁰⁰			Ժ20 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	230.7	111.6	-	229.5	110.0
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	230.7	111.6	-	229.4	110.5
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	233.3	111.9	-	231.4	112.6
4.	Ալավերդի-2	-	229.8	111.2	-	229.6	111.0
5.	Վանաձոր-2	-	231.0	111.4	-	229.6	110.7
6.	Զովունի	-	231.5	111.6	-	227.2	112.2
7.	Մարաշ	-	232.4	111.7	-	229.1	112.5
8.	Շահումյան-2	-	231.8	111.5	-	228.6	112.8
9.	Գյումրի-2	-	232.3	112.2	-	229.7	112.1
10.	Արարատ-2	-	231.6	112.0	-	231.5	112.5
11.	Եղեգնաձոր	-	232.4	114.6	-	233.6	115.1
12.	Շինուհայր	-	231.5	110.4	-	234.4	112.1
13.	ՀԱԷԿ	-	232.5	112.0	-	233.6	112.5
14.	Դդմաշեն	400.2	230.6	-	402.6	230.0	-
15.	Նորավան	402.8	231.7	-	405.4	234.1	-
16.	Այրում	395.0	228.2	-	403.8	231.4	-

2025-2034թթ ժամանակահատվածի վառարանային սցենարի N-1 և N-2 իրավիճակների վերլուծությունների արդյունքները ներկայացված են ստորև.

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 79: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ,
(2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)**

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
53	-	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	318.3	129.09
54	-	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	314.92	125.42
			ՕԳ Նորադուզ (Հրազդան-Կամո)	220կՎ	263.8	268.84	101.91
			ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	268.02	101.6
55	-	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ-Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	304.42	123.16

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 80: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ,
(2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)**

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
68	-	ՕԳ Նորադուզ 220կՎ (Հրազդան-Կամո)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	310.69	125.85
69	-	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	301.5	120.42
			ՕԳ Նորադուզ (Հրազդան-Կամո)	220կՎ	263.8	311.58	122.77
			ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	308.98	121.74
70	-	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	286.19	117.44

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 81: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
78	-	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	267.47	102.15
79	-	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	260.98	106.45
80	-	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ-Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	274.99	110.78

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 82: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ,
(2026Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)**

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
92	-	ՕԳ-1 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	104.47	160.64
93	-	ՕԳ-2 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	104.47	160.64

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 83: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ,
(2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)**

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
99	-	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ-Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	309.08	125.22
100	-	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	278.74	110.43

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 83: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ,
(2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)**

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
101	-	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	281.43	114.85

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 84: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ,
(2027Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)**

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
112	-	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	94.91	144.71
113	-	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	94.91	144.71

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 85: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
56	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 2 (Շամբ ՀԷԿ-Շինուհայր)	220կՎ	263.8	358.99	146.12
			ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	361.01	150.43
57	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	363.06	146.66
			ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ-Շինուհայր)	220կՎ	263.8	357.74	146.27
58	ՕԳ Ատոմային 1 110կՎ (ԱԷԿ-Արմավիր)	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	328.85	131.62
			ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	269.37	107.86
			ՕԳ Նորադուզ (Հրազդան-Կամո)	220կՎ	263.8	270.69	107.56
59	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	363.9	145.44

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 85 ՆՈՐՈԳՄԱՆ Ա ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԲԵՐԻ ՑԱՆԿԸ Ա ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
60	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Ատոմային 1 110կՎ (ԱԷԿ-Արմավիր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	332.93	135.2
61	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ-Շինուհայր)	ՕԳ Ատոմային 1 110կՎ (ԱԷԿ-Արմավիր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ-Շինուհայր)	220կՎ	257.3	318.34	129.2
62	ՕԳ Արեգ 220կՎ (ԱԷԿ-Արարատ)	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	315.06	129.95
			ՕԳ Էրեբունի (Երևան-Արարատ)	220կՎ	257.3	267.04	110.15
63	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՀԷԿ)	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՀԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին (ՍևանՀԷԿ-Դիլիջան)	110կՎ	68.5	86.12	122.85
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Դիլիջան-Բազում)	110կՎ	68.5	80.63	119.21
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Վանաձոր-Բազում)	110կՎ	68.5	77.31	118.4
64	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՀԷԿ)	ՕԳ Սևան (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՀԷԿ)	110կՎ	68.5	85.86	127.33
65	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՀԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Ախթամար (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՀԷԿ)	110կՎ	68.5	85.9	127.28
66	ՕԳ Սիփան 220կՎ (ԱԷԿ-Շահումյան)	ՕԳ Շահումյան2 110կՎ (ԱԷԿ-Շահումյան)	ՕԳ Էջմիածին (ԱԷԿ- Էջմիածին)	110կՎ	68.5	70.84	103.42

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 85: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
67	ՕԳ Էրեբունի 220կՎ (ԵրևաՋԷԿ-Արարատ)	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	313.01	130.43
			ՕԳ Արարատ2 110կՎ (ԵրևաՋԷԿ-Արտաշատ)	110կՎ	68.5	72.37	105.65

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 86: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ՆՎԱՃԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
71	ՕԳ Էրեբունի 220կՎ (ԵրևաՋԷԿ-Արարատ)	ՕԳ Նորադուզ 220կՎ (Հրազդան-Կամո)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	317	128.39
			ՕԳ Արարատ2 (ԵրևաՋԷԿ-Արտաշատ)	110կՎ	68.5	70.9	103.5
72	ՕԳ Ատոմային 2 110կՎ (ԱԷԿ-Արմավիր)	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	308.25	123.45
			ՕԳ Նորադուզ (Հրազդան-Կամո)	220կՎ	263.8	318.78	125.84

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 86: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նումինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
			ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	311.62	124.8
73	ՕԳ Ատոմային 2 110կՎ (ԱԷԿ-Արմավիր)	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ-Շինուհայր)	220կՎ	257.3	293.29	120.61
74	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	308.1	123.66
			ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	298.92	123.43
75	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	308.65	127.01
			ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	298.47	123.62
76	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	308.38	122.81
77	ՕԳ Արեգ 220կՎ (ԱԷԿ-Արարատ)	ՕԳ Լիճք 220կՎ (Կամո-Լիճք)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	305.89	125.79

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 86: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
			ՕԳ Էրեբունի (Երևան-Արարատ)	220կՎ	257.3	265.56	109.21

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 87: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
81	ՕԳ Գետափի 220կՎ (Արարատ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Կենտրոնական 1 110կՎ (Շահումյան-Կենտրոնական)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	286.87	113.23
82	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Կենտրոնական 1 110կՎ (Շահումյան-Կենտրոնական)	ՕԳ Գետափ (Արարատ-Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	288.81	117.99
83	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (Սևան-Զեյ-Հրազդան)	ՕԳ Սևան 110կՎ (Սևան-Զեյ-Հրազդան)	ՕԳ Հաղարծին (Սևան-Զեյ-Դիլիջան)	110 կՎ	68.5	89.8	129.31
			ՕԳ Ֆիլիստով (Դիլիջան-Բազում)	110 կՎ	68.5	84.18	125.52

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 87: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
			ՕԳ Ֆիդլետովո (Վանաձոր-Բազում)	110 կՎ	68.5	80.85	124.62
84	ՕԳ Կենտրոնական 1 110կՎ (Շահումյան- Կենտրոնական)	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ-Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	302.49	122.42
85	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	301.71	120.59
			ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	299.34	120.11
86	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՋԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Սևան (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՀԷԿ)	110 կՎ	68.5	89.64	132.02
87	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՀԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Ախթամար (ՍևանՀԷԿ- ՀրազՋԷԿ)	110 կՎ	68.5	89.65	132.09
88	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	303.2	120.4
89	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	301.65	123.64

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 87: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
			ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	300.05	119.9
90	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-Երևան)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	79.72	101.42
91	ՕԳ Սիփան 220կՎ (ԱԷԿ-Շահումյան)	ՕԳ Մուսալեռ 220կՎ (ԱԷԿ-Երևան)	ՕԳ Շահումյան2 (ԱԷԿ-Շահումյան)	110կՎ	68.5	72	105.18
			ՕԳ Էջմիածին (ԱԷԿ- Էջմիածին)	110կՎ	68.5	74.5	108.86

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 88: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
94	ՕԳ ԵրևՋԷԿ 1 220կՎ (ԱրմՊատուէր- ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-2 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	108.81	167.78
95	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ ԵրևՋԷԿ 1 220կՎ (ԱրմՊատուէր- ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	106.88	162.41
			ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	106.88	162.41
96	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	85.9	114.92
			ՕԳ Վինիլ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	81.5	109.2
97	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	83.69	112
			ՕԳ Կաուչուկ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	79.26	106.2

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 88: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԲԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
98	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Նորք (Մարաշ-Երևան)	110կՎ	78.6	80.45	107.61

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 89: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԲԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
102	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ Երևան 1 220կՎ (Արմավուր-Երևան)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	71.41	108.34
			ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	71.41	108.34

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 89: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԴԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ,
(2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
103	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	321.45	129.61
			ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	323.31	133.52
104	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	320.42	129.79
			ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	323.38	130.22
105	ՕԳ Կենտրոնական 1 110կՎ (Շահումյան- Կենտրոնական)	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ-Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ-Շինուհայր)	220կՎ	257.3	336.29	136.99
106	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	325.08	129.37
107	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՁեԿ)	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՁեԿ)	ՕԳ Հաղարծին (ՍևանՀԷԿ-Դիլիջան)	110կՎ	68.5	83.11	119.61
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Դիլիջան-Բազում)	110կՎ	68.5	77.74	115.89
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Վանաձոր-Բազում)	110կՎ	68.5	74.57	115.1

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 89: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԲԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
108	ՕԳ Ախթամար 110 կՎ (ՍևանՀէԿ-ՀրազՁէԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀէԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Սևան (ՍևանՀէԿ-ՀրազՁէԿ)	110կՎ	68.5	82.84	124.15
109	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀէԿ-ՀրազՁէԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀէԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Ախթամար (ՍևանՀէԿ-ՀրազՁէԿ)	110կՎ	68.5	82.86	124.07
110	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-ԵրևՁէԿ)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային-Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ-Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	79.96	106.51
111	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-ԵրևՁէԿ)	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ-Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային-Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	79.4	103.4

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 90: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԲԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2027Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
114	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ	ՕԳ ԵրևՁէԿ 1 220 կՎ	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան-Հաղթանակ)	110կՎ	58.6	107.78	166.85

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 90: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԲԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2027Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
	(Շահումյան- Հաղթանակ)	(ԱրմՊատուէր- ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	107.78	166.85
115	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	80.33	106.51
			ՕԳ Վինիլ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	79.5	101.82
116	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	79.9	104.27

ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ.

2025-2034 թթ ընդգրկող ժամանակահատվածի լավատեսական սցենարի համար Հայկական Էներգահամակարգի ստուգիչ կետերում ստացվել են լարման հետյալ մեծությունները, որոնք ներկայացված են ստորև բերված աղյուսակներով.

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 91: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2025Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ		Առավելագույն բեռ	
		Ժ5 ⁰⁰		Ժ14 ⁰⁰	
		Լարում (կՎ)			
		220	110	220	110
1.	Հրազդան-5	233.4	111.5	227.2	111.7
2.	Հրազդան ՀԷԿ	233.0	111.9	226.9	111.9
3.	Երևանի ԶԷԿ	232.4	109.3	224.8	110.3
4.	Ալավերդի-2	233.8	110.3	225.2	110.5
5.	Վանաձոր-2	234.5	109.6	226.5	111.5
6.	Զովունի	232.2	109.5	223.0	110.5
7.	Մարաշ	232.2	109.5	223.6	110.4
8.	Շահումյան-2	232.1	109.0	223.4	110.7
9.	Գյումրի-2	233.5	110.2	225.9	110.4
10.	Արարատ-2	230.3	110.9	223.7	111.2
11.	Եղեգնաձոր	229.2	108.6	225.3	111.0
12.	Շինուհայր	226.4	109.4	224.4	109.8
13.	ՀԱԷԿ	232.0	109.3	227.1	111.4

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 92: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2026Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ		Առավելագույն բեռ	
		Ժ5 ⁰⁰		Ժ13 ⁰⁰	
		Լարում (կՎ)			
		220	110	220	110
1.	Հրազդան-5	227.6	109.7	226.3	111.5
2.	Հրազդան ՀԷԿ	227.4	109.9	226.1	111.6
3.	Երևանի ԶԷԿ	229.3	109.3	223.9	110.0
4.	Ալավերդի-2	228.3	109.0	224.4	110.0
5.	Վանաձոր-2	228.6	108.7	225.7	111.0
6.	Զովունի	226.9	108.9	222.3	110.4
7.	Մարաշ	229.3	108.8	222.8	110.0
8.	Շահումյան-2	227.1	109.3	222.5	111.0
9.	Գյումրի-2	228.4	110.1	225.3	110.1
10.	Արարատ-2	227.8	109.7	222.6	110.7
11.	Եղեգնաձոր	228.9	108.9	223.2	110.0
12.	Շինուհայր	228.5	110.2	222.8	109.4
13.	ՀԱԷԿ	227.7	109.5	226.6	111.3

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 93: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2027Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ		Առավելագույն բեռ	
		Ժ5 ⁰⁰		Ժ11 ⁰⁰	
		Լարում (կՎ)			
		220	110	220	110
1.	Հրազդան-5	227.1	110.1	221.2	110.5
2.	Հրազդան ՀԷԿ	227.1	110.2	221.6	110.4
3.	Երևանի ՋԷԿ	229.1	109.4	224.6	111.5
4.	Ալավերդի-2	228.2	109.7	218.9	110.8
5.	Վանաձոր-2	227.9	110.1	221.0	111.1
6.	Զովունի	225.7	109.5	218.7	111.0
7.	Մարաշ	229.2	109.0	222.0	111.3
8.	Շահումյան-2	226.8	109.5	221.0	111.3
9.	Գյումրի-2	228.0	110.0	223.5	111.6
10.	Արարատ-2	227.8	109.7	223.6	111.6
11.	Եղեգնաձոր	228.9	111.3	223.8	110.4
12.	Շինուհայր	228.7	110.3	223.8	110.0
13.	ՀԱԷԿ	227.5	109.5	227.3	111.7

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 94: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2028Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ5 ⁰⁰			Ժ20 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	234.0	112.3	-	229.4	110.2
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	233.6	112.5	-	229.4	110.8
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	233.8	111.3	-	231.5	112.7
4.	Ալավերդի-2	-	231.9	111.6	-	229.6	111.9
5.	Վանաձոր-2	-	234.2	111.3	-	229.0	112.1
6.	Զովունի	-	232.8	111.5	-	227.3	112.3
7.	Մարաշ	-	232.9	111.5	-	229.2	112.6
8.	Շահումյան-2	-	233.2	111.5	-	228.7	112.9
9.	Գյումրի-2	-	234.9	111.0	-	228.9	113.6
10.	Արարատ-2	-	233.2	111.7	-	231.6	112.6
11.	Եղեգնաձոր	-	234.4	115.0	-	233.5	115.0
12.	Շինուհայր	-	233.4	112.0	-	234.5	112.2
13.	ՀԱԷԿ	-	234.2	111.0	-	233.6	112.6
14.	Դոմաշեն	402.9	233.2	-	402.5	229.9	-
15.	Նորավան	404.0	233.3	-	405.4	234.2	-
16.	Այրում	396.4	229.5	-	403.7	231.4	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 95: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2029Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ5 ⁰⁰			Ժ19 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	231.4	111.1	-	233.8	110.7
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	231.0	111.2	-	233.1	111.4
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	231.8	111.2	-	232.4	112.6
4.	Ալավերդի-2	-	229.7	110.9	-	232.4	112.1
5.	Վանաձոր-2	-	231.1	111.3	-	232.9	111.9
6.	Զովունի	-	230.3	110.6	-	228.8	112.2
7.	Մարաշ	-	231.1	110.9	-	230.2	112.5
8.	Շահումյան-2	-	230.4	111.2	-	229.9	112.9
9.	Գյումրի-2	-	231.5	111.7	-	231.8	113.1
10.	Արարատ-2	-	230.7	110.2	-	232.2	112.4
11.	Եղեգնաձոր	-	232.2	114.0	-	115.0	234.5
12.	Շինուհայր	-	231.9	111.5	-	234.9	112.2
13.	ՀԱԷԿ	-	231.2	111.4	-	234.8	112.7
14.	Դոմաշեն	400.2	230.8	-	407.2	233.3	-
15.	Նորավան	402.2	231.8	-	407.2	234.8	-
16.	Այրում	395.0	228.0	-	408.4	234.0	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 96: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2030Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ4 ⁰⁰			Ժ19 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	231.9	111.7	-	233.3	111.0
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	231.6	111.8	-	232.7	111.7
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	232.8	112.1	-	232.5	112.9
4.	Ալավերդի-2	-	230.1	111.3	-	232.3	112.4
5.	Վանաձոր-2	-	231.7	111.7	-	232.6	112.1
6.	Զովունի	-	230.3	111.6	-	228.9	112.7
7.	Մարաշ	-	232.2	111.7	-	230.4	112.9
8.	Շահումյան-2	-	231.3	111.3	-	229.9	113.3
9.	Գյումրի-2	-	232.3	112.0	-	231.3	112.7
10.	Արարատ-2	-	231.2	111.8	-	232.5	112.9
11.	Եղեգնաձոր	-	232.5	114.5	-	234.8	115.0
12.	Շինուհայր	-	232.0	111.5	-	235.4	112.8
13.	ՀԱԷԿ	-	232.0	111.8	-	234.2	112.9
14.	Դդմաշեն	400.6	231.3	-	406.9	233.0	-
15.	Նորավան	402.4	231.8	-	407.3	235.0	-
16.	Այրում	395.0	228.2	-	408.2	233.9	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 97: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2031Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		5 ⁰⁰			Ժ19 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	231.9	111.5	-	233.2	111.2
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	231.5	111.6	-	232.7	111.8
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	232.9	111.5	-	232.5	112.9
4.	Ալավերդի-2	-	229.9	111.0	-	232.3	112.3
5.	Վանաձոր-2	-	231.6	111.4	-	232.6	112.0
6.	Զովունի	-	231.4	111.2	-	228.9	112.8
7.	Մարաշ	-	232.0	111.3	-	230.4	112.9
8.	Շահումյան-2	-	231.5	111.2	-	229.9	113.3
9.	Գյումրի-2	-	232.1	112.0	-	231.2	112.7
10.	Արարատ-2	-	230.8	111.3	-	232.4	112.8
11.	Եղեգնաձոր	-	231.9	114.2	-	234.8	115.0
12.	Շինուհայր	-	231.5	111.3	-	235.4	112.8
13.	ՀԱԷԿ	-	232.0	111.4	-	234.2	112.9
14.	Դդմաշեն	400.2	231.1	-	406.8	232.9	-
15.	Նորավան	401.7	231.4	-	407.0	235.0	-
16.	Այրում	395.0	228.0	-	408.0	233.8	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 98: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2032Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ5 ⁰⁰			Ժ19 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	231.3	111.0	-	232.8	110.6
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	230.8	111.2	-	232.2	111.4
3.	Երևանի ԶԷԿ	-	231.5	111.3	-	231.8	112.6
4.	Ալավերդի-2	-	229.4	110.7	-	231.8	112.0
5.	Վանաձոր-2	-	230.9	111.1	-	232.1	111.7
6.	Զովունի	-	229.0	110.9	-	228.1	112.1
7.	Մարաշ	-	231.0	111.0	-	229.7	112.5
8.	Շահումյան-2	-	230.0	110.6	-	229.3	112.8
9.	Գյումրի-2	-	231.1	111.5	-	230.6	112.4
10.	Արարատ-2	-	230.2	110.0	-	231.9	112.5
11.	Եղեգնաձոր	-	231.5	114.0	-	234.5	115.0
12.	Շինուհայր	-	231.2	111.2	-	235.3	112.7
13.	ՀԱԷԿ	-	230.7	111.1	-	233.8	112.5
14.	Դդմաշեն	399.7	230.5	-	406.3	232.6	-
15.	Նորավան	401.5	231.2	-	407.1	235.0	-
16.	Այրում	395.0	227.9	-	407.5	233.5	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 99: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2033Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ5 ⁰⁰			Ժ19 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	232.2	111.8	-	233.0	110.8
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	231.9	112.0	-	232.4	111.5
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	233.2	112.4	-	232.2	112.6
4.	Ալավերդի-2	-	230.4	111.4	-	231.9	112.0
5.	Վանաձոր-2	-	232.0	111.8	-	232.3	111.8
6.	Զովունի	-	230.6	111.8	-	228.5	112.3
7.	Մարաշ	-	232.6	112.0	-	230.0	112.6
8.	Շահումյան-2	-	231.6	111.5	-	229.7	112.9
9.	Գյումրի-2	-	232.6	112.3	-	231.1	112.6
10.	Արարատ-2	-	231.6	112.1	-	232.2	112.5
11.	Եղեգնաձոր	-	232.9	114.0	-	234.0	115.0
12.	Շինուհայր	-	232.3	111.6	-	235.6	112.6
13.	ՀԱԷԿ	-	232.4	111.9	-	234.7	112.8
14.	Դդմաշեն	401.0	231.6	-	406.5	232.7	-
15.	Նորավան	403.0	232.2	-	407.1	234.9	-
16.	Այրում	395.0	228.4	-	407.7	233.6	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 100: ԼԱՐՈՒՄՆԵՐԸ ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏՈՒԳԻՉ ԿԵՏԵՐՈՒՄ. ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2034Թ

Կայան/ենթակայան		Նվազագույն բեռ			Առավելագույն բեռ		
		Ժ5 ⁰⁰			Ժ19 ⁰⁰		
		Լարում (կՎ)					
		400	220	110	400	220	110
1.	Հրազդան-5	-	232.1	111.5	-	232.6	110.6
2.	Հրազդան ՀԷԿ	-	231.7	111.6	-	232.0	111.3
3.	Երևանի ՋԷԿ	-	233.0	111.7	-	231.6	112.4
4.	Ալավերդի-2	-	230.2	111.2	-	231.5	111.8
5.	Վանաձոր-2	-	231.8	111.6	-	231.8	111.6
6.	Զովունի	-	231.2	110.9	-	227.9	112.0
7.	Մարաշ	-	232.2	111.4	-	229.5	112.3
8.	Շահումյան-2	-	231.5	111.0	-	228.9	112.6
9.	Գյումրի-2	-	232.3	112.1	-	230.3	112.2
10.	Արարատ-2	-	231.2	111.6	-	231.6	112.3
11.	Եղեգնաձոր	-	232.7	114.6	-	234.2	115.0
12.	Շինուհայր	-	232.1	111.5	-	235.0	112.6
13.	ՀԱԷԿ	-	232.0	111.7	-	233.7	112.4
14.	Դդմաշեն	400.9	231.5	-	406.0	232.4	-
15.	Նորավան	402.9	232.1	-	406.9	234.7	-
16.	Այրում	395.0	228.3	-	407.2	233.3	-

2025-2034թթ ժամանակահատվածի լավատեսական սցենարի N-1 և N-2 իրավիճակների վերլուծությունների արդյունքները ներկայացված են ստորև.

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 101: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նումինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
117	-	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	312.59	126.95
118	-	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	312.44	121.95
			ՕԳ Նորադուզ (Հրազդան-Կամո)	220կՎ	263.8	266.8	101.14
			ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	265.94	100.81
119	-	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ-Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	282.18	113.4

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 102: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 103: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
	-						
129	-	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	320.73	130.87
130	-	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	320.57	126.09
			ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	270.8	102.66
			ՕԳ Նորադուր (Հրազդան-Կամո)	220կՎ	263.8	265.19	102.59

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 103: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
131	-	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ-Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	302.13	122.41

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 104: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
141	-	ՕԳ-1 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	70.17	126.67

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 105: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նուրբնալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
147	-	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ-Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	322.98	130.31
148	-	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	278.42	110.1
149	-	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	281.08	113.35

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 106: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԲԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2027Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 107: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԲԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
120	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	343.68	138.41
			ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	348.35	142.48
121	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	348.43	138.96
			ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	343	138.6
122		ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք-Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	327.57	128.39

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 107: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԲԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
	ՕԳ Ատոմային 1 110կՎ (ԱԷԿ-Արմավիր)		ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	273.83	107.05
			ՕԳ Նորադուզ (ՀրազՋԷԿ-Կամո)	220կՎ	263.8	278.2	107.39
123	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	349.24	138.07
124	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Ատոմային 1 110կՎ (ԱԷԿ-Արմավիր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	327.94	133.38
125	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Ատոմային 1 110կՎ (ԱԷԿ-Արմավիր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ-Շինուհայր)	220կՎ	257.3	297.01	119.37
126	ՕԳ Արեգ 220կՎ (ԱԷԿ-Արարատ)	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	309.28	127.93
			ՕԳ Էրեբունի (ԵրևՋԷԿ-Արարատ)	220կՎ	257.3	260.61	107.79
127	ՕԳ Էրեբունի 220կՎ (ԵրևՋԷԿ-Արարատ)	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	307.76	128.05
			ՕԳ Արարատ2 110կՎ (ԵրևՋԷԿ-Արտաշատ)	110կՎ	68.5	69.18	106.13

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 107: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԴԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
128	ՕԳ Այնթափ 110կՎ (Երևան-Մասիս)	ՕԳ Մխչյան 110կՎ (Երևան-Մխչյան)	ՕԳ Արարատ1 110կՎ (Արարատ-Մխչյան)	110կՎ	68.5	74.9	109.38

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 108: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԴԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 109: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԲԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նուրբնալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
132	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազԶԷԿ)	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՀԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին (ՍևանՀԷԿ-Դիլիջան)	110 կՎ	68.5	89.48	126.8
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Դիլիջան-Բազում)	110 կՎ	68.5	83.84	123.01
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Վանաձոր-Բազում)	110 կՎ	68.5	80.67	122.24
133	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	364.5	146.32
			ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	358.28	145.94
134	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազԶԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Սևան (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՀԷԿ)	110 կՎ	68.5	89.43	131.51
135	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՀԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Ախթամար (ՍևանՀԷԿ-ՀրազԶԷԿ)	110 կՎ	68.5	89.5	131.65
136	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	364.65	145.27
137	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	364.47	150.05
			ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	359.2	145.77

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 109: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026թ.-ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
138	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Էրեբունի 220կՎ (Երևան-Արարատ)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	315.52	131.97
			ՕԳ Արարատ2 (Երևան-Արտաշատ)	110կՎ	68.5	70.3	108.24
139	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Արեգ 220կՎ (ԱԷԿ-Արտաշատ)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	316.96	131.82
			ՕԳ Էրեբունի (Երևան-Արարատ)	220կՎ	257.3	264.42	109.97
140	ՕԳ Այնթափ 110կՎ (Երևան-Մասիս)	ՕԳ Մխչյան 110կՎ (Երևան-Մխչյան)	ՕԳ Արարատ1 (Մխչյան-Արարատ)	110կՎ	68.5	74.3	108.43

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 110: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՒՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՒՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
142	ՕԳ ԵրևՋԷԿ 1 220կՎ (ԱրմՊատուէր- ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	75.2	116
143	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ ԵրևՋԷԿ 1 220կՎ (ԱրմՊատուէր- ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	107.8	168.3
			ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	107.8	168.3
144	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	81.81	109.49
			ՕԳ Վինիլ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	80.38	102.27
145	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	79.83	106.96
			ՕԳ Կաուչուկ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	74.03	99.62
146	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ	ՕԳ Նորք (Մարաշ-ԵրևՋԷԿ)	110կՎ	78.6	80.58	102.52

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 110: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2026Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նումինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
		(Հարավային- Վարդաշեն)					

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 111: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նումինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
150	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ Երևան 1 220կՎ (ԱրմՊատուեր-Երևան)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	85.82	129.28
			ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	85.82	129.28
151	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	321.06	128.79
			ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	323.72	132.67

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 111: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎՁԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
152	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	320.27	128.97
			ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	323.78	129.4
153	ՕԳ Կենտրոնական 1 110կՎ (Շահումյան- Կենտրոնական)	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ-Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ-Շինուհայր)	220կՎ	257.3	352.5	143.09
154	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	325.05	128.88
155	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՁԷԿ)	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՀԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին (ՍևանՀԷԿ-Դիլիջան)	110կՎ	68.5	82.64	116.83
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Դիլիջան-Բազում)	110կՎ	68.5	77.34	113.08
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Վանաձոր-Բազում)	110կՎ	68.5	74.31	112.38
156	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՀԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Ախթամար (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՁԷԿ)	110կՎ	68.5	82.41	122.45
157	ՕԳ Ախթամար 110 կՎ (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՁԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀԷԿ-Դիլիջան)	ՕԳ Սևան (ՍևանՀԷԿ-ՀրազՀԷԿ)	110կՎ	68.5	82.34	122.54
158	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-ԵրևՁԷԿ)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	80.24	105.28

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 111: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
159	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-Երևան)	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ-Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային-Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	77.84	102.26

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 112: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՈՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, 2027Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
160	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան-Հաղթանակ)	ՕԳ Երևան 1 220 կՎ (Արմավուր-Երևան)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան-Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	107.35	166.24
			ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան-Հաղթանակ)	110կՎ	68.5	107.35	166.24
161	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-Երևան)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային-Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ-Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	79.86	106.8
			ՕԳ Վինիլ (Մարաշ-Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	78.34	99.68

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 112: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ՑԱՆԿԸ և ԳԵՐԲԵՌՆՄԱՆ ԱՍՏԻՃԱՆԸ, 2027Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
162	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ-Երևան)	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	82	104.35

2032թ-ի հիմնական, վատատեսական և լավատեսական սցենարների համար, երբ տարրերի բեռնվածությունն առավելագույնն է և հաջորդիվ ցանցի կառուցվածքի էական փոփոխություններ չեն լինում, իրականացվել է N-2 իրավիճակների ուսումնասիրություն: Ուսումնասիրությունների արդյունքները ներկայացված են աղյուսակներ 113-115-ում:

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 113: N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ ՈՒՍՈՒՄՆԱՍԻՐՈՒԹՅԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐ – 2032Թ, ԲԱԶԱՅԻՆ ՍՑԵՆԱՐ						
Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Ուսումնասիրվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 25°C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
Դդմաշեն ԱՏ-1 400/220	Դդմաշեն-1 400 կՎ ՕԳ	Դդմաշեն ԱՏ-2	400/220	500	615.7	130
		Մարաշ	220	317.8	189.4	60
		Նորադուլ	220	325.4	187	58
		Զովաբեր	220	317.8	195.7	62
Նորադուլ 220 կՎ ՕԳ	Մարաշ 220 կՎ ՕԳ	Զովաբեր	220	317.8	468.3	148
		Դդմաշեն ԱՏ-1/2	400/220	500	292.4	62
Դդմաշեն ԱՏ-1 400/220	Մարաշ 220 կՎ ՕԳ	Դդմաշեն ԱՏ-2	400/220	500	530	112
		Նորադուլ	220	325.4	239.3	74
		Զովաբեր	220	317.8	236.2	75
Հաղթանակ	ԵրձէԿ-1		110	84.7	105.9	127

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 113: N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ ՈՒՍՈՒՄՆԱՍԻՐՈՒԹՅԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐ – 2032Թ, ԲԱԶԱՅԻՆ ՍՑԵՆԱՐ

Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Ուսումնասիրվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 25°C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
220 կՎ ՕԳ	220 կՎ ՕԳ	Նոր նախատեսվող գծեր Շահումյան				
		ԵԿ-ից Հաղթանակ ԵԿ	110	72.3	105.9	149
		Հաղթանակ ԵԿ ԱՏ 1/2	220/110	125	118.6	97
		Նաիրի	220	359.7	239.4	67

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 114: N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ ՈՒՍՈՒՄՆԱՍԻՐՈՒԹՅԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐ – 2032Թ, ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՅԵՆԱՐ

Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Ուսումնասիրվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 25°C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
Դդմաշեն ԱՏ-1 400/220	Դդմաշեն-1 400 կՎ ՕԳ	Դդմաշեն ԱՏ-2	400/220	500	368	78
Նորադուզ 220 կՎ ՕԳ	Մարաշ 220 կՎ ՕԳ	Զովաբեր	220	317.8	213	68
Հաղթանակ 220 կՎ ՕԳ	ԵրՋԷԿ-1 220 կՎ ՕԳ	Նոր նախատեսվող գծեր Շահումյան	110	84.7	107.3	130
		ԵԿ-ից Հաղթանակ ԵԿ	110	72.3	107.3	153
		Հաղթանակ ԵԿ ԱՏ 1/2	220/110	125	121	99
		Նաիրի	220	359.7	245	69
Նորք 110 կՎ ՕԳ	Վինիլ 110 կՎ ՕԳ	Կաուչուկ 110 կՎ ՕԳ	110	97.1	97.1	103

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 114: N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ ՈՒՍՈՒՄԱՍԻՐՈՒԹՅԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐ – 2032Թ, ՎԱՏԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ

Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Ուսումնասիրվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 25°C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
Նորք 110 կՎ ՕԳ	Կաուչուկ 110 կՎ ՕԳ	Վինիլ 110 կՎ ՕԳ	110	97.1	99.1	105

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 115: N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ ՈՒՍՈՒՄԱՍԻՐՈՒԹՅԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐ – 2032Թ, ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ

Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Ուսումնասիրվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք -5°C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
Դդմաշեն ԱՏ-1 400/220	Դդմաշեն-1 400 կՎ ՕԳ	Դդմաշեն ԱՏ-2	400/220	500	547.0	115
Նորադուզ 220 կՎ ՕԳ	Մարաշ 220 կՎ ՕԳ	Ջովաբեր	220	409.9	425.1	103

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 115: N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ ՈՒՍՈՒՄԼԱՍԻՐՈՒԹՅԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐ – 2032Թ, ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ

Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Ուսումնասիրվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք -5°C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
Դդմաշեն ԱՏ-1 400/220	Մարաշ 220 կՎ ՕԳ	Դդմաշեն ԱՏ-2	400/220	500	474.0	99
Նորադուզ 220 կՎ ՕԳ	Դդմաշեն ԱՏ-1 400/220	Դդմաշեն ԱՏ-2	400/220	500	474.1	99
Նորադուզ 220 կՎ ՕԳ	Զովաբեր 220 կՎ ՕԳ	Մարաշ (Հրազդան-5-ից Դդմաշեն)	220	409.9	422.7	102
Հաղթանակ 220 կՎ ՕԳ	ԵրձէԿ-1 220 կՎ ՕԳ	Նոր նախատեսվող գծեր Շահումյան	110	109.2	90.1	84
		ԵԿ-ից Հաղթանակ ԵԿ	110	93.3	90.1	98
		Հաղթանակ ԵԿ ԱՏ 1/2	220/110	125	124	101
Նորք 110 կՎ ՕԳ	Վինիլ 110 կՎ ՕԳ	Կաուչուկ 110 կՎ ՕԳ	110	125.2	122.7	100

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 115: N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ ՈՒՍՈՒՄԼԱՍԻՐՈՒԹՅԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐ – 2032Թ, ԼԱՎԱՏԵՍԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ

Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Ուսումնասիրվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք -5°C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
Նորք 110 կՎ ՕԳ	Կաուչուկ 110 կՎ ՕԳ	Վինիլ 110 կՎ ՕԳ	110	125.2	126.2	103

Աղյուսակներ 116-151-ում ներկայացվում են հիմնական, վատատեսական և լավատեսական սցենարների համար N-1 և N-2 իրավիճակներում գերբեռնումների կանխման միջոցառումները:

Հիմնական սցենար.

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 116. ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՐՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)							
N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)
-	-	-	-	-	-	-	-

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 117. ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՐՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)								
N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
1.	-	ՕԳ Նորադուզ 220 կՎ (Հրազդան- Կամո)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	248.8	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 65ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 117. ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱԾՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
2.	-	ՕԳ Լիճք 220 կՎ (Կամո -Լիճք)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	246.3	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 65ՄՎտ-ով
3.	-	ՕԳ Վարդենիս 220 կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	247.8	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 60ՄՎտ-ով
4.	-	ՕԳ Գետափ 220 կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	246.1	93	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 60ՄՎտ-ով
			ՕԳ Լիճք (Կամո -Լիճք)	220կՎ	263.8	251.6	95	
			ՕԳ Նորադուզ (Հրազդան-Կամո)	220կՎ	263.8	258.5	98	
5.	-	ՕԳ Մեղրի 1 220 կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	247.9	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 40ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 118. ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱԾՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
6.	-	ՕԳ Վարդենիս 220 կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ 220 կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	243.2	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 25ՄՎտ-ով
7.	-	ՕԳ Գետափ 220 կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս 220 կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	251	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 15ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 119. ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
8.	-	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	88.2	98	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-2 110 կՎ կտրվածքը ԱՍ-185/24-ով
9	-	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	88.2	98	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110 կՎ կտրվածքը ԱՍ-185/24-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 120: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
10.	-	ՕԳ Վարդենիս 220 կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	251	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով
11.	-	ՕԳ Մեղրի 1 220 կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	249.4	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով
12.	-	ՕԳ Գետափ 220 կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	256.4	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 15ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 121: ԿԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-Ի ՆՎԱՉԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
13.	-	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	71.7	78	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-2 110 կՎ կտրվածքը ԱՍ- 185/24-ով
14.	-	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	72.1	79	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110 կՎ կտրվածքը ԱՍ-185/24- ով

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 122: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՌՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	ԱՆՀՐԱԺԵՇՏ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄ
15.	ՕԳ Նորք 110 կՎ (Մարաշ- Երևան)	ՕԳ Կաուչուկ 110 կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	73.9	94	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 54 ՄՎտ-ով
			ՕԳ Վինիլ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	59.8	76	
16.	ՕԳ Ախթամար 110 կՎ (Սևանձեհ- Հրազդան)	ՕԳ Հաղարսին 110 կՎ (Սևանձեհ- Դիլիջան)	ՕԳ Սևան (Սևանձեհ- Հրազդան)	110կՎ	68.5	62.5	91	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20 ՄՎտ-ով
17.	ՕԳ Հաղարսին 110 կՎ (Սևանձեհ- Դիլիջան)	ՕԳ Սևան 110 կՎ (Սևանձեհ- Հրազդան)	ՕԳ Ախթամար 110 կՎ (Սևանձեհ- Հրազդան)	110կՎ	68.5	62.4	91	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20 ՄՎտ-ով
18.	ՕԳ Նորք 110 կՎ (Մարաշ- Երևան)	ՕԳ Վինիլ 110 կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	73.7	94	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 50 ՄՎտ-ով
			ՕԳ Կաուչուկ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	60.7	77	

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 122: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՌՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2025Թ.-ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	ԱՆՀՐԱԺԵՇՏ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄ
19.	ՕԳ Ախթամար 110 կՎ (ՍևանՀէԿ- ՀրազձէԿ)	ՕԳ Սևան 110 կՎ (ՍևանՀէԿ- ՀրազձէԿ)	ՕԳ Հաղարծին (ՍևանՀէԿ- Դիլիջան)	110կՎ	68.5	62.5	91	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20 ՄՎտ-ով
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Դիլիջան- Բազում)	110կՎ	68.5	58.2	85	
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Վանաձոր- Բազում)	110կՎ	68.5	56.2	82	
20.	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ 110 կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Նորք 110 (Մարաշ- Երևան)	110կՎ	78.6	75.3	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 35 ՄՎտ-ով
21՝	ՕԳ Մխչյան 110 կՎ (Մխչյան- Երևան)	ՕԳ Այնթափ 110 կՎ (Մասիս- Երևան)	ՕԳ Արարատ 1 (Մխչյան- Արարատ)	110կՎ	68.5	67.2	98	Իջեցնել բեռը Մասիս(65) և Մխչյան(64) հանգույցներում 5ՄՎտ-ով
22.	ՕԳ Միփան 220 կՎ (ԱԷԿ-	ՕԳ Մուսալեռ 220 կՎ (ԱԷԿ-	ՕԳ Էջմիածին (ԱԷԿ- Էջմիածին)	110կՎ	68.5	65.4	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 122: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	ԱՆՀՐԱԺԵՇՏ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄ
	Շահումյան)	ԵրևաԷԿ)	ՕԳ Շահումյան 2 (ԱԷԿ- Շահումյան)	110կՎ	68.5	60.8	89	60 ՄՎտ-ով
23.	ՕԳ Միփան 220 կՎ (ԱԷԿ- Շահումյան)	ՕԳ Էջմիածին 110 կՎ (ԱԷԿ- Էջմիածին)	ՕԳ Շահումյան 2 (ԱԷԿ- Շահումյան)	110կՎ	68.5	65.7	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 40 ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 123: ՆՈՐՈԳՄԱՆ Ա ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2025Թ.-Ի ՆՎԱՉԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նուրիալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
24.	ՕԳ Ատոմային 2 110 կՎ (ԱԷԿ- Արմավիր)	ՕԳ Նորադուգ 220 կՎ (Հրազդան- Կամո)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	318.86	127.65	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 70ՄՎտ-ով
25.	ՕԳ Ատոմային 2 110 կՎ (ԱԷԿ- Արմավիր)	ՕԳ Գետափ 220 կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	244.1	93	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 70ՄՎտ-ով
			ՕԳ Լիճք (Կամո -Լիճք)	220կՎ	263.8	249.5	95	
			ՕԳ Նորադուգ (Հրազդան- Կամո)	220կՎ	263.8	256.4	97	
26.	ՕԳ Էրեբունի 220կՎ (Արարատ- Երևան)	ՕԳ Նորադուգ 220կՎ (Հրազդան- Կամո)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	245.1	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 65ՄՎտ-ով
			ՕԳ Արարատ 2 (Երևան-Կ- Արտաշատ)	110կՎ	68.5	54.4	79	
27.	ՕԳ Նորադուգ 220կՎ	ՕԳ Մեղրի 1 220 կՎ (Ագարակ-	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	243.9	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 123: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ԲԵՌՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱԾՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նուրբնալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
	(Հրազձեհ- Կամո)	Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	214.9	84	փոխհոսքը 70ՄՎտ-ով
28.	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀեհ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ (ՇամբՀեհ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	247.3	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 65ՄՎտ-ով
			ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀեհ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	240.8	91	
29.	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀեհ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ 220 կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Նորադուզ (Հրազձեհ- Կամո)	220կՎ	263.8	258.8	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 60ՄՎտ-ով
			ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	251.5	95	
			ՕԳ Վարդենիս (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	245.8	93	
30.	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀեհ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀեհ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	246.8	94	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 60ՄՎտ-ով
			ՕԳ Վայք (ՍպանդՀեհ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	252	96	

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 124: ՆՈՐՈԳՄԱՆ Ա ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
31.	ՕԳ Գետափ 220 կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Կենտրոնական 1 110 կՎ (Շահումյան- Կենտրոնական)	ՕԳ Վարդենիս 220 կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	252.5	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 45ՄՎտ-ով
32.	ՕԳ Վարդենիս 220 կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Կենտրոնական 1 110 կՎ (Շահումյան- Կենտրոնական)	ՕԳ Գետափ 220 կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	242.9	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 50ՄՎտ-ով
33.	ՕԳ Ախթամար 110 կՎ (ՍևանՀԷԿ- ՀրազձեԿ)	ՕԳ Սևան 110 կՎ (ՍևանՀԷԿ- ՀրազձեԿ)	ՕԳ Հաղարծին (ՍևանՀԷԿ- Դիլիջան)	110 կՎ	68.5	64.4	94	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 25 ՄՎտ-ով
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Դիլիջան- Բազում)	110 կՎ	68.5	60.3	88	
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Վանաձոր- Բազում)	110 կՎ	68.5	58.4	85	
34.	ՕԳ Մեղրի 1 220 կՎ (Ագարակ-	ՕԳ Կենտրոնական 1 110 կՎ	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	247.1	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 124: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նուրբնալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
	Շինուհայր)	(Շահումյան- Կենտրոնական)						20ՄՎտ-ով
35.	ՕԳ Շամբ 220 կՎ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	249.6	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 50ՄՎտ-ով
			ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	249.1	94	
36.	ՕԳ Ախթամար 110 կՎ (ՍևանՀԷԿ- ՀրազԶԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀԷԿ- Դիլիջան)	ՕԳ Սևան (ՍևանՀԷԿ- ՀրազՀԷԿ)	110 կՎ	68.5	64.4	94	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 25ՄՎտ-ով
37.	ՕԳ Սևան (ՍևանՀԷԿ- ՀրազՀԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀԷԿ- Դիլիջան)	ՕԳ Ախթամար (ՍևանՀԷԿ- ՀրազԶԷԿ)	110 կՎ	68.5	64.4	94	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 25ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 125: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎՁԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2026Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
38.	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ ԵրևՋԷԿ 1 220 կՎ (Արմփառուեր -ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	74.5	83	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110 կՎ և ՕԳ-2 110 կՎ կտրվածքը ԱՍ-185/24-ով և կառուցել ՕԳ-3 110 կՎ գիծը ԱՍ- 185/24- ով
			ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	74.5	83	
39՝	ՕԳ Նորք 110 կՎ (Մարաշ- ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	76.3	99	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 55ՄՎտ-ով
			ՕԳ Վինիլ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	74.4	96	
40.	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Նորք (Մարաշ- ԵրևՋԷԿ)	110կՎ	78.6	73.8	94	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 50ՄՎտ-ով
41.	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ-	ՕԳ Նորք 110 կՎ (Մարաշ-	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	76.4	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 125: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2026Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
	Վարդաշեն)	ԵրևաԷԿ)	ՕԳ Կաուչուկ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	74.6	95	փոխհոսքը 50ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 126. ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
42.	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ ԵրևաԷԿ 1 220 կՎ (Արմփատուեր- ԵրևաԷԿ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	86.9	95	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110 կՎ և ՕԳ-2 110 կՎ կտրվածքը ԱՍ- 185/24-ով
			ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	86.9	95	
43.	ՕԳ Վայք 220կՎ	ՕԳ Սյունիք 220կՎ	ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ-	220կՎ	263.8	247.1	94	Իջեցնել Հայաստան –

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 126. ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱԾՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
	(ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	(Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	Շինուհայր)					Իրան փոխհոսքը 68ՄՎտ-ով
			ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	246.2	96	
44.	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	254.6	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 60ՄՎտ-ով
			ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	253	96	
45.	ՕԳ Ախթամար 110 կՎ (ՍևանՀԷԿ- ՀրազԶԷԿ)	ՕԳ Սևան 110 կՎ (ՍևանՀԷԿ- ՀրազՀԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին (ՍևանՀԷԿ- Դիլիջան)	110կՎ	68.5	62.7	91	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Դիլիջան- Բազում)	110կՎ	68.5	58.4	85	
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Վանաձոր- Բազում)	110կՎ	68.5	56.4	82	
46.	ՕԳ Ախթամար 110 կՎ	ՕԳ Հաղարծին 110 կՎ (ՍևանՀԷԿ-	ՕԳ Սևան 110 կՎ (ՍևանՀԷԿ-	110կՎ	68.5	62.6	91	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 126. ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
	(ՍևանՀէԿ- ՀրազՋէԿ)	Դիլիջան)	ՀրազՀէԿ)					20ՄՎտ-ով
47.	ՕԳ Վարդենիս 220 կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Կենտրոնական 1 110 կՎ (Շահումյան- Կենտրոնական)	ՕԳ Գետափ 220 կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	252.1	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 50ՄՎտ-ով
48.	ՕԳ Մխչյան 110 կՎ (Մխչյան- ԵրևՋէԿ)	ՕԳ Այնթափ 110 կՎ (Մասիս- ԵրևՋէԿ)	ՕԳ Արարատ 1 (Մխչյան- Արարատ)	110կՎ	68.5	64.1	94	Իջեցնել բեռը Մասիս(65) և Մխչյան(64) հանգույցներում 5ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 127. ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎՁԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
49.	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ ԵրևաԷԿ 1 220 կՎ (Արմփաուեր - ԵրևաԷԿ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	74.6	82	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110 կՎ և ՕԳ-2 110 կՎ կտրվածքը ԱՍ- 185/24-նվ և կառուցել ՕԳ-3 110 կՎ գիծը ԱՍ-185/24- նվ
			ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	74.6	82	
50.	ՕԳ Նորք 110 կՎ (Մարաշ- ԵրևաԷԿ)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	75.6	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով
			ՕԳ Վինիլ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	71.5	91	
51.	ՕԳ Նորք 110 կՎ (Մարաշ- ԵրևաԷԿ)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	74	94	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով
			ՕԳ Կաուչուկ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	69.8	89	

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 127: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
52.	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Նորք (Մարաշ- Երևան)	110կՎ	78.6	74.6	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 10ՄՎտ-ով

Վատատեսական սզենար.

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 128: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ԲԵՌՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)								
N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
53.	-	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	242.8	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 80ՄՎտ-ով
54.	-	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	250.5	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 70ՄՎտ-ով
			ՕԳ Նորադուզ (Հրազդեհ- Կամո)	220կՎ	263.8	190.8	75	
			ՕԳ Լիճք (Կամո- Լիճք)	220կՎ	263.8	192.1	75	
55.	-	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ-	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ-	220կՎ	257.3	240.7	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 128: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
		Շինուհայր)	Շինուհայր)					փոխհոսքը 70ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 129: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
68.	-	ՕԳ Նորադուզ 220կՎ (Հրազդան- Կամո)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	243.8	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 70ՄՎտ-ով
69.	-	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	246.4	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 60ՄՎտ-ով
			ՕԳ Նորադուզ (Հրազդան- Կամո)	220կՎ	263.8	258.4	98	
			ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	251.6	97	
70.	-	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	240.6	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 50ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 130: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
78.	-	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	250.6	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 10ՄՎտ-ով
79.	-	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	243.1	99	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով
80.	-	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	242.9	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 35ՄՎտ-ով

Աղյուսակ 131: Վթարային N-1 իրավիճակում գերբեռնավորված տարրերի բեռնաթափման միջոցառումները ըստ հաշվարկային իրավիճակների, (2026թ.-ի նվազագույն բեռի համար)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
92.	-	ՕԳ-1 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-2 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	55.8	64	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ- 1 110կՎ և ՕԳ-2 110կՎ կտրվածքը ԱՄ- 185/24-ով և կառուցել ՕԳ-2 110կՎ գիծը ԱՄ- 185/24- ով
93.	-	ՕԳ-2 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-1 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	55.8	64	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ- 1 110կՎ և ՕԳ-2 110կՎ կտրվածքը ԱՄ- 185/24-ով և կառուցել ՕԳ-3 110կՎ գիծը ԱՄ- 185/24- ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 132: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՌՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
99.	-	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	244.8	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 70ՄՎտ-ով
100.	-	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	242.7	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 40ՄՎտ-ով
101.	-	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	239.8	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 45ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 133: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նուրբնալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
112.	-	ՕԳ-1 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-2 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	50.7	58	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110կՎ և ՕԳ-2 110կՎ կտրվածքը ԱՍ- 185/24-ով և կառուցել ՕԳ-3 110կՎ գիծը ԱՍ- 185/24- ով
113.	-	ՕԳ-2 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-1 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	50.7	58	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110կՎ և ՕԳ-2 110կՎ կտրվածքը ԱՍ- 185/24-ով և կառուցել ՕԳ-3 110կՎ գիծը ԱՍ- 185/24- ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 134: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2025Թ.-ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
56.	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	242.6	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 125ՄՎտ-ով
			ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	244.9	98	
57.	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	247.3	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 120ՄՎտ-ով
			ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	247.3	97	
58.	ՕԳ Ատոմային 1 110կՎ (ԱԷԿ- Արմավիր)	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	255.6	99	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 80ՄՎտ-ով
			ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	197	77	
			ՕԳ Նորադուր (ՀրազԶԷԿ- Կամո)	220կՎ	263.8	195.8	77	

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 134: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2025Թ.-ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
59.	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀէԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀէԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	250.6	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 120ՄՎտ-ով
60.	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Ատոմային 1 110կՎ (ԱէԿ- Արմավիր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	248	99	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 90ՄՎտ-ով
61.	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Ատոմային 1 110կՎ (ԱէԿ- Արմավիր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	245.8	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 80ՄՎտ-ով
62.	ՕԳ Արեգ 220կՎ (ԱէԿ- Արարատ)	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	242	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 80ՄՎտ-ով
			ՕԳ Էրեբունի (Երևան-Կ- Արարատ)	220կՎ	257.3	210.2	84	
63.	ՕԳ Սեվան 110կՎ	ՕԳ Ախթամար	ՕԳ Հաղարծին (ՍեվանՀէԿ-	110կՎ	68.5	66	95	Իջեցնել Հայաստան –

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 134: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2025Թ.-ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
	(ՍեվանՀէԿ- ՀրազՀէԿ)	110կՎ (ՍեվանՀէԿ- ՀրազՋէԿ)	Դիլիջան)					Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 135: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱԾՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՈՒ ՀԱՄԱՐ)								
N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
71.	ՕԳ Էրեբունի 220կՎ (ԵրևաէԿ- Արարատ)	ՕԳ Նորադուզ 220կՎ (Հրազդան- Կամո)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	240.1	99	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 70ՄՎտ-ով
			ՕԳ Արարատ2 (ԵրևաէԿ- Արտաշատ)	110կՎ	68.5	52.7	82	
72.	ՕԳ Ատոմային 2 110կՎ (ԱԷԿ- Արմավիր)	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	244	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 70ՄՎտ-ով
			ՕԳ Նորադուզ (Հրազդան- Կամո)	220կՎ	263.8	255.9	97	
			ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	249.2	96	
73.	ՕԳ Ատոմային 2 110կՎ (ԱԷԿ- Արմավիր)	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	247.5	99	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 50ՄՎտ-ով
74.	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր-	ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	246.2	99	Իջեցնել Հայաստան – Իրան

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 135: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱԾՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՈՒ ՀԱՄԱՐ)								
N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
	Եղեգնաձոր)	Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	246.2	99	փոխհոսքը 60ՄՎտ-ով
75.	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	246.7	99	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 65ՄՎտ-ով
			ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	240.3	96	
76.	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	251.6	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 60ՄՎտ-ով
77.	ՕԳ Արեգ 220կՎ (ԱԷԿ- Արարատ)	ՕԳ Լիճք 220կՎ (Կամո- Լիճք)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	240.5	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 70ՄՎտ-ով
			ՕԳ Էրեբունի (ԵրևՋԷԿ- Արարատ)	220կՎ	257.3	216.7	85	

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 136: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՌՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
81.	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Կենտրոնական 1 110կՎ (Շահումյան- Կենտրոնական)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	250.6	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 40ՄՎտ-ով
82.	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Կենտրոնական 1 110կՎ (Շահումյան- Կենտրոնական)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	242.6	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 50ՄՎտ-ով
83.	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (ՍևանՀէԿ- ՀրազՁէԿ)	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀէԿ- ՀրազՁէԿ)	ՕԳ Հաղարծին (ՍևանՀէԿ- Դիլիջան)	110 կՎ	68.5	64.8	94	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 25ՄՎտ-ով
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Դիլիջան- Բազում)	110 կՎ	68.5	58.7	90	
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Վանաձոր- Բազում)	110 կՎ	68.5	58.7	90	
84.	ՕԳ Կենտրոնական	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ-	220կՎ	257.3	243	97	Իջեցնել Հայաստան –

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 136: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
	1 110կՎ (Շահումյան- Կենտրոնական)	(Ագարակ- Շինուհայր)	Շինուհայր)					Իրան փոխհոսքը 65ՄՎտ-ով
85.	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	245.6	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 60ՄՎտ-ով
			ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	244.8	96	
86.	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (ՍևանՀԷԿ- ՀրազձեԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀԷԿ- Դիլիջան)	ՕԳ Սևան (ՍևանՀԷԿ- ՀրազձեԿ)	110 կՎ	68.5	64.7	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 25ՄՎտ-ով
87.	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀԷԿ- ՀրազձեԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀԷԿ- Դիլիջան)	ՕԳ Ախթամար (ՍևանՀԷԿ- ՀրազձեԿ)	110 կՎ	68.5	64.7	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 25ՄՎտ-ով
88.	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	247.1	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 136: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՌՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
								60ՄՎտ-ով
89.	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	236.1	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 70ՄՎտ-ով
			ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	235.3	92	
90.	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ- Երևան)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	72.5	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 10ՄՎտ-ով
91.	ՕԳ Սիփան 220կՎ (ԱԷԿ- Շահումյան)	ՕԳ Մուսալեռ 220կՎ (ԱԷԿ-Երևան)	ՕԳ Շահումյան2 (ԱԷԿ- Շահումյան)	110կՎ	68.5	63.3	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 30ՄՎտ-ով
			ՕԳ Էջմիածին (ԱԷԿ- Էջմիածին)	110կՎ	68.5	65.2	99	

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 137: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ԲԵՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
94.	ՕԳ ԵրևՋԷԿ 1 220կՎ (Արմփաուեր- ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	57.9	67	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110 կՎ և ՕԳ-2 110 կՎ կտրվածքը ԱՍ- 185/24-ով և կառուցել ՕԳ-3 110 կՎ գիծը ԱՍ-185/24-ով
95.	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ ԵրևՋԷԿ 1 220կՎ (Արմփաուեր- ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	71.3	81	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110 կՎ և ՕԳ-2 110 կՎ կտրվածքը ԱՍ- 185/24-ով և կառուցել ՕԳ-3 110 կՎ գիծը ԱՍ-185/24-ով
			ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	71.3	81	
96.	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ- ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	74	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 30ՄՎտ-ով
			ՕԳ Վինիլ (Մարաշ- ԵրևՋԷԿ)	110կՎ	78.6	69.6	92	

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 137: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
			Վարդաշեն)					
97.	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ- Երևան)	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	72.3	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 30ՄՎտ-ով
			ՕԳ Կաուչուկ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	67.9	90	
98.	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Նորք (Մարաշ- Երևան)	110կՎ	78.6	73.2	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 138: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆՆԱԹՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)								
N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
102.	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ ԵրևաԷԿ 1 220կՎ (Արմփատուեր- ԵրևաԷԿ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	71.41	81	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110 կՎ և ՕԳ-2 110 կՎ կտրվածքը ԱՍ-185/24- ով
			ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	71.41	81	
103.	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	127.9	93	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 90ՄՎտ-ով
			ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	239.1	97	
104.	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	247.7	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 138: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)								
N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
			ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	247.7	98	80ՄՎտ-ով
105.	ՕԳ Կենտրոնական 1 110կՎ (Շահումյան- Կենտրոնական)	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	244.9	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 100ՄՎտ-ով
106.	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	250	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 80ՄՎտ-ով
107.	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (ՍևանՀԷԿ- Հրազձեհ)	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀԷԿ- ՀրազՀԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին (ՍևանՀԷԿ- Դիլիջան)	110կՎ	68.5	67	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 14ՄՎտ-ով
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Դիլիջան- Բազում)	110կՎ	68.5	60.5	93	
			ՕԳ Ֆիոլետովո	110կՎ	68.5	60.5	93	

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 138: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ԲԵՌՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)								
N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
			(Վանաձոր- Բազում)					
108.	ՕԳ Ախթամար 110 կՎ (ՍևանՀԷԿ- ՀրազՁԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀԷԿ- Դիլիջան)	ՕԳ Սևան (ՍևանՀԷԿ- ՀրազՁԷԿ)	110կՎ	68.5	63	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով
109.	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀԷԿ- ՀրազՁԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀԷԿ- Դիլիջան)	ՕԳ Ախթամար (ՍևանՀԷԿ- ՀրազՁԷԿ)	110կՎ	68.5	63	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով
110.	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ- ԵրևՁԷԿ)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	72	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով
111.	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ- ԵրևՁԷԿ)	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	72	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 15ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 139: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՌՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱԾՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-ի ՆՎԱՉԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
114.	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ ԵրևաէԿ 1 220 կՎ (Արմփատուեր- ԵրևաէԿ)	ՕԳ-2 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	71.6	83	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110 կՎ և ՕԳ-2 110 կՎ կտրվածքը ԱՍ- 185/24-ով և կառուցել ՕԳ-3 110 կՎ գիծը ԱՍ-185/24- ով
			ՕԳ-1 110 կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	71.6	83	
115.	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ- ԵրևաէԿ)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	72.9	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով
			ՕԳ Վինիլ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	69.4	91	
116.	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ- ԵրևաէԿ)	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	73.2	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 15ՄՎտ-ով

Լավ տեսական սցենար

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 140: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)								
N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նուրբնալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
117.	-	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	242.8	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 80ՄՎտ-ով
118.	-	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	250.5	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 70ՄՎտ-ով
			ՕԳ Նորադուզ (Հրազդան-Կ- Կամո)	220կՎ	263.8	190.8	75	
			ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	192.1	75	
119.	-	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	240.7	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 70ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 141: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՌՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 142: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՌՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՌՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
129.	-	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	245.6	99	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 80ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 142: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱԾՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
130.	-	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	246.8	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 80ՄՎտ-ով
			ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	184.7	72	
			ՕԳ Նորադուզ (Հրազդան-Կամո)	220կՎ	263.8	184.7	72	
131.	-	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	247.5	99	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 60ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 143: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)								
N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
141.	-	ՕԳ-1 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-2 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	69.7	80	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110կՎ և ՕԳ-2 110կՎ կտրվածքը ԱՍ-185/24-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 144: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)								
N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
147.	-	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	249.3	99	Իջեցնել Հայաստան – Իրան

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 144: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱԿԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱԿՈՐԿԱԾ ՏԱՐՐԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱԿԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նուրբնալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
		Շինուհայր)						փոխհոսքը 80ՄՎտ-ով
148.	-	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	243.1	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 40ՄՎտ-ով
149.	-	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	243.6	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 40ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 145: ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-1 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ԲԵՌՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 146: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԵՐԻ ԲԵՌՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
120.	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	237.8	93	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 130ՄՎտ-ով
			ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	240	96	
121.	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ-	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր-	ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	247.3	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 146: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
	Եղեգնաձոր)	Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	247.3	97	փոխհոսքը 120ՄՎտ-ով
122.	ՕԳ Ատոմային 1 110կՎ (ԱԷԿ- Արմավիր)	ՕԳ Գետափ 220կՎ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վարդենիս (Լիճք- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	255.6	99	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 80ՄՎտ-ով
			ՕԳ Լիճք (Կամո-Լիճք)	220կՎ	263.8	197	77	
			ՕԳ Նորադուզ (Հրազդան-Կամո)	220կՎ	263.8	197	77	
123.	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	250.6	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 120ՄՎտ-ով
124.	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Ատոմային 1 110կՎ (ԱԷԿ- Արմավիր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	248	99	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 90ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 146: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
125.	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Ատոմային 1 110կՎ (ԱԷԿ- Արմավիր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	245.8	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 80ՄՎտ-ով
126.	ՕԳ Արեգ 220կՎ (ԱԷԿ- Արարատ)	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	241.9	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 80ՄՎտ-ով
			ՕԳ Էրեբունի (Երևան-Կ- Արարատ)	220կՎ	257.3	210.2	84	
127.	ՕԳ Էրեբունի 220կՎ (Երևան-Կ- Արարատ)	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	242	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 80ՄՎտ-ով
			ՕԳ Արարատ2 110կՎ (Երևան-Կ- Արտաշատ)	110կՎ	68.5	53	81	

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 146: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, 2025Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
128.	ՕԳ Այնթափ 110կՎ (Երևան- Մասիս)	ՕԳ Մխչյան 110կՎ (Երևան- Մխչյան)	ՕԳ Արարատ1 110կՎ (Արարատ- Մխչյան)	110կՎ	68.5	62.2	97	Իջեցնել բեռը Մասիս(65) և Մխչյան(64) հանգույցներում 3ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 147: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2025Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 148: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
132.	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (ՍևանՀԷԿ- ՀրազԶԷԿ)	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀԷԿ- ՀրազՀԷԿ)	ՕԳ Հաղարծին (ՍևանՀԷԿ- Դիլիջան)	110 կՎ	68.5	69.5	99	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Դիլիջան- Բազում)	110 կՎ	68.5	65.1	96	
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Վանաձոր-	110 կՎ	68.5	62.9	95	

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 148: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
			Բազում)					
133.	ՕԳ Շամբ 220կՎ (Շամբձեհ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք (Սպանդձեհ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	248.4	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 120ՄՎտ-ով
			ՕԳ Որոտան 1 (Սպանդձեհ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	248.4	98	
134.	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (Սևանձեհ- Հրազձեհ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (Սևանձեհ- Դիլիջան)	ՕԳ Սևան (Սևանձեհ- Հրազձեհ)	110 կՎ	68.5	64.5	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 25ՄՎտ-ով
135.	ՕԳ Սևան 110կՎ (Սևանձեհ- Հրազձեհ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (Սևանձեհ- Դիլիջան)	ՕԳ Ախթամար (Սևանձեհ- Հրազձեհ)	110 կՎ	68.5	64.5	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 25ՄՎտ-ով
136.	ՕԳ Շամբ 220կՎ (Շամբձեհ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք 220կՎ (Սպանդձեհ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	251.7	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 148: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
								120ՄՎտ-ով
137.	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք 220կՎ (Մպանդձեհ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Շամբ (Շամբձեհ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	240.9	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 130ՄՎտ-ով
			ՕԳ Որոտան 2 (Շամբձեհ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	239.1	94	
138.	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ (Լիճք- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Էրեբունի 220կՎ (Երևան- Արարատ)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	235.6	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 90ՄՎտ-ով
			ՕԳ Արարատ2 (Երևան- Արտաշատ)	110կՎ	68.5	48	74	
139.	ՕԳ Վարդենիս 220կՎ	ՕԳ Արեգ 220կՎ (ԱԷԿ-)	ՕԳ Գետափ (Արարատ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	235.7	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 148: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
	(Լիճք- Եղեգնաձոր)	Արտաշատ)	ՕԳ Էրեբունի (ԵրևաճԷԿ- Արարատ)	220կՎ	257.3	210.9	85	փոխհոսքը 90ՄՎտ-ով
140.	ՕԳ Այնթափ 110կՎ (ԵրևաճԷԿ- Մասիս)	ՕԳ Մխչյան 110կՎ (ԵրևաճԷԿ- Մխչյան)	ՕԳ Արարատ1 (Մխչյան- Արարատ)	110կՎ	68.5			Իջեցնել բեռը Մասիս(65) և Մխչյան(64) հանգույցներում 6ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 149: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-Ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
142.	ՕԳ ԵրևաճԷԿ 1 220կՎ (Արմփառուեր- ԵրևաճԷԿ)	ՕԳ-1 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ-2 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	74.4	86	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110կՎ և ՕԳ-2 110կՎ կտրվածքը ԱՍ-185/24-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 149: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱՎՆԵՐԻ, (2026Թ.-ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
143.	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ Երևան 1 220կՎ (Արմփառուեր- Երևան)	ՕԳ-2 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	71.6	84	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110կՎ և ՕԳ-2 110կՎ կտրվածքը ԱՍ-185/24-ով և կառուցել ՕԳ-3 110կՎ գիծը ԱՍ- 185/24-ով
			ՕԳ-1 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	71.6	84	
144.	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ- Երևան)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	72.4	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 25ՄՎտ-ով
			ՕԳ Վինիլ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	66.6	89	
145.	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ- Երևան)	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	72.5	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով
			ՕԳ Կաուչուկ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	66.7	89	

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 149: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆՆԱԿՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2026Թ.-ի ՆՎԱՉԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
146.	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Նորք (Մարաշ- Երևան)	110կՎ	78.6	73.2	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխառքը 10ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 150: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՆՆԱԿՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՆՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
150.	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ Երևան 1 220կՎ (Արմավուր- Երևան)	ՕԳ-2 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	85.9	97	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110կՎ և ՕԳ-2 110կՎ կտրվածքը ԱՍ-185/24-ով
			ՕԳ-1 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	85.9	97	

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 150: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎՅԱԴԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՌՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
151.	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 2 (ՇամբՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	238.2	91	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 90ՄՎտ-ով
			ՕԳ Շամբ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	257.3	239.4	96	
152.	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք 220կՎ (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Որոտան 1 (ՍպանդՀԷԿ- Շինուհայր)	220կՎ	263.8	247.5	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 80ՄՎտ-ով
			ՕԳ Վայք (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	248.8	98	
153.	ՕԳ Կենտրոնական 1 110կՎ (Շահումյան- Կենտրոնական)	ՕԳ Մեղրի 1 220կՎ (Ագարակ- Շինուհայր)	ՕԳ Մեղրի 2 (Ագարակ- Շինուհայր)	220կՎ	257.3	242.4	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 120ՄՎտ-ով
154.	ՕԳ Շամբ 220կՎ (ՇամբՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Վայք 220կՎ (ՍպանդՀԷԿ- Եղեգնաձոր)	ՕԳ Սյունիք (Շինուհայր- Եղեգնաձոր)	220կՎ	263.8	250.2	98	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 150: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱԾՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
								80ՄՎտ-ով
155.	ՕԳ Ախթամար 110կՎ (ՍևանՀէԿ- ՀրազՁէԿ)	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀէԿ- ՀրազՀէԿ)	ՕԳ Հաղարծին (ՍևանՀէԿ- Դիլիջան)	110կՎ	68.5	67.5	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 15ՄՎտ-ով
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Դիլիջան- Բազում)	110կՎ	68.5	60.9	92	
			ՕԳ Ֆիոլետովո (Վանաձոր- Բազում)	110կՎ	68.5	60.9	92	
156.	ՕԳ Սևան 110կՎ (ՍևանՀէԿ- ՀրազՀէԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀէԿ- Դիլիջան)	ՕԳ Ախթամար (ՍևանՀէԿ- ՀրազՁէԿ)	110կՎ	68.5	62.5	93	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով
157.	ՕԳ Ախթամար 110 կՎ (ՍևանՀէԿ- ՀրազՁէԿ)	ՕԳ Հաղարծին 110կՎ (ՍևանՀէԿ- Դիլիջան)	ՕԳ Սևան (ՍևանՀէԿ- ՀրազՀէԿ)	110կՎ	68.5	62.5	93	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 150: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-Ի ԱՌԱՎԵԼԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ ՀԱՄԱՐ)

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
158.	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ- Երևան)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	72.6	95	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով
159.	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ- Երևան)	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	74.2	97	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 10ՄՎտ-ով

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 151: ՆՈՐՈԳՄԱՆ և ՎԹԱՐԱՅԻՆ N-2 ԻՐԱՎԻՃԱԿՈՒՄ ԳԵՐԲԵՈՆԱՎՈՐՎԱԾ ՏԱՐԻԵՐԻ ԲԵՈՆԱԹԱՓՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ ԸՍՏ ՀԱՇՎԱՐԿԱՅԻՆ ԻՐԱՎԻՃԱԿՆԵՐԻ, (2027Թ.-ի ՆՎԱԶԱԳՈՒՅՆ ԲԵՌԻ

N Հաշվարկ	Նորոգման մեջ գտնվող տարր	Վթարային անջատվող տարր	Բեռնվող տարրեր	Նոմինալ լարում (կՎ)	Երկարատև թույլատրելի բեռնվածք 35 °C (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (ՄՎԱ)	Բեռնվածք (%)	Անհրաժեշտ միջոցառում
160.	ՕԳ Հաղթանակ 220կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	ՕԳ ԵրևՋԷԿ 1 220 կՎ (Արմփառուեր- ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ-2 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	71.4	83	Անհրաժեշտ է փոխարինել ՕԳ-1 110կՎ և ՕԳ-2 110կՎ կտրվածքը ԱՍ-185/24-ով և կառուցել ՕԳ-3 110կՎ գիծը ԱՍ- 185/24- ով
			ՕԳ-1 110կՎ (Շահումյան- Հաղթանակ)	110կՎ	91.4	71.4	83	
161.	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ- ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ Կաուչուկ 110կՎ (Հարավային- Վարդաշեն)	ՕԳ Վինիլ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	72.3	96	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 20ՄՎտ-ով
			ՕԳ Վինիլ (Մարաշ- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	66.7	89	
162.	ՕԳ Նորք 110կՎ (Մարաշ- ԵրևՋԷԿ)	ՕԳ Վինիլ 110կՎ (Նաիրիտ- Վարդաշեն)	ՕԳ Կաուչուկ (Հարավային- Վարդաշեն)	110կՎ	78.6	74.3	99	Իջեցնել Հայաստան – Իրան փոխհոսքը 10ՄՎտ-ով

6.4. ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿ

Այս գլխում ներկայացված են հիմնական սցենարի համար սպասվող կարճ միացման (ԿՄ) հոսանքների առավելագույն մեծությունների հաշվարկների արդյունքները՝ 2025-2034թթ համար: ԿՄ վերլուծության նպատակն է ստուգել, թե արդյոք արտադրության ավելացումը և ցանցի ուժեղացումը կարող են հանգեցնել ԿՄ հոսանքների անթույլատրելի ավելացմանը և սպառնալիք հանդիսանալ անջատիչների՝ ԿՄ հոսանքների անջատման հնարավորությանը:

Ցանցի ներկայիս մոդելները թույլ են տալիս հաշվարկել միայն անցողիկ եռաֆազ ԿՄ հոսանքները: Հաշվարկները կատարվում են IEC 60909 ստանդարտի հիման վրա, ընդունելով, որ լարման գործակիցը՝ C-ն հավասար է 1.1: Հաշվարկներն իրականացվել են բազային սցենարի համար՝ ըստ 2025-2034թթ առավելագույն բեռի ռեժիմների, երբ բոլոր գեներատորները միացած են և առաջացնում են առավելագույն ԿՄ հոսանքներ՝ պլանավորման ժամանակահատվածում: ԿՄ հաշվարկների արդյունքները և անջատիչների՝ ԿՄ-ների անջատման հնարավորությունները ներկայացված են հաջորդող աղյուսակներում:

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 152 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2025Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Դդմաշեն	400	3PH	-	-	-
	220	3PH	-	-	-
Այրում	400	3PH	-	-	-
Նորավան	400	3PH	-	-	-
	220	3PH	-	-	-
ՀԱԷԿ	220	3PH	11210	6960	11210
	110	3PH	14130	10770	14130
Այգ-1	220	3PH	-	-	-
Հրազդան ՋԷԿ	220	3PH	9190	9220	9220
	110	3PH	9690	8790	9690
Երևանի ՋԷԿ	220	3PH	10270	7530	10270
	110	3PH	18160	12580	18160

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 152 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2025Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Արմփաուեր ՀՇԳՑ	220	3PH	10250	7530	10250
Երևան ՀԷԿ	110	3PH	11070	9760	11070
Հրազդան ՀԷԿ	220	3PH	8840	8450	8840
	110	3PH	12060	10890	12060
Սևան ՀԷԿ	110	3PH	8090	7230	8090
Արզնի ՀԷԿ	110	3PH	14730	12700	14730
Արգել ՀԷԿ	110	3PH	15090	13000	15090
Քանաքեռ ՀԷԿ	110	3PH	16500	13760	16500
Շահումյան-2	220	3PH	10480	7210	10480
	110	3PH	14820	12500	14820
Զովունի	220	3PH	8560	6870	8560
	110	3PH	17160	14320	17160
Մարաշ	220	3PH	9270	7030	9270

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 152 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2025Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		18020	13810	18020
Վանաձոր-2	220	3PH	7010	6450	7010
	110	3PH	9570	9500	9570
Ալավերդի-2	220	3PH	3920	3660	3920
	110	3PH	5760	5930	5930
Գյումրի-2	220	3PH	5420	4430	5420
	110	3PH	7690	7070	7690
Աշնակ	220	3PH	7660	5520	7660
	110	3PH	7700	6400	7700
Արարատ-2	220	3PH	8200	6370	8200
	110	3PH	11120	9020	11120
Եղեգնաձոր	220	3PH	7540	6760	7540
	110	3PH	4960	4520	4960

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 152 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2025Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Սպանդարյան ՀԷԿ	220	3PH	5410	5170	5410
Շամբ ՀԷԿ	220	3PH	6000	5750	6000
Շինուհայր	220	3PH	7840	7510	7840
	110	3PH	11190	10480	11190
Ագարակ-2	220	3PH	8370	8220	8370
Լիճք	220	3PH	5850	5380	5850
	110	3PH	6910	6000	6910
Կամո	220	3PH	6080	5760	6080
Հաղթանակ	220	3PH	10100	7500	10100
	110	3PH	8320	7700	8320

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 153 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2025թ

Ստոր	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխադրվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
400	Դդմաշեն	-	-	-
220		-	-	-
400	Այրում	-	-	-
400	Նորավան	-	-	-
220		-	-	-
220	ՀԱԷԿ	40	11.21	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	14.13	փոխարինում չի պահանջվում
220	Այգ-1	-	-	-
220	Հրազդան ԶԷԿ	31.5	9.22	փոխարինում չի պահանջվում
110		20	9.69	փոխարինում չի պահանջվում
220	Երևանի ԶԷԿ	40	10.27	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	18.16	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արմփաուեր ՀՇԳՑ	40	10.25	փոխարինում չի պահանջվում
110	Երևան ՀԷԿ	31.5	11.07	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ՀԷԿ	40	8.84	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	12.06	փոխարինում չի պահանջվում
110	Սևան ՀԷԿ	40	8.09	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արզնի ՀԷԿ	40	14.73	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արգել ՀԷԿ	40	15.09	փոխարինում չի պահանջվում
110	Քանաքեռ ՀԷԿ	40	16.5	փոխարինում չի

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 153 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱԾՎԱՐԿՆԵՐԻ
ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2025թ**

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխախնկող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
				պահանջվում
220	Շահումյան-2	50	10.48	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	14.82	փոխարինում չի պահանջվում
220	Զովունի	50	8.56	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	17.16	փոխարինում չի պահանջվում
220	Մարաշ	50	9.27	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	18.02	փոխարինում չի պահանջվում
220	Վանաձոր-2	40	7.01	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	9.57	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ալավերդի-2	40	3.92	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	5.93	փոխարինում չի պահանջվում
220	Գյումրի-2	40	5.42	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	7.69	փոխարինում չի պահանջվում
220	Աշնակ	25	7.66	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	7.7	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արարատ-2	25	8.2	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	11.12	փոխարինում չի պահանջվում
220	Եղեգնաձոր	50	7.54	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	4.96	փոխարինում չի պահանջվում
220	Սպանդարյան ՀԷԿ	25	5.41	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շամբ ՀԷԿ	25	6	փոխարինում չի պահանջվում

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 153 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱԾՎԱՐԿՆԵՐԻ
ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2025թ**

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխախնվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
220	Շինուհայր	25	7.84	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	11.19	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ագարակ-2	40	8.37	փոխարինում չի պահանջվում
220	Լիճք	25	5.85	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	6.91	փոխարինում չի պահանջվում
220	Կամո	100	6.08	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հաղթանակ	50	10.1	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	8.32	փոխարինում չի պահանջվում

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 154: ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2026Թ

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Դդմաշեն	400	3PH	-	-	-
	220	3PH	-	-	-
Այրում	400	3PH	-	-	-
Նորավան	400	3PH	-	-	-
	220	3PH	-	-	-
ՀԱԷԿ	220	3PH	11550	6000	11550
	110	3PH	14710	9600	14710
Այգ-1	220	3PH	-	-	-
Հրազդան ԶԷԿ	220	3PH	9610	6200	9610
	110	3PH	10410	7800	10410
Երևանի ԶԷԿ	220	3PH	10610	6700	10610
	110	3PH	18960	13670	18960

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 154: ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2026Թ

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Արմիաուեր ՀՇԳՑ	220	3PH	10580	6710	10580
Երևան ՀԷԿ	110	3PH	12220	9080	12220
Հրազդան ՀԷԿ	220	3PH	9260	6020	9260
	110	3PH	13340	9360	13340
Սևան ՀԷԿ	110	3PH	8530	6530	8530
Արզնի ՀԷԿ	110	3PH	15770	11130	15770
Արգել ՀԷԿ	110	3PH	16770	11350	16770
Քանաքեռ ՀԷԿ	110	3PH	17500	12000	17500
Շահումյան-2	220	3PH	10980	6530	10980
	110	3PH	17010	11370	17010
Զովունի	220	3PH	8890	5840	8890
	110	3PH	18280	12280	18280

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 154 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2026Թ

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Մարաշ	220	3PH	9460	6310	9460
	110	3PH	19170	13220	19170
Վանաձոր-2	220	3PH	7240	4990	7240
	110	3PH	9890	8080	9890
Ալավերդի-2	220	3PH	3980	3170	3980
	110	3PH	5920	5260	5920
Գյումրի-2	220	3PH	5500	3900	5500
	110	3PH	7940	6050	7940
Աշնակ	220	3PH	7830	4830	7830
	110	3PH	7820	5800	7820
Արարատ-2	220	3PH	8500	5870	8500
	110	3PH	10700	8670	10700
Եղեգնաձոր	220	3PH	7700	6180	7700

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 154 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2026Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		5000	4390	5000
Սպանդարյան ՀԷԿ	220	3PH	5460	4920	5460
Շամբ ՀԷԿ	220	3PH	6050	5480	6050
Շինուհայր	220	3PH	7930	7120	7930
	110	3PH	11360	10770	11360
Ագարակ-2	220	3PH	8410	8040	8410
Լիճք	220	3PH	5960	4690	5960
	110	3PH	6700	5570	6700
Կամո	220	3PH	6220	4750	6220
Հաղթանակ	220	3PH	10660	6440	10660
	110	3PH	16050	11020	16050

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 155 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2026Թ

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխափնվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
400	Դդմաշեն	-	-	-
220		-	-	-
400	Այրում	-	-	-
400	Նորավան	-	-	-
220		-	-	-
220	ՀԱԷԿ	40	11.55	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	14.71	փոխարինում չի պահանջվում
220	Այգ-1	-	-	-
220	Հրազդան ԶԷԿ	31.5	9.61	փոխարինում չի պահանջվում
110		20	10.41	փոխարինում չի պահանջվում
220	Երևանի ԶԷԿ	40	10.61	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	18.96	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արմփաուեր ՀԾԳՑ	40	10.58	փոխարինում չի պահանջվում
110	Երևան ՀԷԿ	31.5	12.22	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ՀԷԿ	40	9.26	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	13.34	փոխարինում չի պահանջվում
110	Սևան ՀԷԿ	40	8.53	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արզնի ՀԷԿ	40	15.77	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արգեժ ՀԷԿ	40	16.77	փոխարինում չի պահանջվում
110	Քանաքեռ ՀԷԿ	40	17.5	փոխարինում չի

**ԱՐՅՈՒՄԱԿ 155 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ
ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2026Թ**

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխադրվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
				պահանջվում
220	Շահումյան-2	50	10.98	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	17.01	փոխարինում չի պահանջվում
220	Զովունի	50	8.89	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	18.28	փոխարինում չի պահանջվում
220	Մարաշ	50	9.46	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	19.17	փոխարինում չի պահանջվում
220	Վանաձոր-2	40	7.24	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	9.89	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ալավերդի-2	40	3.98	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	5.92	փոխարինում չի պահանջվում
220	Գյումրի-2	40	5.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	7.94	փոխարինում չի պահանջվում
220	Աշնակ	25	7.83	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	7.82	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արարատ-2	25	8.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	10.7	փոխարինում չի պահանջվում
220	Եղեգնաձոր	50	7.7	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	5	փոխարինում չի պահանջվում
220	Սպանդարյան ՀԷԿ	25	5.46	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շամբ ՀԷԿ	25	6.05	փոխարինում չի պահանջվում

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 155 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ
ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2026Թ**

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխադրվող անջատիչի
ԿՎ		Լ (կԱ)	Լ (կԱ)	Լ (կԱ)
220	Շինուհայր	25	7.93	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	11.36	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ագարակ-2	40	8.41	փոխարինում չի պահանջվում
220	Լիճք	25	5.96	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	6.7	փոխարինում չի պահանջվում
220	Կամո	100	6.22	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հաղթանակ	50	10.66	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	16.05	փոխարինում չի պահանջվում

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 156 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2027Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Դմաշեն	400	3PH	-	-	-
	220	3PH	-	-	-
Այրում	400	3PH	-	-	-
Նորավան	400	3PH	-	-	-
	220	3PH	-	-	-
ՀԱԷԿ	220	3PH	10680	5350	10680
	110	3PH	13710	8940	13710
Այգ-1	220	3PH	-	-	-
Հրազդան ԶԷԿ	220	3PH	8710	5570	8710
	110	3PH	9240	7270	9240
Երևանի ԶԷԿ	220	3PH	9950	5970	9950
	110	3PH	17680	14780	17680

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 156 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2027Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Արմփաուեր ՀՇԳՑ	220	3PH	9930	5960	9930
Երևան ՀԷԿ	110	3PH	11230	8100	11230
Հրազդան ՀԷԿ	220	3PH	8390	5420	8390
	110	3PH	11430	8630	11430
Սևան ՀԷԿ	110	3PH	7820	6160	7820
Արզնի ՀԷԿ	110	3PH	13200	9620	13200
Արգել ՀԷԿ	110	3PH	13410	10100	13410
Քանաքեռ ՀԷԿ	110	3PH	15200	10440	15200
Շահումյան-2	220	3PH	9970	5760	9970
	110	3PH	15570	10150	15570
Զովունի	220	3PH	8090	5210	8090
	110	3PH	15770	10650	15770

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 156 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2027Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Մարաշ	220	3PH	8780	5610	8780
	110	3PH	13360	11930	13360
Վանաձոր-2	220	3PH	6700	4600	6700
	110	3PH	9270	7180	9270
Ալավերդի-2	220	3PH	3790	2990	3790
	110	3PH	5780	4950	5780
Գյումրի-2	220	3PH	5260	3640	5260
	110	3PH	7720	5730	7720
Աշնակ	220	3PH	7400	4400	7400
	110	3PH	7630	5500	7630
Արարատ-2	220	3PH	8060	5390	8060
	110	3PH	10650	8150	10650
Եղեգնաձոր	220	3PH	7450	5880	7450

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 156 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2027Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		7760	6650	7760
Սպանդարյան ՀԷԿ	220	3PH	5380	4800	5380
Շամբ ՀԷԿ	220	3PH	5960	5350	5960
Շինուիայր	220	3PH	7790	6930	7790
	110	3PH	11540	10630	11540
Ագարակ-2	220	3PH	8350	7940	8350
Լիճք	220	3PH	5760	4440	5760
	110	3PH	6580	5390	6580
Կամո	220	3PH	5940	4450	5940
Հաղթանակ	220	3PH	9700	5680	9700
	110	3PH	14790	9860	14790

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 157 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ
ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2027Թ**

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	I _{անջ}	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն I _{անջ} փոխափնվող անջատիչի
ԿՎ		I (կԱ)	I (կԱ)	I (կԱ)
400	Դդմաշեն	-	-	-
220		-	-	-
400	Այրում	-	-	-
400	Նորավան	-	-	-
220		-	-	-
220	ՀԱԷԿ	40	10.68	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	13.71	փոխարինում չի պահանջվում
220	Այգ-1	-	-	-
220	Հրազդան ԶԷԿ	31.5	8.71	փոխարինում չի պահանջվում
110		20	9.24	փոխարինում չի պահանջվում
220	Երևանի ԶԷԿ	40	9.95	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	17.68	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արմփաուեր ՀԾԳՑ	40	9.93	փոխարինում չի պահանջվում
110	Երևան ՀԷԿ	31.5	11.23	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ՀԷԿ	40	8.39	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	11.43	փոխարինում չի պահանջվում
110	Սևան ՀԷԿ	40	7.82	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արզնի ՀԷԿ	40	13.2	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արգեժ ՀԷԿ	40	13.41	փոխարինում չի պահանջվում

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 157 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2027Թ

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխախնվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (ԿԱ)	Ի (ԿԱ)	Ի (ԿԱ)
110	Քանաքեռ ՀԷԿ	40	15.2	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շահումյան-2	50	9.97	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	15.57	փոխարինում չի պահանջվում
220	Զովունի	50	8.09	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	15.77	փոխարինում չի պահանջվում
220	Մարաշ	50	8.78	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	13.36	փոխարինում չի պահանջվում
220	Վանաձոր-2	40	6.7	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	9.27	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ալավերդի-2	40	3.79	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	5.78	փոխարինում չի պահանջվում
220	Գյումրի-2	40	5.26	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	7.72	փոխարինում չի պահանջվում
220	Աշնակ	25	7.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	7.63	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արարատ-2	25	8.06	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	10.65	փոխարինում չի պահանջվում
220	Եղեգնաձոր	50	7.45	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	7.76	փոխարինում չի պահանջվում
220	Սպանդարյան ՀԷԿ	25	5.38	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շամբ ՀԷԿ	25	5.96	փոխարինում չի

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 157 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ
ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2027Թ**

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխարինվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
				պահանջվում
220	Շինուհայր	25	7.79	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	11.54	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ագարակ-2	40	8.35	փոխարինում չի պահանջվում
220	Լիճք	25	5.76	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	6.58	փոխարինում չի պահանջվում
220	Կամո	100	5.94	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հաղթանակ	50	9.7	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	14.79	փոխարինում չի պահանջվում

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 158 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2028Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Դդմաշեն	400	3PH	9000.0	10439.4	10439.4
	220	3PH	15398.7	17006.8	17006.8
Այրում	400	3PH	5038.8	6913.3	6913.3
Նորավան	400	3PH	12768.6	13407.0	13407.0
	220	3PH	14603.0	14809.6	14809.6
ՀԱԷԿ	220	3PH	14897.3	9892.6	14897.3
	110	3PH	16737.0	14319.3	16737.0
Այգ-1	220	3PH	9795.3	7584.1	9795.3
Հրազդան ԶԷԿ	220	3PH	14495.0	16576.1	16576.1
	110	3PH	10476.1	10329.7	10476.1
Երևանի ԶԷԿ	220	3PH	14022.1	11284.5	14022.1
	110	3PH	22360.0	16589.8	22360.0

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 158 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2028Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Արմիատուեր ՀՇԳՑ	220	3PH	13984.8	11264.3	13984.8
Երևան ՀԷԿ	110	3PH	14586.4	13529.6	14586.4
Հրազդան ՀԷԿ	220	3PH	14280.0	15482.0	15482.0
	110	3PH	13379.9	13246.1	13379.9
Սևան ՀԷԿ	110	3PH	8054.2	8019.9	8054.2
Արզնի ՀԷԿ	110	3PH	19663.5	18286.2	19663.5
Արգել ՀԷԿ	110	3PH	20402.2	19223.9	20402.2
Քանաքեռ ՀԷԿ	110	3PH	22100.0	19722.0	22100.0
Շահումյան-2	220	3PH	14776.6	12060.1	14776.6
	110	3PH	21652.0	19223.8	21652.0
Զովունի	220	3PH	11392.5	10217.3	11392.5
	110	3PH	23361.9	20869.2	23361.9

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 158 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2028Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Մարաշ	220	3PH	12336.1	10493.3	12336.1
	110	3PH	23395.0	18969.4	23395.0
Վանաձոր-2	220	3PH	9718.0	10050.9	10050.9
	110	3PH	11454.9	12163.1	12163.1
Ալավերդի-2	220	3PH	5944.0	6313.6	6313.6
	110	3PH	6979.1	7267.6	7267.6
Գյումրի-2	220	3PH	6201.1	5572.1	6201.1
	110	3PH	8130.8	7959.8	8130.8
Աշնակ	220	3PH	9079.7	7204.8	9079.7
	110	3PH	7605.2	7217.6	7605.2
Արարատ-2	220	3PH	9940.6	8604.6	9940.6
	110	3PH	11868.0	10650.2	11868.0
Եղեգնաձոր	220	3PH	10244.4	10029.0	10244.4

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 158 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2028Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		8708.5	8623.9	8708.5
Սպանդարյան ՀԷԿ	220	3PH	8322.6	8351.0	8351.0
Շամբ ՀԷԿ	220	3PH	13469.0	13654.4	13654.4
Շինուհայր	220	3PH	13877.2	14010.5	14010.5
	110	3PH	13955.3	14129.1	14129.1
Ագարակ-2	220	3PH	10060.9	10104.3	10104.3
Լիճք	220	3PH	7003.9	7014.6	7014.6
	110	3PH	6898.3	6875.1	6898.3
Կամո	220	3PH	7741.5	7896.7	7896.7
Հաղթանակ	220	3PH	14164.1	11611.8	14164.1
	110	3PH	19923.5	17864.5	19923.5

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 159 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ
ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2028Թ**

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխափնվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
400	Դդմաշեն	50	10.4	փոխարինում չի պահանջվում
220		40	17.0	փոխարինում չի պահանջվում
400	Այրում	50	6.9	փոխարինում չի պահանջվում
400	Նորավան	50	13.4	փոխարինում չի պահանջվում
220		40	14.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	ՀԱԷԿ	40	14.9	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	16.7	փոխարինում չի պահանջվում
220	Այգ-1	40	9.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ԶԷԿ	31.5	16.6	փոխարինում չի պահանջվում
110		20	10.5	փոխարինում չի պահանջվում
220	Երևանի ԶԷԿ	40	14.0	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	22.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արմփաուեր ՀՇԳՑ	40	14.0	փոխարինում չի պահանջվում
110	Երևան ՀԷԿ	31.5	14.6	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ՀԷԿ	40	15.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	13.4	փոխարինում չի պահանջվում
110	Սևան ՀԷԿ	40	8.1	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արզնի ՀԷԿ	40	19.7	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արգեղ ՀԷԿ	40	20.4	փոխարինում չի պահանջվում

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 159 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2028Թ

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխախնվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
110	Քանաքեռ ՀԷԿ	40	22.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շահումյան-2	50	14.8	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	21.7	փոխարինում չի պահանջվում
220	Զովունի	50	11.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	23.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Մարաշ	50	12.3	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	23.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Վանաձոր-2	40	10.1	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	12.2	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ալավերդի-2	40	6.3	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	7.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Գյումրի-2	40	6.2	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	8.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Աշնակ	25	9.1	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	7.6	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արարատ-2	25	9.9	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	11.9	փոխարինում չի պահանջվում
220	Եղեգնաձոր	50	10.2	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	8.7	փոխարինում չի պահանջվում
220	Սպանդարյան ՀԷԿ	25	8.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շամբ ՀԷԿ	25	13.7	փոխարինում չի

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 159 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2028Թ

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխադրվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
				պահանջվում
220	Շինուհայր	25	14.0	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	14.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ագարակ-2	40	10.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Լիճք	25	7.0	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	6.9	փոխարինում չի պահանջվում
220	Կամո	100	7.9	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հաղթանակ	50	14.2	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	19.9	փոխարինում չի պահանջվում

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 160: ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2029Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Դդմաշեն	400	3PH	9011.2	10699.7	10699.7
	220	3PH	14608.7	17756.5	17756.5
Այրում	400	3PH	5042.8	7004.8	7004.8
Նորավան	400	3PH	12775.5	13547.4	13547.4
	220	3PH	14608.7	14927.7	14927.7
ՀԱԷԿ	220	3PH	14930.6	10402.2	14930.6
	110	3PH	16772.4	14818.7	16772.4
Այգ-1	220	3PH	9811.8	7865.5	9811.8
Հրազդան ԶԷԿ	220	3PH	14526.4	17302.3	17302.3
	110	3PH	10493.6	10526.6	10526.6
Երևանի ԶԷԿ	220	3PH	14055.6	12023.4	14055.6
	110	3PH	22419.2	20998.1	22419.2

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 160: ԵՌԱՖԱՉ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2029Թ

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Արմիատուեր ՀՇԳՑ	220	3PH	14018.2	11990.7	14018.2
Երևան ՀԷԿ	110	3PH	14618.9	13972.2	14618.9
Հրազդան ՀԷԿ	220	3PH	14310.6	16161.8	16161.8
	110	3PH	13404.2	13561.4	13561.4
Սևան ՀԷԿ	110	3PH	8065.1	8133.1	8133.1
Արզնի ՀԷԿ	110	3PH	19719.1	19210.7	19719.1
Արգել ՀԷԿ	110	3PH	20456.2	20123.7	20456.2
Քանաքեռ ՀԷԿ	110	3PH	22184.5	21189.1	22184.5
Շահումյան-2	220	3PH	14816.8	12781.0	14816.8
	110	3PH	21721.2	20179.7	21721.2
Զովունի	220	3PH	11417.4	10722.0	11417.4
	110	3PH	23448.8	22351.1	23448.8

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 160: ԵՌԱՖԱՉ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2029Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Մարաշ	220	3PH	12362.6	11299.7	12362.6
	110	3PH	23465.4	22107.8	23465.4
Վանաձոր-2	220	3PH	9734.7	10337.3	10337.3
	110	3PH	11473.4	12380.8	12380.8
Ալավերդի-2	220	3PH	5950.2	6404.5	6404.5
	110	3PH	6988.4	7336.2	7336.2
Գյումրի-2	220	3PH	6209.8	5696.9	6209.8
	110	3PH	8144.0	8083.6	8144.0
Աշնակ	220	3PH	9094.5	7454.7	9094.5
	110	3PH	7615.5	7326.0	7615.5
Արարատ-2	220	3PH	9956.0	9068.6	9956.0
	110	3PH	11887.5	11333.5	11887.5
Եղեգնաձոր	220	3PH	10252.7	10217.3	10252.7

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 160: ԵՌԱՖԱՉ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2029Թ

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		8713.0	8693.7	8713.0
Սպանդարյան ՀԷԿ	220	3PH	8325.2	8405.3	8405.3
Շամբ ՀԷԿ	220	3PH	13473.8	13751.0	13751.0
Շինուհայր	220	3PH	13882.7	14120.3	14120.3
	110	3PH	13958.4	14167.4	14167.4
Ագարակ-2	220	3PH	10062.9	10131.7	10131.7
Լիճք	220	3PH	7010.0	7120.7	7120.7
	110	3PH	6903.3	6926.1	6926.1
Կամո	220	3PH	7749.4	8041.5	8041.5
Հաղթանակ	220	3PH	14201.2	12294.6	14201.2
	110	3PH	19982.8	18682.0	19982.8

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 161 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ
ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2029Թ**

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխափնվող անջատիչի
ԿՎ		Լ (կԱ)	Լ (կԱ)	Լ (կԱ)
400	Դդմաշեն	50	10.7	փոխարինում չի պահանջվում
220		40	17.8	փոխարինում չի պահանջվում
400	Այրում	50	7.0	փոխարինում չի պահանջվում
400	Նորավան	50	13.5	փոխարինում չի պահանջվում
220		40	14.9	փոխարինում չի պահանջվում
220	ՀԱԷԿ	40	14.9	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	16.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	Այգ-1	40	9.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ԶԷԿ	31.5	17.3	փոխարինում չի պահանջվում
110		20	10.5	փոխարինում չի պահանջվում
220	Երևանի ԶԷԿ	40	14.1	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	22.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արմփաուեր ՀՇԳՑ	40	14.0	փոխարինում չի պահանջվում
110	Երևան ՀԷԿ	31.5	14.6	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ՀԷԿ	40	16.2	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	13.6	փոխարինում չի պահանջվում
110	Սևան ՀԷԿ	40	8.1	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արզնի ՀԷԿ	40	19.7	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արգել ՀԷԿ	40	20.5	փոխարինում չի պահանջվում
110	Քանաքեռ ՀԷԿ	40	22.2	փոխարինում չի

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 161 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2029Թ

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխախնվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
				պահանջվում
220	Շահումյան-2	50	14.8	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	21.7	փոխարինում չի պահանջվում
220	Զովունի	50	11.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	23.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Մարաշ	50	12.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	23.5	փոխարինում չի պահանջվում
220	Վանաձոր-2	40	10.3	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	12.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ալավերդի-2	40	6.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	7.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Գյումրի-2	40	6.2	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	8.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Աշնակ	25	9.1	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	7.6	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արարատ-2	25	10.0	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	11.9	փոխարինում չի պահանջվում
220	Եղեգնաձոր	50	10.3	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	8.7	փոխարինում չի պահանջվում
220	Սպանդարյան ՀԷԿ	25	8.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շամբ ՀԷԿ	25	13.8	փոխարինում չի պահանջվում

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 161 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ
ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2029Թ**

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխադրվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
220	Շինուհայր	25	14.1	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	14.2	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ագարակ-2	40	10.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Լիճք	25	7.1	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	6.9	փոխարինում չի պահանջվում
220	Կամո	100	8.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հաղթանակ	50	14.2	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	20.0	փոխարինում չի պահանջվում

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 162 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2030թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Դդմաշեն	400	3PH	10160.4	10681.1	10681.1
	220	3PH	19068.9	17702.5	19068.9
Այրում	400	3PH	5413.0	6998.2	6998.2
Նորավան	400	3PH	13374.0	13537.9	13537.9
	220	3PH	14907.3	14920.1	14920.1
ՀԱԷԿ	220	3PH	15994.3	10367.2	15994.3
	110	3PH	17984.3	14833.7	17984.3
Այգ-1	220	3PH	10327.4	10205.4	10327.4
Հրազդան ԶԷԿ	220	3PH	18902.4	17247.9	18902.4
	110	3PH	10981.4	10515.2	10981.4
Երևանի ԶԷԿ	220	3PH	15281.6	11970.1	15281.6
	110	3PH	23563.0	20948.7	23563.0

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 162 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2030թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Արմփաուեր ՀՇԳՑ	220	3PH	15238.1	11937.4	15238.1
Երևան ՀԷԿ	110	3PH	15386.4	14156.8	15386.4
Հրազդան ՀԷԿ	220	3PH	17746.9	16108.8	17746.9
	110	3PH	14257.4	13542.1	14257.4
Սևան ՀԷԿ	110	3PH	8375.1	8124.7	8375.1
Արզնի ՀԷԿ	110	3PH	20835.8	19222.1	20835.8
Արգել ՀԷԿ	110	3PH	21783.0	20110.8	21783.0
Քանաքեռ ՀԷԿ	110	3PH	23654.0	21215.7	23654.0
Շահումյան-2	220	3PH	16435.9	12679.6	16435.9
	110	3PH	23551.2	20585.4	23551.2
Զովունի	220	3PH	12551.8	10683.5	12551.8
	110	3PH	25157.4	22393.8	25157.4

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 162 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2030Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Մարա ₂	220	3PH	13433.8	11263.4	13433.8
	110	3PH	24936.6	22062.0	24936.6
Վանաձոր-2	220	3PH	10986.3	10315.1	10986.3
	110	3PH	12788.9	12359.7	12788.9
Ալավերդի-2	220	3PH	6362.6	6396.7	6396.7
	110	3PH	7328.6	7325.3	7328.6
Գյումրի-2	220	3PH	6486.1	5687.0	6486.1
	110	3PH	8662.1	8071.9	8662.1
Աշնակ	220	3PH	9551.4	7436.7	9551.4
	110	3PH	8002.3	7315.4	8002.3
Արարատ-2	220	3PH	10390.3	9044.2	10390.3
	110	3PH	12411.7	11303.4	12411.7
Եղեգնաձոր	220	3PH	10582.5	10205.4	10582.5

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 162 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2030Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		8824.0	8686.4	8824.0
Սպանդարյան ՀԷԿ	220	3PH	8391.5	8401.8	8401.8
Շամբ ՀԷԿ	220	3PH	13718.7	13744.7	13744.7
Շինուհայր	220	3PH	14102.0	14161.6	14161.6
	110	3PH	14018.4	14113.6	14113.6
Ագարակ-2	220	3PH	10108.2	10131.5	10131.5
Լիճք	220	3PH	7330.2	7112.3	7330.2
	110	3PH	7047.2	6920.1	7047.2
Կամո	220	3PH	8306.0	8030.3	8306.0
Հաղթանակ	220	3PH	15650.8	12196.8	15650.8
	110	3PH	21498.9	19070.0	21498.9

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 163 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2030Թ

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխափնվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
400	Դդմաշեն	50	10.7	փոխարինում չի պահանջվում
220		40	19.1	փոխարինում չի պահանջվում
400	Այրում	50	7.0	փոխարինում չի պահանջվում
400	Նորավան	50	13.5	փոխարինում չի պահանջվում
220		40	14.9	փոխարինում չի պահանջվում
220	ՀԱԷԿ	40	16.0	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	18.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Այգ-1	40	10.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ԶԷԿ	31.5	18.9	փոխարինում չի պահանջվում
110		20	11.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Երևանի ԶԷԿ	40	15.3	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	23.6	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արմփաուեր ՀՇԳՑ	40	15.2	փոխարինում չի պահանջվում
110	Երևան ՀԷԿ	31.5	15.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ՀԷԿ	40	17.7	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	14.3	փոխարինում չի պահանջվում
110	Սևան ՀԷԿ	40	8.4	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արզնի ՀԷԿ	40	20.8	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արգեղ ՀԷԿ	40	21.8	փոխարինում չի պահանջվում

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 163 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2030Թ

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխախնվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
110	Քանաքեռ ՀԷԿ	40	23.7	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շահումյան-2	50	16.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	23.6	փոխարինում չի պահանջվում
220	Զովունի	50	12.6	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	25.2	փոխարինում չի պահանջվում
220	Մարաշ	50	13.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	24.9	փոխարինում չի պահանջվում
220	Վանաձոր-2	40	11.0	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	12.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ալավերդի-2	40	6.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	7.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Գյումրի-2	40	6.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	8.7	փոխարինում չի պահանջվում
220	Աշնակ	25	9.6	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	8.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արարատ-2	25	10.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	12.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Եղեգնաձոր	50	10.6	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	8.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	Սպանդարյան ՀԷԿ	25	8.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շամբ ՀԷԿ	25	13.7	փոխարինում չի

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 163 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2030Թ

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխադրվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
				պահանջվում
220	Շինուհայր	25	14.2	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	14.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ագարակ-2	40	10.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Լիճք	25	7.3	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	7.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Կամո	100	8.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հաղթանակ	50	15.7	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	21.5	փոխարինում չի պահանջվում

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 164 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2031Թ

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Դդմաշեն	400	3PH	10152.3	10753.9	10753.9
	220	3PH	19049.6	17917.9	19049.6
Այրում	400	3PH	5410.6	7023.1	7023.1
Նորավան	400	3PH	13359.0	13576.4	13576.4
	220	3PH	14841.6	14950.9	14950.9
ՀԱԷԿ	220	3PH	15984.5	10568.1	15984.5
	110	3PH	17974.7	15004.4	17974.7
Այգ-1	220	3PH	10323.8	7951.0	10323.8
Հրազդան ԶԷԿ	220	3PH	18883.8	17453.0	18883.8
	110	3PH	10965.5	10555.4	10965.5
Երևանի ԶԷԿ	220	3PH	15270.4	12442.0	15270.4

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 164 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2031Թ

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I _k	Նվազագույն ռեժիմ I _k	Առավելագույն հոսանք I _k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		23551.0	21574.1	23551.0
Արմփատեր ՀՇԳՑ	220	3PH	15227.0	12413.1	15227.0
Երևան ՀԷԿ	110	3PH	15381.4	14304.3	15381.4
Հրազդան ՀԷԿ	220	3PH	17728.5	16305.2	17728.5
	110	3PH	14233.6	13609.1	14233.6
Սևան ՀԷԿ	110	3PH	8367.2	8147.4	8367.2
Արզնի ՀԷԿ	110	3PH	20777.6	19486.3	20777.6
Արգել ՀԷԿ	110	3PH	21639.3	20288.8	21639.3
Քանաքեռ ՀԷԿ	110	3PH	23620.9	21708.2	23620.9
Շահումյան-2	220	3PH	16422.4	12944.3	16422.4
	110	3PH	23539.7	20913.4	23539.7
Զովունի	220	3PH	12541.8	10781.6	12541.8

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 164 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2031Թ

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		25117.3	22947.0	25117.3
Մարաշ	220	3PH	13424.2	11511.5	13424.2
	110	3PH	24913.5	22844.9	24913.5
Վանաձոր-2	220	3PH	10979.0	10393.7	10979.0
	110	3PH	12781.0	12406.8	12781.0
Ալավերդի-2	220	3PH	6360.4	6419.7	6419.7
	110	3PH	7328.1	7335.8	7335.8
Գյումրի-2	220	3PH	6485.3	5728.1	6485.3
	110	3PH	8663.5	8110.9	8663.5
Աշնակ	220	3PH	9548.5	7529.2	9548.5
	110	3PH	8002.8	7350.2	8002.8
Արարատ-2	220	3PH	10385.5	9170.2	10385.5

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 164 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2031Թ

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		12410.8	11625.5	12410.8
Եղեգնաձոր	220	3PH	10571.3	10255.3	10571.3
	110	3PH	8820.9	8701.6	8820.9
Սպանդարյան ՀԷԿ	220	3PH	8383.3	8415.8	8415.8
Շամբ ՀԷԿ	220	3PH	13650.8	13769.9	13769.9
Շինուհայր	220	3PH	14069.2	14141.1	14141.1
	110	3PH	14011.4	14166.3	14166.3
Ագարակ-2	220	3PH	10102.7	10138.1	10138.1
Լիճք	220	3PH	7326.8	7140.2	7326.8
	110	3PH	7046.4	6931.5	7046.4
Կամո	220	3PH	8302.1	8069.3	8302.1
Հաղթանակ	220	3PH	15638.8	12467.0	15638.8

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 164 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2031Թ

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		21489.6	19352.5	21489.6

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 165 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ
ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2031Թ**

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լսեջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լսեջ փոխափնվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
400	Դդմաշեն	50	10.8	փոխարինում չի պահանջվում
220		40	19.0	փոխարինում չի պահանջվում
400	Այրում	50	7.0	փոխարինում չի պահանջվում
400	Նորավան	50	13.6	փոխարինում չի պահանջվում
220		40	15.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	ՀԱԷԿ	40	16.0	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	18.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Այգ-1	40	10.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ԶԷԿ	31.5	18.9	փոխարինում չի պահանջվում
110		20	11.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Երևանի ԶԷԿ	40	15.3	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	23.6	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արմփաուեր ՀՇԳՑ	40	15.2	փոխարինում չի պահանջվում
110	Երևան ՀԷԿ	31.5	15.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ՀԷԿ	40	17.7	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	14.2	փոխարինում չի պահանջվում
110	Սևան ՀԷԿ	40	8.4	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արզնի ՀԷԿ	40	20.8	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արգեղ ՀԷԿ	40	21.6	փոխարինում չի պահանջվում

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 165 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2031Թ

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխախնվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
110	Քանաքեռ ՀԷԿ	40	23.6	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շահումյան-2	50	16.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	23.5	փոխարինում չի պահանջվում
220	Զովունի	50	12.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	25.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Մարաշ	50	13.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	24.9	փոխարինում չի պահանջվում
220	Վանաձոր-2	40	11.0	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	12.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ալավերդի-2	40	6.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	7.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Գյումրի-2	40	6.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	8.7	փոխարինում չի պահանջվում
220	Աշնակ	25	9.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	8.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արարատ-2	25	10.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	12.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Եղեգնաձոր	50	10.6	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	8.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	Սպանդարյան ՀԷԿ	25	8.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շամբ ՀԷԿ	25	13.8	փոխարինում չի

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 165 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ
ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2031Թ**

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխադրվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
				պահանջվում
220	Շինուհայր	25	14.1	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	14.2	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ագարակ-2	40	10.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Լիճք	25	7.3	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	7.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Կամո	100	8.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հաղթանակ	50	15.6	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	21.5	փոխարինում չի պահանջվում

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 166 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2032Թ

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Դդմաշեն	400	3PH	10172.9	10771.0	10771.0
	220	3PH	19103.6	17968.0	19103.6
Այրում	400	3PH	5417.1	7029.0	7029.0
Նորավան	400	3PH	13384.2	13585.6	13585.6
	220	3PH	14929.9	14959.6	14959.6
ՀԱԷԿ	220	3PH	16026.3	10601.3	16026.3
	110	3PH	18014.5	15025.1	18014.5
Այգ-1	220	3PH	10344.7	7969.1	10344.7
Հրազդան ԶԷԿ	220	3PH	18937.1	17507.0	18937.1
	110	3PH	10992.6	10566.1	10992.6
Երևանի ԶԷԿ	220	3PH	15315.6	12501.0	15315.6

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 166 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2032Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		23628.4	21465.6	23628.4
Արմփատեր ՀՇԳՑ	220	3PH	15271.9	12471.6	15271.9
Երևան ՀԷԿ	110	3PH	15357.9	14255.9	15357.9
Հրազդան ՀԷԿ	220	3PH	17778.1	16353.0	17778.1
	110	3PH	14271.9	13626.7	14271.9
Սևան ՀԷԿ	110	3PH	8382.5	8153.8	8382.5
Արզնի ՀԷԿ	110	3PH	20844.6	19456.5	20844.6
Արգել ՀԷԿ	110	3PH	21747.8	20327.9	21747.8
Քանաքեռ ՀԷԿ	110	3PH	23697.3	21585.4	23697.3
Շահումյան-2	220	3PH	16470.0	12999.5	16470.0
	110	3PH	23582.1	20896.2	23582.1
Զովունի	220	3PH	12571.5	10868.8	12571.5

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 166 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2032Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		25203.0	22782.5	25203.0
Մարա ₂	220	3PH	13460.8	11535.0	13460.8
	110	3PH	25004.9	22778.2	25004.9
Վանաձոր-2	220	3PH	11003.5	10413.1	11003.5
	110	3PH	12808.8	12421.0	12808.8
Ալավերդի-2	220	3PH	6369.2	6425.8	6425.8
	110	3PH	7341.4	7341.4	7341.4
Գյումրի-2	220	3PH	6497.6	5736.2	6497.6
	110	3PH	8682.6	8119.2	8682.6
Աշնակ	220	3PH	9567.4	7545.3	9567.4
	110	3PH	8016.3	7357.6	8016.3
Արարատ-2	220	3PH	10409.9	9214.7	10409.9

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 166 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2032Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		12438.9	11427.9	12438.9
Եղեգնաձոր	220	3PH	10606.6	10270.0	10606.6
	110	3PH	8835.2	8707.5	8835.2
Սպանդարյան ՀԷԿ	220	3PH	8436.7	8420.0	8436.7
Շամբ ՀԷԿ	220	3PH	13737.1	13777.0	13777.0
Շինուհայր	220	3PH	14134.6	14150.1	14150.1
	110	3PH	14033.7	14170.7	14170.7
Ագարակ-2	220	3PH	10116.3	10141.1	10141.1
Լիճք	220	3PH	7340.7	7147.6	7340.7
	110	3PH	7056.0	6935.3	7056.0
Կամո	220	3PH	8316.4	8078.9	8316.4
Հաղթանակ	220	3PH	15682.4	12516.2	15682.4

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 166 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ -
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2032թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		21528.3	19345.8	21528.3

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 167 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ
ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2032Թ**

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լսեջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լսեջ փոխափնվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
400	Դդմաշեն	50	10.8	փոխարինում չի պահանջվում
220		40	19.1	փոխարինում չի պահանջվում
400	Այրում	50	7.0	փոխարինում չի պահանջվում
400	Նորավան	50	13.6	փոխարինում չի պահանջվում
220		40	15.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	ՀԱԷԿ	40	16.0	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	18.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Այգ-1	40	10.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ԶԷԿ	31.5	18.9	փոխարինում չի պահանջվում
110		20	11.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Երևանի ԶԷԿ	40	15.3	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	23.6	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արմփաուեր ՀՇԳՑ	40	15.3	փոխարինում չի պահանջվում
110	Երևան ՀԷԿ	31.5	15.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ՀԷԿ	40	17.8	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	14.3	փոխարինում չի պահանջվում
110	Սևան ՀԷԿ	40	8.4	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արզնի ՀԷԿ	40	20.8	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արգեղ ՀԷԿ	40	21.7	փոխարինում չի պահանջվում

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 167 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2032Թ

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխախնվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
110	Քանաքեռ ՀԷԿ	40	23.7	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շահումյան-2	50	16.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	23.6	փոխարինում չի պահանջվում
220	Զովունի	50	12.6	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	25.2	փոխարինում չի պահանջվում
220	Մարաշ	50	13.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	25.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Վանաձոր-2	40	11.0	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	12.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ալավերդի-2	40	6.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	7.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Գյումրի-2	40	6.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	8.7	փոխարինում չի պահանջվում
220	Աշնակ	25	9.6	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	8.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արարատ-2	25	10.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	12.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Եղեգնաձոր	50	10.6	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	8.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	Սպանդարյան ՀԷԿ	25	8.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շամբ ՀԷԿ	25	13.8	փոխարինում չի

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 167 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ
ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2032Թ**

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխադրվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
				պահանջվում
220	Շինուհայր	25	14.2	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	14.2	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ագարակ-2	40	10.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Լիճք	25	7.3	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	7.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Կամո	100	8.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հաղթանակ	50	15.7	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	21.5	փոխարինում չի պահանջվում

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 168 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2033Թ

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Դդմաշեն	400	3PH	10171.7	10782.2	10782.2
	220	3PH	19101.1	18002.1	19101.1
Այրում	400	3PH	5416.9	7033.1	7033.1
Նորավան	400	3PH	13380.7	13589.2	13589.2
	220	3PH	14914.7	14952.8	14952.8
ՀԱԷԿ	220	3PH	16028.6	10629.4	16028.6
	110	3PH	18016.8	15058.6	18016.8
Այգ-1	220	3PH	10346.5	7984.5	10346.5
Հրազդան ԶԷԿ	220	3PH	18935.6	17542.0	18935.6
	110	3PH	10987.9	10577.1	10987.9
Երևանի ԶԷԿ	220	3PH	15317.3	12534.3	15317.3
	110	3PH	23634.2	21509.1	23634.2

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 168 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2033Թ

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Արմիատուեր ՀՇԳՑ	220	3PH	15273.6	12504.8	15273.6
Երևան ՀԷԿ	110	3PH	15361.6	14340.9	15361.6
Հրազդան ՀԷԿ	220	3PH	17776.2	16386.1	17776.2
	110	3PH	14264.6	13644.4	14264.6
Սևան ՀԷԿ	110	3PH	8380.3	8160.5	8380.3
Արզնի ՀԷԿ	110	3PH	20823.1	19497.5	20823.1
Արգել ՀԷԿ	110	3PH	21684.0	20374.0	21684.0
Քանաքեռ ՀԷԿ	110	3PH	23693.2	21643.3	23693.2
Շահումյան-2	220	3PH	16472.8	13043.4	16472.8
	110	3PH	23592.1	20997.4	23592.1
Զովունի	220	3PH	12572.0	10895.7	12572.0
	110	3PH	25197.1	22849.9	25197.1

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 168 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2033Թ

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Մարաշ	220	3PH	13461.9	11560.9	13461.9
	110	3PH	25007.4	22832.1	25007.4
Վանաձոր-2	220	3PH	11003.5	10428.2	11003.5
	110	3PH	12808.8	12435.5	12808.8
Ալավերդի-2	220	3PH	6369.5	6431.1	6431.1
	110	3PH	7343.2	7348.6	7348.6
Գյումրի-2	220	3PH	6499.2	5743.3	6499.2
	110	3PH	8686.6	8127.2	8686.6
Աշնակ	220	3PH	9569.2	7559.1	9569.2
	110	3PH	8018.7	7364.9	8018.7
Արարատ-2	220	3PH	10409.3	9230.7	10409.3
	110	3PH	12442.1	11447.5	12442.1
Եղեգնաձոր	220	3PH	10593.0	10273.7	10593.0

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 168 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2033Թ

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		8831.4	8710.6	8831.4
Սպանդարյան ՀԷԿ	220	3PH	8394.8	8417.8	8417.8
Շամբ ՀԷԿ	220	3PH	13724.7	13771.4	13771.4
Շինուհայր	220	3PH	14111.0	14134.0	14134.0
	110	3PH	14029.5	14092.5	14092.5
Ագարակ-2	220	3PH	10112.6	10139.3	10139.3
Լիճք	220	3PH	7338.2	7151.6	7338.2
	110	3PH	7055.8	6938.3	7055.8
Կամո	220	3PH	8314.7	8085.0	8314.7
Հաղթանակ	220	3PH	15685.2	12557.3	15685.2
	110	3PH	21536.6	19428.2	21536.6

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 169 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2033Թ

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխախնավող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
400	Դդմաշեն	50	10.8	փոխարինում չի պահանջվում
220		40	19.1	փոխարինում չի պահանջվում
400	Այրում	50	7.0	փոխարինում չի պահանջվում
400	Նորավան	50	13.6	փոխարինում չի պահանջվում
220		40	15.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	ՀԱԷԿ	40	16.0	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	18.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Այգ-1	40	10.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ԶԷԿ	31.5	18.9	փոխարինում չի պահանջվում
110		20	11.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Երևանի ԶԷԿ	40	15.3	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	23.6	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արմփաուեր ՀԾԳՑ	40	15.3	փոխարինում չի պահանջվում
110	Երևան ՀԷԿ	31.5	15.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ՀԷԿ	40	17.8	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	14.3	փոխարինում չի պահանջվում
110	Սևան ՀԷԿ	40	8.4	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արզնի ՀԷԿ	40	20.8	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արգել ՀԷԿ	40	21.7	փոխարինում չի պահանջվում
110	Քանաքեռ ՀԷԿ	40	23.7	փոխարինում չի պահանջվում

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 169 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2033Թ

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխախնվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
220	Շահումյան-2	50	16.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	23.6	փոխարինում չի պահանջվում
220	Զովունի	50	12.6	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	25.2	փոխարինում չի պահանջվում
220	Մարաշ	50	13.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	25.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Վանաձոր-2	40	11.0	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	12.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ալավերդի-2	40	6.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	7.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Գյումրի-2	40	6.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	8.7	փոխարինում չի պահանջվում
220	Աշնակ	25	9.6	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	8.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արարատ-2	25	10.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	12.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Եղեգնաձոր	50	10.6	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	8.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	Սպանդարյան ՀԷԿ	25	8.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շամբ ՀԷԿ	25	13.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շինուհայր	25	14.1	փոխարինում չի

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 169 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ
ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2033Թ**

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխադրվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
				պահանջվում
110		25	14.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ագարակ-2	40	10.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Լիճք	25	7.3	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	7.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Կամո	100	8.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հաղթանակ	50	15.7	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	21.5	փոխարինում չի պահանջվում

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 170: ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ –
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2034Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
Դդմաշեն	400	3PH	10169.0	10775.2	10775.2
	220	3PH	19091.6	17980.2	19091.6
Այրում	400	3PH	5415.9	7030.9	7030.9
Նորավան	400	3PH	13379.2	13585.5	13585.5
	220	3PH	14913.6	14950.1	14950.1
ՀԱԷԿ	220	3PH	16017.5	10611.9	16017.5
	110	3PH	18003.0	15054.5	18003.0
Այգ-1	220	3PH	10340.8	7975.8	10340.8
Հրազդան ԶԷԿ	220	3PH	18926.1	17517.0	18926.1
	110	3PH	10982.1	10583.0	10982.1
Երևանի ԶԷԿ	220	3PH	15306.6	12497.2	15306.6

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 170: ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ –
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2034Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		23611.7	21659.2	23611.7
Արմփատեր ՀՇԳՑ	220	3PH	15263.0	12468.0	15263.0
Երևան ՀԷԿ	110	3PH	15349.2	14348.2	15349.2
Հրազդան ՀԷԿ	220	3PH	17767.1	16365.0	17767.1
	110	3PH	14256.8	13651.9	14256.8
Սևան ՀԷԿ	110	3PH	8376.4	8163.4	8376.4
Արզնի ՀԷԿ	110	3PH	20808.7	19609.0	20808.7
Արգել ՀԷԿ	110	3PH	21675.4	20429.3	21675.4
Քանաքեռ ՀԷԿ	110	3PH	23671.7	21841.7	23671.7
Շահումյան-2	220	3PH	16460.0	13008.4	16460.0
	110	3PH	23565.8	21016.3	23565.8
Զովունի	220	3PH	12565.2	10826.2	12565.2

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 170: ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ –
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2034Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		25173.6	23094.0	25173.6
Մարա ₂	220	3PH	13453.9	11557.3	13453.9
	110	3PH	24983.0	22954.9	24983.0
Վանաձոր-2	220	3PH	10998.4	10422.4	10998.4
	110	3PH	12801.6	12437.7	12801.6
Ալավերդի-2	220	3PH	6367.6	6429.9	6429.9
	110	3PH	7339.2	7350.5	7350.5
Գյումրի-2	220	3PH	6496.0	5740.3	6496.0
	110	3PH	8680.4	8125.0	8680.4
Աշնակ	220	3PH	9564.0	7551.5	9564.0
	110	3PH	8014.0	7363.0	8014.0
Արարատ-2	220	3PH	10404.1	9198.4	10404.1

**ԱՂՅՈՒՍԱԿ 170: ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ –
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2034Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110	3PH	12433.7	11663.4	12433.7
Եղեգնաձոր	220	3PH	10590.4	10266.0	10590.4
	110	3PH	8829.6	8709.2	8829.6
Սպանդարյան ՀԷԿ	220	3PH	8394.1	8416.1	8416.1
Շամբ ՀԷԿ	220	3PH	13723.7	13769.2	13769.2
Շինուհայր	220	3PH	14110.3	14132.5	14132.5
	110	3PH	14029.3	14094.8	14094.8
Ագարակ-2	220	3PH	10113.4	10140.3	10140.3
Լիճք	220	3PH	7336.1	7148.6	7336.1
	110	3PH	7053.6	6937.6	7053.6
Կամո	220	3PH	8312.3	8081.1	8312.3
Հաղթանակ	220	3PH	15673.3	12526.7	15673.3

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 170: ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՄԵԾՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ –
ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2034Թ**

Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լարում	Կարճ միացման տեսակ	Առավելագույն ռեժիմ I_k	Նվազագույն ռեժիմ I_k	Առավելագույն հոսանք I_k
	(կՎ)		(Ա)	(Ա)	(Ա)
	110		21513.9	19438.5	21513.9

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 171 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2034Թ

Ս _{նոմ}	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լ _{անջ}	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լ _{անջ} փոխախնվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (ԿԱ)	Ի (ԿԱ)	Ի (ԿԱ)
400	Դդմաշեն	50	10.8	փոխարինում չի պահանջվում
220		40	19.1	փոխարինում չի պահանջվում
400	Այրում	50	7.0	փոխարինում չի պահանջվում
400	Նորավան	50	13.6	փոխարինում չի պահանջվում
220		40	15.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	ՀԱԷԿ	40	16.0	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	18.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Այգ-1	40	10.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ԶԷԿ	31.5	18.9	փոխարինում չի պահանջվում
110		20	11.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Երևանի ԶԷԿ	40	15.3	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	23.6	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արմփաուեր ՀԾԳՑ	40	15.3	փոխարինում չի պահանջվում
110	Երևան ՀԷԿ	31.5	15.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հրազդան ՀԷԿ	40	17.8	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	14.3	փոխարինում չի պահանջվում
110	Սևան ՀԷԿ	40	8.4	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արզնի ՀԷԿ	40	20.8	փոխարինում չի պահանջվում
110	Արգել ՀԷԿ	40	21.7	փոխարինում չի պահանջվում
110	Քանաքեռ ՀԷԿ	40	23.7	փոխարինում չի պահանջվում

ԱՐՅՈՒՄԱԿ 171 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐՃ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2034Թ

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխախնվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
220	Շահումյան-2	50	16.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	23.6	փոխարինում չի պահանջվում
220	Զովունի	50	12.6	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	25.2	փոխարինում չի պահանջվում
220	Մարաշ	50	13.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	25.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Վանաձոր-2	40	11.0	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	12.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ալավերդի-2	40	6.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	7.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Գյումրի-2	40	6.5	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	8.7	փոխարինում չի պահանջվում
220	Աշնակ	25	9.6	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	8.0	փոխարինում չի պահանջվում
220	Արարատ-2	25	10.4	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	12.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Եղեգնաձոր	50	10.6	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	8.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	Սպանդարյան ՀԷԿ	25	8.4	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շամբ ՀԷԿ	25	13.8	փոխարինում չի պահանջվում
220	Շինուհայր	25	14.1	փոխարինում չի

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 171 : ԵՌԱՖԱԶ ԿԱՐԾ ՄԻԱՑՄԱՆ ՀՈՍԱՆՔՆԵՐԻ
ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ - ՀԻՄՆԱԿԱՆ ՍՑԵՆԱՐ, 2034Թ**

Սնում	Ենթակայանի/կայանի անվանումը	Լանջ	Եռաֆազ ԿՄ	Նվազագույն Լանջ փոխաինվող անջատիչի
ԿՎ		Ի (կԱ)	Ի (կԱ)	Ի (կԱ)
				պահանջվում
110		25	14.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Ագարակ-2	40	10.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Լիճք	25	7.3	փոխարինում չի պահանջվում
110		25	7.1	փոխարինում չի պահանջվում
220	Կամո	100	8.3	փոխարինում չի պահանջվում
220	Հաղթանակ	50	15.7	փոխարինում չի պահանջվում
110		40	21.5	փոխարինում չի պահանջվում

6.5. ՍՏԱՏԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿ

Հայկական Էներգահամակարգի ստատիկ կայունության հաշվարկներն իրականացվել են՝ առաջնորդվելով Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի հաղորդման ցանցային կանոններով սահմանվող հոսալիության և անվտանգության ցուցանիշների ապահովման պահանջներով:

Միջհամակարգային կապերով հզորության առավելագույն թույլատրելի կամ սահմանային մեծությունները որոշվում են.

- բնականոն սխեմայի և ռեժիմների համար,
- կապերից մեկի նորոգման ժամանակ կամ դրա վթարային անջատման դեպքում:

Հայկական Էներգահամակարգի ստատիկ կայունության հաշվարկների արդյունքները ներկայացված աղյուսակներ 172-ում և 173-ում:

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 172: ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏԱՏԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ԱՊԱՀՈՎՄԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿ
(ՀԱՅԱՍՏԱՆ – ԻՐԱՆ 400 ԿՎ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԻ ԲԱՑԱԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԴԵՊՔՈՒՄ)**

$\Delta P_{\text{w.տ.}} = 24 \text{ ՄՎտ}$

Հաշվ. №	Ստատիկ կայունությունը ըստ միջհամակ. կապի կտրվածքի առանձին տարրերի		P _{հոսք}	P _{սահմ.}	Երկարաժամկետ թույլատրելի	Կարճաժամկետ թույլատրելի	Սահմանափակում ըստ թերմիկ կայունության
	Միացված է	Վերանորոգման մեջ է					
1	Մեղրի 2x220 կՎ ՕԳ	-	245	572	433	502	
2	Մեղրի 1x220 կՎ ՕԳ	Մեղրի 1x220 կՎ ՕԳ	245	473	354	411	231

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 172: ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏԱՏԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ԱՊԱՀՈՎՄԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿ
(ՀԱՅԱՍՏԱՆ – ԻՐԱՆ 400 ԿՎ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԻ ԲԱՑԱԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԴԵՊՅՈՒՄ)**

Հաշվ. №	Ստատիկ կայունությունը ըստ միջհամակ. կապի կտրվածքի առանձին տարրերի	P _{հոսք}	P _{սահմ.}	Երկարաժամկետ թույլատրելի	Կարճաժամկետ թույլատրելի	Սահմանափակում ըստ թերմիկ կայունության:
	Միջհամակարգային կապի բոլոր տարրերը միացված են, բացի					
	Վերանորոգման մեջ եղած ստորև ներկայացված տարրերը	ՄՎտ				
1	Գետափ 220 կվ ՕԳ-ը	159	427	317	368	234
2	Նորադուղ 220 կվ ՕԳ-ը	160	491	369	427	285
3	Վարդենիս 220 կվ ՕԳ-ը	157	459	343	398	227
4	Սյունիք 220 կվ ՕԳ-ը	160	511	384	446	
5	Որոտան-1 220 կվ ՕԳ-ը	159	514	387	448	

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 172: ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏԱՏԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ԱՊԱՀՈՎՄԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿ
(ՀԱՅԱՍՏԱՆ – ԻՐԱՆ 400 ԿՎ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԻ ԲԱՑԱԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԴԵՊՅՈՒՄ)**

6	Որոտան-2 220 կՎ ՕԳ-ը	159	518	390	452	

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 173: ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏԱՏԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ԱՊԱՀՈՎՄԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿ
(ՀԱՅԱՍՏԱՆ – ԻՐԱՆ 400 ԿՎ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԻ ԱՌԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԴԵՊՅՈՒՄ)**

$\Delta P_{\text{ա.տ.}} = 24$ ՄՎտ

Հաշվ. №	Ստատիկ կայունությունը ըստ միջհամակ. կապի		P _{հոսք}	P _{սահմ.}	Երկարաժամկետ թույլատրելի	Կարճաժամկետ թույլատրելի	Սահմանափակում ըստ թերմիկ կայունության
	Միացված է	Վերանորոգման մեջ է					
1	2x220+2x400 կՎ	-	358	2362	1865	2149	1580
2	1x220+2x400 կՎ	1x220 կՎ	358	2277	1797	2070	1208

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 173: ՀԱՅԿԱԿԱՆ ԷԼԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՍՏԱՏԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ԱՊԱՀՈՎՄԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿ
(ՀԱՅԱՍՏԱՆ – ԻՐԱՆ 400 ԿՎ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԻ ԱՌԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԴԵՊՔՈՒՄ)**

3	2x400 կՎ	2x220 կՎ	358	2005	1580	1820	1065
4	2x220+1x400 կՎ	1x400 կՎ	358	1987	1565	1804	1260
5	1x220+1x400 կՎ	1x220+1x400 կՎ	358	1862	1465	1689	804
6	1x400 կՎ	2x220+1x400 կՎ	358	1449	1135	1309	
7	2x220 կՎ	2x400 կՎ	358	812	625	723	414
8	1x220 կՎ	1x220+2x400 կՎ	358	610	464	537	182

6.6. ԴԻՆԱՄԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿ

Հայկական Էներգահամակարգի դինամիկ կայունության հաշվարկներն իրականացվել են Հայաստան-Իրան 400կՎ լարման միջհամակարգային կապի առկայության և բացակայության դեպքերի համար:

Վթարային իրավիճակները մոդելավորվել են համաձայն Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի հաղորդման ցանցային կանոնների Հավելված 1-ի՝ Էլեկտրաէներգետիկական համակարգի հուսալիության և անվտանգության ցուցանիշներով սահմանված I և II դասակարգերի նորմատիվային պատահարների:

Դիտարկվել է 16 վթարային իրավիճակ Հայաստան-Իրան 400 կՎ լարման միջհամակարգային կապի բացակայության և 22 վթարային իրավիճակ՝ Հայաստան-Իրան 400 կՎ լարման միջհամակարգային կապի առկայության դեպքում: Հաշվարկների արդյունքները և Հայկական Էներգահամակարգի դինամիկ կայունության ապահովմանն ուղղված միջոցառումները բերված են աղյուսակներ 174-175-ում:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 174: ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԴԻՆԱՄԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՑՈՒՆՔՆԵՐԸ ԵՎ ՎԵՐՋԻՆԻՄ ԱՊԱՀՈՎՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ՝ ՀԱՅԱՍՏԱՆ-ԻՐԱՆ 400 ԿՎ ԼԱՐՄԱՆ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԻ ԲԱՅԱԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԴԵՊՔՈՒՄ							
Հաշվ. N	ԷԷՀ-ի իրավիճակը		Դիտարկվող պատահարը N-1			Դինամիկ կայունության ապահովումը	
	Անվ	Բնութագրումը	Տեսակը	կմ ⁽³⁾ -ի տեղը	կմ ⁽³⁾ -ի տևողությունը և անջ. տարրերը	Առանց միջոցառման կիրառման	Միջոցառման կիրառմամբ
1	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{Հայ-Իր} = P_{Հայ-Իր}^{հաշ} + \Delta P_{ան.տ} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	I	ՕԳ Մեղրի 1 Շինուհայր ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ. անջատվում է ՕԳ Մեղրի 1	Այո	-
2	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{Հայ-Իր} = P_{Հայ-Իր}^{հաշ} + \Delta P_{ան.տ} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	I	ՕԳ Մեղրի 1 Շինուհայր ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ անհաջող ԱԿՄ $\frac{0.16 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}} + \frac{2 \text{ վրկ}}{\text{դադար}} + \frac{0.16 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}}$ անջատվում է ՕԳ Մեղրի 1	Այո	-
3	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{Հայ-Իր} = P_{Հայ-Իր}^{հաշ} + \Delta P_{ան.տ} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	II	ՕԳ Մեղրի 1 Շինուհայր ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ Ագարակ ե/կ-ում 0.35 վրկ Շինուհայր ե/կ-ում (ԱՀՊՍ) անջատվում է ՕԳ Մեղրի 1, ՕԳ Որոտան1, ԱՏ1 63 ՄՎԱ, ԱՏ2 63 ՄՎԱ	Այո	-
4	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{Հայ-Իր} = P_{Հայ-Իր}^{հաշ} + \Delta P_{ան.տ} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	II	-	Անջատվում է Արմփաուեր ԳՏԳ 190 ՄՎտ և ՇՏԳ 90 ՄՎտ	Այո	-
5	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{Հայ-Իր} = P_{Հայ-Իր}^{հաշ} + \Delta P_{ան.տ} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	II	Արմփաուեր ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ. Անջատվում է Արմփաուեր ԳՏԳ 190 ՄՎտ և ՇՏԳ 90 ՄՎտ	Այո	-

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 174: ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԴԻՆԱՄԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ ԵՎ ՎԵՐՋԻՆԻՄ ԱՊԱՀՈՎՄԱՆ ՄԻՋՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ՝ ՀԱՅԱՍՏԱՆ-ԻՐԱՆ 400 ԿՎ ԼԱՐՄԱՆ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԻ ԲԱՅԱԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԴԵՊՔՈՒՄ							
Հաշվ. N	ԷԷՀ-ի իրավիճակը		Դիտարկվող պատահարը N-1			Դինամիկ կայունության ապահովումը	
	Անվ	Բնութագրումը	Տեսակը	կմ ⁽³⁾ -ի տեղը	կմ ⁽³⁾ -ի տևողությունը և անջ. տարրերը	Առանց միջոցառման կիրառման	Միջոցառման կիրառմամբ
6	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	I	-	Անջատվում է Երևան ՋԷԿ ԳՏԳ 174 ՄՎտ և ՇՏԳ 63 ՄՎտ	Այո	-
7	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	I	Երևան ՋԷԿ ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ. Անջատվում է Երևան ՋԷԿ ԳՏԳ 174 ՄՎտ և ՇՏԳ 63 ՄՎտ	Այո	-
8	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	II	-	0.16 վրկ. Անջատվում է ՀԱԷԿ-ի Գ1 և Գ2 2x236 ՄՎտ	Այո	-
9	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	II	ՀԱԷԿ-ի ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ. Անջատվում է ՀԱԷԿ-ի Գ1 և Գ2 2x236 ՄՎտ	Այո	-
10	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	II	Հրազդան ՋԷԿ ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ. Անջատվում է ՕԳ Պ2եկ 1, ՕԳ Պ2եկ 2	Այո	-
11	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	II	Հրազդան ՋԷԿ ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ անհաջող ԱԿՄ $\frac{0.16 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}} + \frac{2 \text{ վրկ}}{\text{դադար}} + \frac{0.16 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}}$ Անջատվում է ՕԳ Պ2եկ 1, ՕԳ Պ2եկ 2	Այո	-

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 174: ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԴԻՆԱՄԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ ԵՎ ՎԵՐՋԻՆԻՄ ԱՊԱՀՈՎՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ՝ ՀԱՅԱՍՏԱՆ-ԻՐԱՆ 400 ԿՎ ԼԱՐՄԱՆ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԻ ԲԱՅԱԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԴԵՊՔՈՒՄ							
Հաշվ. N	ԷԷՀ-ի իրավիճակը		Դիտարկվող պատահարը N-1			Դինամիկ կայունության ապահովումը	
	Անվ	Բնութագրումը	Տեսակը	կմ ⁽³⁾ -ի տեղը	կմ ⁽³⁾ -ի տևողությունը և անջ. տարրերը	Առանց միջոցառման կիրառման	Միջոցառման կիրառմամբ
12	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	II	ՀԱԷԿ-ի ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ անհաջող ԱԿՄ $\frac{0.16 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}} + \frac{2 \text{ վրկ}}{\text{դադար}} + \frac{0.16 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}}$ Անջատվում է ՕԳ Մուսալեռ, ՕԳ Արեգ	Այո	-
13	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	II	ՕԳ Սիփան Շահումյան 2 ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ ՀԱԷԿ-ի ե/կ-ում 0.35 վրկ Շահումյան 2 ե/կ-ում (ԱՀՊՍ) անջատվում է ՕԳ Սիփան, ՕԳ Երեվան, ԱՏ2 125 ՄՎԱ	Ոչ	Այո, անհրաժեշտ է ԱՀՊՍ-ի ժամանակը իջեցնել 0.35-ից 0.3 վրկ. (նայի հաշվարկ 13')
13'	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	II	ՕԳ Սիփան Շահումյան 2 ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ ԱԷԿ-ի ե/կ-ում 0.30 վրկ Շահումյան 2 ե/կ-ում (ԱՀՊՍ) անջատվում է ՕԳ Սիփան, ՕԳ Երեվան, ԱՏ2 125 ՄՎԱ	Այո	-
14	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	II	ՕԳ Սիփան ՀԱԷԿ ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ Շահումյան 2 ե/կ-ում 0.35 վրկ. ՀԱԷԿ ե/կ-ում (ԱՀՊՍ) անջատվում են ՕԳ Սիփան, ՕԳ Արեգ, ՕԳ Աշնակ2 և ԱԷԿ-ի Գ2-ը	Ոչ	Այո, անհրաժեշտ է ԱՀՊՍ-ի ժամանակը իջեցնել 0.35-ից 0.3 վրկ. (նայի հաշվարկ 14')
14'	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	II	ՕԳ Սիփան ՀԱԷԿ ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ Շահումյան 2 ե/կ-ում 0.30 վրկ. ՀԱԷԿ ե/կ-ում (ԱՀՊՍ) անջատվում են ՕԳ Սիփան, ՕԳ Արեգ, ՕԳ Աշնակ2 և ՀԱԷԿ-ի Գ2-ը	Այո	-

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 174: ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԴԻՆԱՄԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ ԵՎ ՎԵՐՋԻՆԻՍ ԱՊԱՀՈՎՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ՝ ՀԱՅԱՍՏԱՆԻՐԱՆ 400 ԿՎ ԼԱՐՄԱՆ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԻ ԲԱՅԱԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԴԵՊՔՈՒՄ							
Հաշվ. N	ԷԷՀ-ի իրավիճակը		Դիտարկվող պատահարը N-1			Դինամիկ կայունության ապահովումը	
	Անվ	Բնութագրումը	Տեսակը	կմ ⁽³⁾ -ի տեղը	կմ ⁽³⁾ -ի տևողությունը և անջ. տարրերը	Առանց միջոցառման կիրառման	Միջոցառման կիրառմամբ
15	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	II	-	Անջատվում են բոլոր արևային կայանները (388 ՄՎտ)	Այո	-
16	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 246 + 24 = 270 \text{ ՄՎտ}$	II	ՕԳ Գետափ Եղեգնաձոր ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ Աարարատ2 ե/կ-ում 0.35 վրկ Եղեգնաձոր ե/կ-ում (ԱՀՊՍ) անջատվում է ՕԳ Գետափ, ՕԳ Շամբ, ԱՏ2 63 ՄՎԱ	Այո	-

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 175: ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԴԻՆԱՄԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ ԵՎ ՎԵՐՋԻՆԻՍ ԱՂԱՀՈՎՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ՝ ՀԱՅԱՍՏԱՆ-ԻՐԱՆ 400 ԿՎ ԼԱՐՄԱՆ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԻ ԱՌԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԴԵՊՔՈՒՄ							
Հաշվ. N	ԷԷՀ-ի իրավիճակը		Դիտարկվող պատահարը N-1			Դինամիկ կայունության ապահովումը	
	Անվ	Բնութագրումը	Տեսակը	կմ ⁽³⁾ -ի տեղը	կմ ⁽³⁾ -ի տևողությունը և անջ. տարրերը	Առանց միջոցառման կիրառման	Միջոցառման կիրառմամբ
17	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{Հայ-Իր} = P_{Հայ-Իր}^{հաշ} + \Delta P_{ան.տ} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	I	ՕԳ Մեղրի 1 Շինուհայր ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ. անջատվում է ՕԳ Մեղրի 1	Այո	-
18	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{Հայ-Իր} = P_{Հայ-Իր}^{հաշ} + \Delta P_{ան.տ} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	I	ՕԳ Մեղրի 1 Շինուհայր ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ անհաջող ԱԿՄ $\frac{0.16 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}} + \frac{2 \text{ վրկ}}{\text{դադար}} + \frac{0.16 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}}$ անջատվում է ՕԳ Մեղրի 1	Այո	-
19	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{Հայ-Իր} = P_{Հայ-Իր}^{հաշ} + \Delta P_{ան.տ} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	ՕԳ Մեղրի 1 Շինուհայր ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ Ագարակ ե/կ-ում 0.35 վրկ Շինուհայր ե/կ-ում (ԱՀՊՍ) անջատվում է ՕԳ Մեղրի 1, ՕԳ Որոտան1, ԱՏ1 63 ՄՎԱ, ԱՏ2 63 ՄՎԱ	Ոչ	Այո, անհրաժեշտ է ԱՀՊՍ-ի ժամանակը իջեցնել 0.35-ից 0.3 վրկ. (նայի հաշվարկ 19')
19'	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{Հայ-Իր} = P_{Հայ-Իր}^{հաշ} + \Delta P_{ան.տ} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	ՕԳ Մեղրի 1 Շինուհայր ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ Ագարակ ե/կ-ում 0.30 վրկ Շինուհայր ե/կ-ում (ԱՀՊՍ) անջատվում է ՕԳ Մեղրի 1, ՕԳ Որոտան1, ԱՏ1 63 ՄՎԱ, ԱՏ2 63 ՄՎԱ	Այո	-

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 175: ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԴԻՆԱՄԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ ԵՎ ՎԵՐՋԻՆԻՍ ԱՂԱՀՈՎՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ՝ ՀԱՅԱՍՏԱՆ-ԻՐԱՆ 400 ԿՎ ԼԱՐՄԱՆ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԻ ԱՌԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԴԵՊՔՈՒՄ							
Հաշվ. N	ԷԷՀ-ի իրավիճակը		Դիտարկվող պատահարը N-1			Դինամիկ կայունության ապահովումը	
	Անվ	Բնութագրումը	Տեսակը	կմ ⁽³⁾ -ի տեղը	կմ ⁽³⁾ -ի տևողությունը և անջ. տարրերը	Առանց միջոցառման կիրառման	Միջոցառման կիրառմամբ
20	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	-	Անջատվում է Արմփաուեր-ի ԳՏԳ 190 ՄՎտ և ՇՏԳ 90 ՄՎտ	Այո	-
21	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	Արմփաուեր ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ. Անջատվում է Արմփաուեր-ի ԳՏԳ 190 ՄՎտ և ՇՏԳ 90 ՄՎտ	Այո	-
22	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	I	-	Անջատվում է Երևան ՋԷԿ-ի ԳՏԳ 174 ՄՎտ և ՇՏԳ 63 ՄՎտ	Այո	-
23	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	I	Երևան ՋԷԿ-ի ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ. Անջատվում է Երևան ՋԷԿ-ի ԳՏԳ 174 ՄՎտ և ՇՏԳ 63 ՄՎտ	Այո	-
24	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	-	0.16 վրկ. Անջատվում է ՀԱԷԿ-ի Գ1 և Գ2 2x236 ՄՎտ	Այո	-
25	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	ՀԱԷԿ-ի ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ. Անջատվում է ՀԱԷԿ-ի Գ1 և Գ2 2x236 ՄՎտ	Այո	-

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 175: ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԴԻՆԱՄԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՂՅՈՒՆՔՆԵՐԸ ԵՎ ՎԵՐՋԻՆԻՍ ԱՂԱՀՈՎՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ՝ ՀԱՅԱՍՏԱՆ-ԻՐԱՆ 400 ԿՎ ԼԱՐՄԱՆ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԻ ԱՌԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԴԵՊՔՈՒՄ							
Հաշվ. N	ԷԷՀ-ի իրավիճակը		Դիտարկվող պատահարը N-1			Դինամիկ կայունության ապահովումը	
	Անվ	Բնութագրումը	Տեսակը	կմ ⁽³⁾ -ի տեղը	կմ ⁽³⁾ -ի տևողությունը և անջ. տարրերը	Առանց միջոցառման կիրառման	Միջոցառման կիրառմամբ
26	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	Հրազդան ՋԷԿ ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ. Անջատվում է ՕԳ Պշեկ 1, ՕԳ Պշեկ 2	Այո	-
27	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	Հրազդան ՋԷԿ ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ անհաջող ԱԿՄ $\frac{0.16 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}} + \frac{2 \text{ վրկ}}{\text{դադար}} + \frac{0.16 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}}$ Անջատվում է ՕԳ Պշեկ 1, ՕԳ Պշեկ 2	Այո	-
28	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	ՀԱԷԿ-ի ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ անհաջող ԱԿՄ $\frac{0.16 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}} + \frac{2 \text{ վրկ}}{\text{դադար}} + \frac{0.16 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}}$ Անջատվում է ՕԳ Մուսալեռ, ՕԳ Արեգ	Այո	-
29	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	ՕԳ Սիփան Շահումյան 2 ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ ԱԷԿ-ի ե/կ-ում 0.35 վրկ Շահումյան 2 ե/կ-ում (ԱՀՊՄ) անջատվում է ՕԳ Սիփան, ՕԳ Երևան, ԱՏ2 125 ՄՎԱ	Այո	-
30	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	ՕԳ Սիփան ՀԱԷԿ ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ Շահումյան 2 ե/կ-ում 0.35 վրկ. ՀԱԷԿ ե/կ-ում (ԱՀՊՄ) անջատվում են ՕԳ Սիփան, ՕԳ Արեգ, ՕԳ Աշնակ2, ԱՏ2 200 ՄՎԱ և ՀԱԷԿ-ի Գ2-ը	Ոչ	Այո, անհրաժեշտ է ԱՀՊՄ-ի ժամանակը իջեցնել 0.35-ից 0.3 վրկ. (նայի հաշվարկ 30՝)

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 175: ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԴԻՆԱՄԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ ԵՎ ՎԵՐՋԻՆԻՍ ԱՂԱՀՈՎՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ՝ ՀԱՅԱՍՏԱՆ-ԻՐԱՆ 400 ԿՎ ԼԱՐՄԱՆ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԻ ԱՌԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԴԵՊՔՈՒՄ							
Հաշվ. N	ԷԷՀ-ի իրավիճակը		Դիտարկվող պատահարը N-1			Դինամիկ կայունության ապահովումը	
	Անվ	Բնութագրումը	Տեսակը	կմ ⁽³⁾ -ի տեղը	կմ ⁽³⁾ -ի տևողությունը և անջ. տարրերը	Առանց միջոցառման կիրառման	Միջոցառման կիրառմամբ
30՝	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	ՕԳ Սիփան ՀԱԷԿ ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ Շահումյան 2 ե/կ-ում 0.30 վրկ. ՀԱԷԿ ե/կ-ում (ԱՀՊՍ) անջատվում են ՕԳ Սիփան, ՕԳ Արեգ, ՕԳ Աշնակ2, ԱՏ2 200 ՄՎԱ և ՀԱԷԿ-ի Գ2-ը	Այո	-
31	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	ՕԳ Գետափ Եղեգնաձոր ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ Աարարատ2 ե/կ-ում 0.35 վրկ Եղեգնաձոր ե/կ-ում (ԱՀՊՍ) անջատվում է ՕԳ Գետափ, ՕԳ Շամբ, ԱՏ2 63 ՄՎԱ	Այո	-
32	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	Հրազդան ՋԷԿ ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ. Հրազդան ՀԷԿ ե/կ-ում 0.35 վրկ. Հրազդան ՋԷԿ ե/կ-ում (ԱՀՊՍ) անջատվում է ՕԳ Պշեկ 1, ՕԳ Գուգարք1, Կենտրոն, ԳՏԳ 165 ՄՎտ	Ոչ	Այո, անհրաժեշտ է ԱՀՊՍ -ի ժամանակը իջեցնել 0.35 –ից 0.27 վրկ. (նայի հաշվարկ 32՝)
32՝	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	Հրազդան ՋԷԿ ե/կ-ի մոտ	0.16 վրկ. Հրազդան ՀԷԿ ե/կ-ում 0.27 վրկ. Հրազդան ՋԷԿ ե/կ-ում (ԱՀՊՍ) անջատվում է ՕԳ Պշեկ 1, ՕԳ Գուգարք1, Կենտրոն, ԳՏԳ 165 ՄՎտ	Այո	-

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 175: ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԴԻՆԱՄԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ ԵՎ ՎԵՐՋԻՆԻՍ ԱՂԱՀՈՎՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ՝ ՀԱՅԱՍՏԱՆ-ԻՐԱՆ 400 ԿՎ ԼԱՐՄԱՆ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԻ ԱՌԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԴԵՊՔՈՒՄ							
Հաշվ. N	ԷԷՀ-ի իրավիճակը		Դիտարկվող պատահարը N-1			Դինամիկ կայունության ապահովումը	
	Անվ	Բնութագրումը	Տեսակը	կմ ⁽³⁾ -ի տեղը	կմ ⁽³⁾ -ի տևողությունը և անջ. տարրերը	Առանց միջոցառման կիրառման	Միջոցառման կիրառմամբ
33	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	I	ՕԳ Ահար 1 Նորավան ե/կ-ի մոտ	0.1 վրկ. Նորավան ե/կ-ի մոտ անջատվում է ՕԳ Ահար 1	Այո	-
34	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	I	ՕԳ Ահար 1 Նորավան ե/կ-ի մոտ	0.1 վրկ անհաջող ԱԿՄ $\frac{0.1 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}} + \frac{2 \text{ վրկ}}{\text{դադար}} + \frac{0.1 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}}$ Անջատվում է ՕԳ Ահար 1	Այո	-
35	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	ՕԳ Ահար 1 Նորավան ե/կ-ի մոտ	0.1 վրկ. ՕԳ Ահար 1-ի Իրանի կողմը 0.3 վրկ Նորավան ե/կ-ում (ԱՀՊՍ) անջատվում է ՕԳ Ահար 1, ՕԳ Նորավան 1, ԱՏ1 400/220	Այո	-
36	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	I	ՕԳ Նորավան 1 Դդմաշեն ե/կ-ի մոտ	0.1 վրկ. Նորավան ե/կ-ի մոտ անջատվում է ՕԳ Նորավան 1	Այո	-
37	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	I	ՕԳ Նորավան 1 Դդմաշեն ե/կ-ի մոտ	0.1 վրկ անհաջող ԱԿՄ $\frac{0.1 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}} + \frac{2 \text{ վրկ}}{\text{դադար}} + \frac{0.1 \text{ վրկ}}{\text{ԿՄ}}$ Անջատվում է ՕԳ Նորավան 1	Այո	-

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 175: ԷՆԵՐԳԱՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ԴԻՆԱՄԻԿ ԿԱՅՈՒՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՇՎԱՐԿՆԵՐԻ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐԸ ԵՎ ՎԵՐՋԻՆԻՍ ԱՂԱՀՈՎՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆԵՐԸ՝ ՀԱՅԱՍՏԱՆԻՐԱՆ 400 ԿՎ ԼԱՐՄԱՆ ՄԻՋՀԱՄԱԿԱՐԳԱՅԻՆ ԿԱՊԻ ԱՌԿԱՅՈՒԹՅԱՆ ԴԵՊՔՈՒՄ							
Հաշվ. N	ԷԷՀ-ի իրավիճակը		Դիտարկվող պատահարը N-1			Դինամիկ կայունության ապահովումը	
	Անվ	Բնութագրումը	Տեսակը	կմ ⁽³⁾ -ի տեղը	կմ ⁽³⁾ -ի տևողությունը և անջ. տարրերը	Առանց միջոցառման կիրառման	Միջոցառման կիրառմամբ
38	No	ԷԷՀ-ի բոլոր տարրերը բնականոն ռեժիմում են $P_{\text{Հայ-Իր}} = P_{\text{Հայ-Իր}}^{\text{հաշ}} + \Delta P_{\text{ան.տ}} = 358 + 24 = 382 \text{ ՄՎտ}$	II	ՕԳ Նորավան 1 Դղմաշեն ե/կ-ի մոտ	0.1 վրկ. Նորավան ե/կ-ի մոտ 0.3 վրկ Դղմաշեն ե/կ-ում (ԱՀՊՍ) անջատվում է ՕԳ Նորավան 1, ՕԳ Դղմաշեն 1 ԱՏ1 400/220	Այո	-

6.7. ՑԱՆՑԻ ՎԵՐԼՈՒԾՈՒԹՅԱՆ ԱՐԴՅՈՒՆՔՆԵՐՆ ԸՍՏ ՍՑԵՆԱՐՆԵՐԻ

2025-2034թթ տասնամյա զարգացման ծրագրի վերանայման շրջանակներում յուրաքանչյուր տարվա համար նվազագույն և առավելագույն կանխատեսվող բեռնվաճքի հիման վրա իրականացվել են մոդելների նախապատրաստման, ռեժիմների հաշվարկման, խնդիրների բացահայտման և բարելավմանն ուղղված միջոցառումների մշակման աշխատանքներ՝ հիմնական, վատատեսական և լավատեսական սցենարների համար:

Կայունացված ռեժիմների հոսքաբաշխման հաշվարկներն իրականացվել են բնականոն, հաղորդման ցանցի տարրերի վթարային և նորոգման (N-1, N-2) ռեժիմային իրավիճակներում: Տասնամյա զարգացման ծրագրի առաջին երեք տարիների՝ 2025, 2026, 2027թթ ռեժիմային իրավիճակների վերլուծությունն իրականացվել է խորացված եղանակով: Սա հիմնականում պայմանավորված է Հայաստան-Իրան միջհամակարգային 400 կՎ լարման կապի բացակայությամբ և ֆոտովոլտային կայանների ինտենսիվ զարգացմամբ, ինչը բերում է համակարգում բազիսում համատեղ աշխատող էլեկտրակայանների գումարային հզորության և քանակի նվազմանը, որը կարող է հանգեցնել համակարգային խնդիրների և արդեն այսօր հանգեցնում է ֆորսմաժորային իրավիճակների: Սրանով է պայմանավորված, որ 2025, 2026 և 2027 թթ առավելագույն և նվազագույն երկու ռեժիմներն էլ ընտրվել են ամառային ամիսների կանխատեսվող հաշվեկշիռների հիման վրա:

Կայունացված ռեժիմների հոսքաբաշխման հաշվարկների վերլուծության արդյունքները ցույց են տալիս, որ 2025-2027թթ կանխատեսվող ռեժիմներում հաղորդման համակարգի դիտարկված կանխատեսվող սցենարների բնականոն ռեժիմներում որևիցե խնդիր առկա չէ: Սա վերաբերում է հաղորդման ցանցի տարրերի՝ օդային էլեկտրահաղորդման գծերի (ՕԳ) և ավտոտրանսֆորմատորային կամ տրանսֆորմատորային ենթակայաններում ուժային տրանսֆորմատորների կամ ավտոտրանսֆորմատորների գերբեռնման ռեժիմային իրավիճակներին և էներգահամակարգի ստուգիչ կետերում լարման ընդունելի մեծություններին: Հաշվարկները ցույց են տալիս, որ 2025-2027թթ բոլոր բնականոն ռեժիմներում նվազագույն և առավելագույն բեռների հիմնական, վատատեսական և լավատեսական սցենարներում, էներգահամակարգի ստուգիչ կետերում լարման գործող արժեքները հնարավոր է ապահովել տարբեր ռեժիմային իրավիճակներում համակարգին միացված բազիսում

աշխատող ջերմային էլեկտրակայանների՝ Երևանի ԶԷԿ, Արմփաուեր, Հրազդան-5, ինչպես նաև էներգահամակարգի ՀԷԿ-երի և ՀԱԷԿ-ի ռեակտիվ հզորության կարգավորման և ավտոտրասֆորմատորային ենթակայանների ավտոտրանսֆորմատորների ճյուղավորման դիրքերի փոփոխման միջոցով: Հարցն առավել սրվում է բեռի ամառային մինիմումի և առավելագույն արևային ինտենսիվության ժամերին, երբ արևային ֆոտովոլտային կայանների (ԱՖՎԿ) արտադրանքը հասնում է իր առավելագույնին, ինչի հետևանքով բազիսում աշխատող կայանները ստիպված են իջեցնել իրենց արտադրանքը՝ հասցնելով զարգացրած հզորությունը տեխնիկական նվազագույնի: Փաստացի դեպքեր են եղել, երբ աշխատող ջերմային էլեկտրակայանների արտադրանքն իջեցվել է նվազագույն թույլատրելից ցածր: Հարցը հատկապես սուր բնույթ է ստանում ՀԱԷԿ-ի հզորության անթույլատրելի իջեցումների դեպքում: Լարման արդյունավետ կարգավորման իրականացման համար անհրաժեշտ է լարման կարգավորմանը մասնակից դարձնել նաև ցանցին միացված առնվազն արդյունաբերական նշանակության ԱՖՎԿ-ներին, որոնց ինվերտորային սարքվածքները ունեն այդ հնարավորությունը: Սակայն, ներկայումս դեռ բացակայում է այն նորմատիվ-տեխնիկական բազան, որով կպարտադրի դա իրականացնել ԱՖՎԿ-ներին:

Հաղորդման ցանցի համար մոդելավորած տարբեր N-1 և N-2 ռեժիմային իրավիճակներում առաջանում են ցանցի տարրերի գերբեռնումներ, որոնք հնարավոր է կարգավորել վթարային իրավիճակներում Հայաստան-Իրան միջհամակարգային կապով դեպի Իրան հաղորդվող հոսքի նվազեցման արդյունքում: Սակայն դա անհրաժեշտ է իրականացնել այդ պահին համակարգին միացված այն էլեկտրական կայանների միջոցով, որոնք հանդիսացել են այս կամ այն տարրերի գերբեռնման պատճառ: Ներկայացված համապատասխան աղյուսակներում հստակ երևում են բոլոր գերբեռնման դեպքերը, տարրերը և գերբեռնման չափը (տես աղյուսակներ 57-68, 79-90, 101-112, 113-115): Վթարային N-1 և N-2 ռեժիմային իրավիճակներում գերբեռնված տարրերի բեռնաթափման միջոցառումների ծրագիրն ըստ հաշվարկային իրավիճակների երևում է համապատասխան աղյուսակներում: Հաշվարկների արդյունքների վերլուծությունը ցույց է տալիս, որ գերբեռնված տարրերի բեռնաթափման գործընթացը հնարավոր է իրականացնել դիտարկվող ռեժիմային իրավիճակում համակարգին միացված ջերմային էլեկտրակայանների թույլատրելի տիրույթում զարգացրած հզորության իջեցման միջոցով: Որոշ N-2 վթարային իրավիճակներում տարրերի բեռնաթափումը հնարավոր է միայն

իրականացնել ԱՖՎԿ-ների բեռնաթափման կամ անջատման միջոցով՝ սակայն այդ դեպքերը մի քանիսն են (տես աղյուսակներ 116-151):

Եռաֆազ կարճ միացման հաշվարկներն իրականացվել են 2025-2034թթ զարգացման ծրագրի բոլոր տարիների առավելագույն և նվազագույն բեռնվածքի ռեժիմների միայն հիմնական սցենարի համար: Սա պայմանավորված է նրանով, որ կարճ միացման ռեժիմների հաշվարկներում համակարգի բեռնվածքի փոփոխությունը չի ազդում կարճ միացման հոսանքների մեծության վրա՝ առավել ևս, եթե ընդունենք այն փաստը, որ հաղորդման ցանցի զարգացման կանխատեսման միտումներն իրենց մեջ պարունակում են շատ ավելի մոտավորություններ: Համապատասխան աղյուսակներում բերված են եռաֆազ կարճ միացման հոսանքների հաշվարկային արդյունքները՝ համակարգային նշանակության 110կՎ, 220կՎ և 400կՎ լարման հանգույցներում: Աղյուսակներում բերված են նաև փոխանջատող սարքերի անջատման հոսանքների վերաբերյալ տվյալներ: Հաշվարկային արդյունքները ցույց են տալիս, որ որևէ փոխանջատող սարքի՝ վերջիններիս անջատման հոսանքների պայմանից ելնելով, փոխարինման անհրաժեշտություն չկա: Հաշվարկային բոլոր արդյունքները բերված են համապատասխան աղյուսակներում (աղյուսակներ 152-171):

Հաղորդման ցանցի ստատիկ կայունության հաշվարկներն իրականացվել են Հայաստան-Իրան միջհամակարգային կապի բնականոն և ընդհանուր կտրվածքի տարբեր տարրերի նորոգման սխեմաների համար՝ Հայաստան-Իրան 400 կՎ լարման միջհամակարգային կապի առկայության և բացակայության դեպքում: Հաղորդման ցանցի ստատիկ կայունության հաշվարկի արդյունքում բնականոն սխեմայի և յուրաքանչյուր նորոգման սխեմայի համար հաշվարկվել են ստատիկ կայունության առավելագույն շեմը, երկարատև և կարճատև թույլատրելի արժեքները, ինչպես նաև թերմիկ կայունությամբ պայմանավորված սահմանափակումները: Բոլոր հաշվարկներում սահմանային ստատիկ կայունության արժեքը գերազանցում է տարրերի թերմիկ կայունությամբ պայմանավորված սահմանափակումները: Հաշվարկներն իրականացվել են ամառային ամիսների ռեժիմների հիման վրա, քանի որ ամառային ամիսներին հաղորդման ցանցի տարրերի երկարատև թույլատրելի բեռնվածքը նվազում է: Հաշվարկային արդյունքները ներկայացված են համապատասխան աղյուսակներում (տես աղյուսակներ 172-173):

Էներգահամակարգի դինամիկ կայունության հաշվարկներն իրականացվել են Հայաստան-Իրան 400կՎ լարման միջհամակարգային կապի առկայության և բացակայության դեպքերի համար: Վթարային իրավիճակները մոդելավորվել են համաձայն Հայաստանի Հանրապետության էլեկտրաէներգետիկական շուկայի հաղորդման ցանցային կանոնների Հավելված 1-ի՝ էլեկտրաէներգետիկական համակարգի հուսալիության և անվտանգության ցուցանիշներով սահմանված I և II դասակարգերի նորմատիվային պատահարների: Հաշվարկային արդյունքների վերլուծությունը ցույց է տալիս, որ հնարավոր են համակարգի կայունության խախտման դեպքեր՝ հիմնականում պայմանավորված ԱՀՊՍ-ի աշխատանքով՝ մասնավորապես, պայմանավորված ժամանակի պահումով: 220 կՎ լարման ցանցերի համար անջատման ժամանակը ընդունվում է 0.35 վրկ, 400 կՎ լարման ցանցերի համար՝ 0.1 վրկ: Միջոցառումների ծրագրի մեջ այդ դեպքերի համար ներկայացված են ԱՀՊՍ-ի թույլատրելի ժամանակի պահումի վերաբերյալ առաջարկները, որոնց ապահովման դեպքում տվյալ վթարային իրավիճակներում էներգահամակարգը կապահովի իր կայունությունը: Ընդհանուր առմամբ, դիտարկվել է 16 վթարային իրավիճակ Հայաստան-Իրան 400 կՎ լարման միջհամակարգային կապի բացակայության դեպքում և 22 վթարային իրավիճակ՝ Հայաստան-Իրան 400 կՎ լարման միջհամակարգային կապի առկայության դեպքում: Հաշվարկների արդյունքները և Հայկական էներգահամակարգի դինամիկ կայունության ապահովմանն ուղղված միջոցառումները բերված են աղյուսակներ 174-175-ում:

**6.8. ԼԱՐՄԱՆ ՄԱԿԱՐԴԱԿՆԵՐԻ ՈՐՈՇՈՒՄ: ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՈՐՈՒԹՅԱՆ
ՊԱՅԱՆՋԱՐԿԻ ԳՆԱՀԱՏՈՒՄ: ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ
ՍԱՐՔՎԱԾՔՆԵՐԻ ԱՌԱՋԱՐԿՈՒՄ՝ ԸՍՏ ԱՆՀՐԱԺԵՇՏՈՒԹՅԱՆ**

Հաղորդման և բաշխման ցանցերին ԱՖՎԿ-ների ինտենսիվ և մեծածավալ ինտեգրման տենդենցներն արդեն այսօր հանգեցրել են մի շարք խնդիրների, որոնցից կարևորագույնը ցանցում լարման մեծությունների՝ թույլատրելի տիրույթում ապահովման խնդիրն է: Սա պայմանավորված է նրանով, որ ցանցին ԱՖՎԿ-ների ինտենսիվ ինտեգրմանը զուգընթաց առաջանում է բազիսում միաժամանակ աշխատող էլեկտրակայանների հզորության պարտադրված իջեցման կամ անջատման անհրաժեշտություն: Հայկական էներգահամակարգում բազիսում աշխատում են ջերմային էլեկտրակայանները և ՀԱԷԿ-ը: Դա տեղի է ունենում հիմնականում ամառային ամիսներին՝ արևային առավել ինտենսիվության ժամերին՝ ժամը 11⁰⁰-14⁰⁰ ընկած ժամանակահատվածում, երբ ԱՖՎԿ-ների զարգացրած հզորությունը հասնում է առավելագույնի՝ ստիպելով բազիսում աշխատող ջերմային էլեկտրակայաններին (որոշ ռեժիմային իրավիճակներում նաև ՀԱԷԿ-ին) իջեցնել իրենց զարգացրած հզորությունը մինչև իրենց տեխնոլոգիապես թույլատրելի նվազագույն շեմը, որոշ ռեժիմային իրավիճակներում նաև՝ այդ շեմից էլ ցածր: Այս իրավիճակը խնդրահարույց է ոչ միայն պահուստային հզորությունների ապահովման տեսանկյունից, ինչը ուղիղ վտանգ է համակարգում սպառողների էլեկտրամատակարարման հուսալիության և սարքավորումների անվտանգության համար, այլ նաև հանդիսանում է լուրջ պատճառ՝ ցանցում լարման մեծությունների ապահովման հետ կապված խնդիրների առաջացման տեսանկյունից: Սա պայմանավորված է նրանով, որ համակարգում լարման կարգավորումն իրականացնում են հիմնականում ջերմային էլեկտրակայանները, ՀԱԷԿ-ը և հիդրոկայանները՝ ջրի առկայության դեպքում, քանի որ վերջիններս չեն աշխատում ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման ռեժիմում: Լարման կարգավորումը նշված էլեկտրակայանների միջոցով իրականացվում է վերջիններիս կողմից ռեակտիվ հզորության գեներացիայով, մինչդեռ համակարգին միացված ԱՖՎԿ-ները լարման կարգավորման որևէ գործընթաց չեն իրականացնում: Նշենք ավելին, էլեկտրաէներգիայի արտադրությամբ

գուզընթաց ԱՖՎԿ-ներն իրականացնում են նույնիսկ ռեակտիվ հզորության սպառում համակարգից՝ ակտիվ հզորության գեներացիայի համար: Այս իրավիճակը ստեղծվել է ԱՖՎԿ-ների ցանցին միացման տեխնիկական պահանջներում լարման և ռեակտիվ հզորության կարգավորման վերաբերյալ որևէ պահանջների բացակայության հետևանքով: Սա պայմանավորված է նաև գործող նորմատիվ-տեխնիկական փաստաթղթերում ԱՖՎԿ-ներին ներկայացվող նվազագույն տեխնիկական պահանջների բացակայությամբ: Ուստի, այս ոլորտը կարգավորող նորմատիվ-տեխնիկական բազայի մշակման հրատապ անհրաժեշտություն է առաջանում:

Այս հարցը առավել կարևորություն է ձեռք բերում Հայաստան-Իրան 400 կՎ լարման միջհամակարգային կապի բացակայության պայմաններում:

Լարման ընդունելի մեծությունների ապահովման համար անհրաժեշտ ռեակտիվ հզորության պահանջարկի գնահատման նպատակով 2025-2027թթ համար մոդելավորվել են լարման կարգավորման տեսանկյունից խնդրահարույց ռեժիմներ. առավելագույն՝ ըստ ԱՖՎԿ-ների արտադրանքի և նվազագույն՝ ըստ բազիսում համատեղ աշխատող էլեկտրակայանների քանակի և գումարային հզորության: 2025-2027թթ ժամանակահատվածի երեք տարիներից յուրաքանչյուրի համար մոդելավորվել է մեկ բնութագրիչ ռեժիմ (էլեկտրակայանների կազմի, գեներացիայի և էներգահամակարգում սպառման վերաբերյալ տեղեկատվությունը տես աղյուսակ 176-ում):

Մոդելավորված ռեժիմային իրավիճակների համար ռեժիմային հաշվարկները ցույց են տալիս, որ լարման մեծություններն ինչպես ստուգիչ կետերում, այնպես էլ մնացած հանգույցներում անթույլատրելի ցածր են ցանցի բնականոն ռեժիմների ապահովման համար անհրաժեշտ լարման մեծություններից: Մասնավորապես, 110 կՎ լարման ստուգիչ կետերում լարման արժեքները նվազում են մինչև 102 կՎ, իսկ 220 կՎ լարման հանգույցներում՝ մինչև 209 կՎ: Ռեժիմային այս իրավիճակներում լարման կարգավորումը չի հաջողվում իրականացնել ցանցին միացված բազիսում աշխատող էլեկտրակայանների գեներատորների և ենթակայանների ավտոտրանսֆորմատորների ճյուղավորման դիրքերի փոփոխման միջոցով: Դիտարկվող ռեժիմների համար լարումների հաշվարկված մեծությունները ներկայացված են աղյուսակներ 178, 181, 184-ում:

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 176: 2025-2027 ԹԹ ՀՈՍՔԱԲԱՇԽՄԱՆ ԲՆՈՒԹԱԳՐԻՉ ՌԵԺԻՄՆԵՐՈՒՄ ԳԵՆԵՐԱՑԻԱՅԻ ԵՎ ՍՊԱՌՄԱՆ ՏՎՅԱԼՆԵՐԸ (ՄՎՏ)

Հոսքա բաշխման ռեժիմներ	ՀԱԷԿ	Երևանի ՁԷԿ ՀՇԳՑԷ	Արմինիաուներ ՀՇԳՑ	Հրազդան-5 ՀՇԳՑԷ	Սևան ՀԷԿ	Հրազդան ՀԷԿ	Արգել ՀԷԿ	Արզնի ՀԷԿ	Քանաքեռ ՀԷԿ	Երևան ՀԷԿ	Սպանդարյան ՀԷԿ	Շամբ ՀԷԿ	Տաթև ՀԷԿ	Փոքր ՀԷԿ-եր	ՖՎ կայաններ	Սպառում
Առավ բեռ 20.08.2025	420	0	224	0	5	6	0	2	15	3	0	0	5	55	388	1018
Առավ բեռ 30.08.2026	420	0	224	0	5	6	0	2	15	3	0	0	5	54	377	952
Առավ բեռ 12.08.2027	420	0	234	0	5	6	0	2	15	3	0	0	5	65	348	915

Ռեժիմային այս իրավիճակներում լարման մեծությունների կարգավորումը հնարավոր է իրականացնել կամ ԱՖՎԿ-ների կողմից ռեակտիվ հզորության գեներացիայի, կամ հաղորդման ցանցի համապատասխան հանգույցներում ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման համապատասխան հզորությամբ սարքվածքների տեղադրման միջոցով:

2025-2027թթ վերը նշված մոդելների հիման վրա իրականացվել են ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման սարքվածքների դրվածքային հզորությունների և միացման կետերի որոշման հաշվարկներ (տես աղյուսակներ 177, 180, 183): Լարման մեծությունների վերլուծության արդյունքները ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման սարքվածքների տեղակայումից առաջ և հետո վկայում են առաջարկված միջոցառումների արդյունավետության մասին: Ռեակտիվ հզորության փոխհատուցումից հետո լարման մեծությունները բերված են աղյուսակներ 179, 182, 185-ում:

Ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման հաշվարկները ցույց են տալիս, որ 2025-2027թթ ռեժիմներում լարման թույլատրելի արժեքների ապահովման համար անհրաժեշտ է մի շարք կետերում իրականացնել ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման միջոցառումներ: Որպես ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման սարքվածքների տեղակայման կետերն են ընտրվել Վանաձոր-2, Շահումյան-2, Չովունի, Մարաշ, Արարատ-2, Լիճք, Գյումրի-2, Մաշտոց, Եղեգնաձոր ենթակայանների 110 կՎ լարման հաղորդաձողերը: Ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման սարքվածքների դրվածքային հզորությունները հիմնականում 20-30 ՄՎԱռ տիրույթում են: Սա թույլ է տալիս ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման իրականացման կապիտալ ներդրումների նվազեցման նպատակով փոխհատուցման սարքվածքները տեղակայել ավտոտրանսֆորմատորային ենթակայանների ցածր լարման հաղորդաձողերի վրա՝ նախապես հաշվի առնելով ավտոտրանսֆորմատորների բոլոր հնարավոր աշխատանքային բնականոն և վթարային ռեժիմներ՝ գերբեռնման դեպքերից խուսափելու համար:

2025-2027թթ կանխատեսվող ռեժիմներով իրականացված հաշվարկները ցույց են տալիս, որ լարման երկարատև թույլատրելի մեծությունների ապահովման համար հաղորդման համակարգի ինը կետերում անհրաժեշտ է տեղադրել 250 ՄՎԱռ գումարային հզորությամբ փոխհատուցման սարքվածքներ (տես աղյուսակ 186):

**Ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման ռեժիմների հաշվարկման
արդյունքները
2025թ մոդելի հիման վրա**

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 177: ՌԵԱԿՏԻՎ ՀԶՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐԸ ԵՎ ԴՐՎԱԾՔԱՅԻՆ ՀԶՈՐՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ						
N	Bus_Name	BusNum	Unom	Ureg	Q,ՄՎԱն	Qreg,ՄՎԱն
1	Վանաձոր-2-110	8	115	110.5	20	18.5
2	Շահումյան-110	20	115	110.7	20	18.5
3	Զովունի-110	23	115	110.1	25	22.9
4	Մարաշ-110	28	115	109.6	40	36.4
5	Արարատ-2-110	31	115	112.8	65	62.6
6	Լիճք-110	39	115	110	10	9.1
7	Գյումրի-2-110	144	115	110.4	20	18.4
8	Մաշտոց-110	202	115	110.7	20	18.5
9	Եղեգնաձոր-110	306	115	110.7	10	9.3

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 178: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ԱՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՄԻՆՉԵՎ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀԶՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՑԱՌՈՒՄԸ (ԿՎ)					
N	Bus_Name	V_low	Volt(kV)	V_high	
1	Հրազ. ՋէԿ-220	218	211.3	235	low (3.18 %)
2	Հրազ. ՋէԿ-110	108.5	104.1	113	low (4.22 %)
3	Հրազ. ՀէԿ-220	218	211.4	235	low (3.1 %)
5	Հրազ. ՀէԿ-110	108.5	104	113	low (4.34 %)
6	Սևան ՀէԿ- 110	108.5	105.6	113	low (2.73 %)
7	Վանաձոր-2-220	218	211.2	235	low (3.2 %)
8	Վանաձոր-2-110	108.5	103.8	113	low (4.52 %)
9	Դիլիջան-110	108.5	104.8	113	low (3.55 %)
10	Ալավերդի-2-220	218	209.8	235	low (3.9 %)
11	Ալավերդի-2-110	108.5	102.6	113	low (5.71 %)
12	Գյումրի-2-220	218	213.5	235	low (2.1 %)
13	Գյումրի-14-110	108.5	104.3	113	low (4.0 %)
14	Աշնակ-220	218	216.8	235	low (0.57 %)
15	Աշնակ -110	108.5	104.4	113	low (3.97 %)
16	ՀԱԷԿ-110	108.5	105.8	113	low (2.57 %)
17	ՀԱԷԿ-220	218	217.1	235	low (0.4 %)
18	Երևան ՀէԿ-110	108.5	104.1	113	low (4.22 %)
19	Շահումյան-110	108.5	104.3	113	low (4.04 %)

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 178: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ՍՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՄԻՆՉԵՎ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀԶՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄԸ (ԿՎ)					
20	Շահումյան-220	218	211.1	235	low (3.29 %)
21	Զովունի-220	218	209.6	235	low (3.99 %)
22	Զովունի-110	108.5	103.5	113	low (4.84 %)
23	Արզնի ՀԷԿ-110	108.5	103.5	113	low (4.87 %)
24	Արզնի ՀԷԿ-110	108.5	103.4	113	low (4.97 %)
25	Զուլարան-110	108.5	103.3	113	low (5.02 %)
26	Քանաքեռ-ՀԷԿ-110	108.5	103.4	113	low (4.97 %)
27	Մարաշ-110	108.5	102.8	113	low (5.56 %)
28	Մարաշ -220	218	210.4	235	low (3.61 %)
29	Երևան ԶԷԿ-110	108.5	102	113	low (6.38 %)
30	Արարատ-2-110	108.5	104.6	113	low (3.76 %)
31	Արարատ-2-220	218	211.9	235	low (2.88 %)
32	Եղեգնաձոր-110	108.5	105.4	113	low (2.9 %)
33	Սպանդար.ՀԷԿ-220	218	214.5	235	low (1.64 %)
34	Շամբ ՀԷԿ-220	218	214.6	235	low (1.6 %)
35	Շինուհայր-220	218	214.7	235	low (1.54 %)
36	Շինուհայր -110	108.5	108.8	113	
37	Ագարակ-2-220	218	218.8	235	
38	Լիճք-110	108.5	106.8	113	low (1.62 %)
39	Կամո-220	218	212.9	235	low (2.42 %)
40	Ավան-110	108.5	102.8	113	low (5.56 %)
44	Արմփատուեր ՀԵԳՑ	218	213.2	235	low (2.25 %)
50	Հյուսիսային-110	108.5	103.4	113	low (4.97 %)
51	Իրան-220	218	227	235	
52	Արասբարան-220	218	223.7	235	
53	Սպիտակ-110	108.5	103.7	113	low (4.58 %)
55	Էջմիածին-S2-110	108.5	103.6	113	low (4.72 %)
56	Էջմիածին-S1-110	108.5	103.6	113	low (4.72 %)
57	Հարավային-110	108.5	102	113	low (6.37 %)
58	Նաիրիտ-110	108.5	102	113	low (6.36 %)
59	Մխչյան-2-110	108.5	101.4	113	low (6.98 %)
60	Մասիս-110	108.5	100.9	113	low (7.58 %)
61	Վարդաշեն-S1-110	108.5	102.3	113	low (6.1 %)
62	Դալարիկ-110	108.5	104.8	113	low (3.55 %)
63	Արմավիր-S1-110	108.5	105.9	113	low (2.45 %)
64	Արմավիր-S2-110	108.5	105	113	low (3.31 %)
65	Արտաշատ-S2-110	108.5	102.8	113	low (5.51 %)
66	Ագատան-110	108.5	104.1	113	low (4.23 %)
67	Աբովյան-110	108.5	102.7	113	low (5.61 %)
68	Հաղթանակ-110	108.5	104.1	113	low (4.19 %)
69	Հաղթանակ-220	218	211.3	235	low (3.18 %)
70	Վրաստան-220	218	210.2	235	low (3.7 %)
71	Զորա ՀԷԿ-110	108.5	103.3	113	low (5.03 %)

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 178: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ՍՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՄԻՆՉԵՎ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՁՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄԸ (ԿՎ)					
72	Գյումրի-2-220	218	213.5	235	low (2.1 %)
73	Գյումրի-2-110	108.5	104.3	113	low (4.0 %)
74	Անի քարշ.-110	108.5	104.3	113	low (4.02 %)
75	Մաշտոց-110	108.5	104.1	113	low (4.23 %)
76	Բազում-110	108.5	104	113	low (4.31 %)
77	Եղեգնաձոր-220	218	214	235	low (1.86 %)
78	Մասրիկ-110	103.5	106.8	126.5	
79	Եղեգնաձոր-220	218	214	235	low (1.86 %)
81	Երևան ՋԷԿ-220	218	213.2	235	low (2.26 %)
82	Աղին քարշ.-110	108.5	104.4	113	low (3.97 %)
84	Կենտրոնական –S1	108.5	103.1	113	low (5.25 %)
85	Եղեգնաձոր-110	108.5	105.4	113	low (2.9 %)
86	Լիճք-220	218	214.2	235	low (1.79 %)
88	Կենտրոնական –S2	108.5	102.9	113	low (5.4 %)
89	Տաթև ՀԷԿ-S1	108.5	109.4	113	
98	Արագած-1-110	108.5	106.6	113	low (1.83 %)
104	Շենգ. Չարք.S1-110	108.5	103.9	113	low (4.42 %)
105	Վարդաշեն-S2-110	108.5	102.3	113	low (6.07 %)
106	Շենգ. Չարք.S2-110	108.5	103.9	113	low (4.38 %)
110	Վանաձոր-2-220	218	211.2	235	low (3.2 %)
111	Վանաձոր-2-110	108.5	103.8	113	low (4.52 %)

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 179: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ՍՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՁՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄԱՆ ԻՐԱԿԱՆԱՑՈՒՄԻՑ ՀԵՏՈ (ԿՎ)				
N	Bus_Name	V_low	Volt(kV)	V_high
1	Հրազ. ՋԷԿ-220	218	222.7	235
2	Հրազ. ՋԷԿ-110	108.5	110	113
3	Հրազ. ՀԷԿ-220	218	222.9	235
5	Հրազ. ՀԷԿ-110	108.5	109.9	113
6	Սևան ՀԷԿ- 110	108.5	111.4	113
7	Վանաձոր-2-220	218	223.3	235
8	Վանաձոր-2-110	108.5	110.5	113
9	Դիլիջան-110	108.5	110.9	113
10	Ալավերդի-2-220	218	222.2	235
11	Ալավերդի-2-110	108.5	109.2	113
12	Գյումրի-2-220	218	224.8	235
13	Գյումրի-14-110	108.5	110.4	113
14	Աշնակ-220	218	226.3	235
15	Աշնակ -110	108.5	109.7	113

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 179: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ՍՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ
ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՁՈՐՈՒԹՅԱՆ
ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՄԱՆ ԻՐԱԿԱՆԱՑՈՒՄԻՑ
ՀԵՏՈ (ԿՎ)**

16	ՀԱԷԿ-110	108.5	110.9	113
17	ՀԱԷԿ-220	218	225.7	235
18	Երևան ՀԷԿ-110	108.5	110.5	113
19	Շահումյան-110	108.5	110.7	113
20	Շահումյան-220	218	222.1	235
21	Զովունի-220	218	221.2	235
22	Զովունի-110	108.5	110.1	113
23	Արզնի ՀԷԿ-110	108.5	110	113
24	Արզել ՀԷԿ-110	108.5	109.7	113
25	Զուլարան-110	108.5	109.5	113
26	ՔանաքեռՀԷԿ-110	108.5	110	113
27	Մարաշ-110	108.5	109.6	113
28	Մարաշ -220	218	222.1	235
29	Երևան ՋԷԿ-110	108.5	108.8	113
30	Արարատ-2-110	108.5	112.8	113
31	Արարատ-2-220	218	223.6	235
32	Եղեգնաձոր-110	108.5	110.7	113
33	Սպանդար.ՀԷԿ-220	218	221.6	235
34	Շամբ ՀԷԿ-220	218	221.2	235
35	Շինուհայր-220	218	220.8	235
36	Շինուհայր -110	108.5	111.2	113
37	Ազարակ-2-220	218	222.7	235
38	Լիճք-110	108.5	110	113
39	Կամո-220	218	222.7	235
40	Ավան-110	108.5	109.6	113
44	Արմփաուերի ՀԾԳՑ	218	224.2	235
50	Հյուսիսային-110	108.5	110	113
51	Իրան-220	218	227	235
52	Արասբարան-220	218	225.3	235
53	Սպիտակ-110	108.5	110.4	113
55	Էջմիածին-S2-110	108.5	109.6	113
56	Էջմիածին-S1-110	108.5	109.6	113
57	Հարավային-110	108.5	108.8	113
58	Նաիրիտ-110	108.5	108.8	113
59	Մխչյան-2-110	108.5	108.6	113
60	Մասիս-110	108.5	107.9	113
61	Վարդաշեն-S1-110	108.5	109.1	113
62	Դալարիկ-110	108.5	110.1	113
63	Արմավիր-S1-110	108.5	111	113
64	Արմավիր-S2-110	108.5	110.2	113
65	Արտաշատ-S2-110	108.5	110.4	113
66	Ազատան-110	108.5	110.1	113

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 179: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ՍՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ
ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՁՈՐՈՒԹՅԱՆ
ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՄԱՆ ԻՐԱԿԱՆԱՑՈՒՄԻՑ
ՀԵՏՈ (ԿՎ)**

67	Աբովյան-110	108.5	109.3	113
68	Հաղթանակ-110	108.5	110.5	113
69	Հաղթանակ-220	218	222.4	235
70	Վրաստան-220	218	222.6	235
71	Ձորա ՀԷԿ-110	108.5	109.9	113
72	Գյումրի-2-220	218	224.8	235
73	Գյումրի-2-110	108.5	110.4	113
74	Անի քարշ.-110	108.5	110	113
75	Մաշտոց-110	108.5	110.7	113
76	Բազում-110	108.5	110.6	113
77	Եղեգնաձոր-220	218	222.7	235
78	Մասրիկ-110	103.5	110	126.5
79	Եղեգնաձոր-220	218	222.7	235
81	Երևան ՋԷԿ-220	218	224.2	235
82	Աղին քարշ.-110	108.5	110.2	113
84	Կենտրոնական –S1	108.5	109.6	113
85	Եղեգնաձոր-110	108.5	110.7	113
86	Լիճք-220	218	222.9	235
88	Կենտրոնական –S2	108.5	109.3	113
89	Տաթև ՀԷԿ-S1	108.5	111.5	113
98	Արագած-1-110	108.5	111.6	113
104	Շենգ. Չարք.S1-110	108.5	110.3	113
105	Վարդաշեն-S2-110	108.5	109.1	113
106	Շենգ. Չարք.S2-110	108.5	110.3	113
110	Վանաձոր-2-220	218	223.3	235
111	Վանաձոր-2-110	108.5	110.5	113

**Ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման ռեժիմների հաշվարկման
արդյունքները
2026թ մոդելի հիման վրա**

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 180: ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՉՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐԸ ԵՎ ԴՐՎԱԾՔԱՅԻՆ ՀՉՈՐՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ						
N	Bus_Name	BusNum	Unom	Ureg	Q,ՄՎԱՆ	Qreg,ՄՎԱՆ
1	Վանաձոր-2-110	8	115	110.4	20	18.4
2	Շահումյան-110	20	115	110.6	20	18.5
3	Ջովունի-110	23	115	110	25	22.9
4	Մարաշ-110	28	115	109.5	40	36.3
5	Արարատ-2-110	31	115	112.4	55	52.6
6	Լիճք-110	39	115	110	10	9.1
7	Գյումրի-2-110	144	115	110.5	20	18.5
8	Մաշտոց-110	202	115	110.6	20	18.5
9	Եղեգնաձոր-110	306	115	110.8	10	9.3

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 181: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ՍՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՄԻՆՉԵՎ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՉՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄԸ (ԿՎ)					
N	Bus_Name	V_low	Volt(kV)	V_high	
1	Հրազ. ՋԷԿ-220	218	212.1	235	low(2.8%)
2	Հրազ. ՋԷԿ-110	108.5	104.4	113	low(3.9%)
3	Հրազ. ՀԷԿ-220	218	212.2	235	low(2.73%)
5	Հրազ. ՀԷԿ-110	108.5	104.3	113	low(4.0%)
6	Սևան ՀԷԿ- 110	108.5	105.9	113	low(2.42%)
7	Վանաձոր-2-220	218	212	235	low(2.83%)
8	Վանաձոր-2-110	108.5	104.2	113	low(4.17%)
9	Դիլիջան-110	108.5	105.1	113	low(3.24%)
10	Ալավերդի-2-220	218	210.5	235	low(3.55%)
11	Ալավերդի-2-110	108.5	102.9	113	low(5.4%)
12	Գյումրի-2-220	218	214.4	235	low(1.7%)
13	Գյումրի-14-110	108.5	104.7	113	low(3.6%)
14	Աշնակ-220	218	217.7	235	low(0.14%)
15	Աշնակ -110	108.5	104.8	113	low(3.56%)
16	ՀԱԷԿ-110	108.5	106.2	113	low(2.19%)
17	ՀԱԷԿ-220	218	218.1	235	
18	Երևան ՀԷԿ-110	108.5	104.4	113	low(3.92%)
19	Շահումյան-110	108.5	104.6	113	low(3.72%)
20	Շահումյան-220	218	211.8	235	low(2.91%)

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 181: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵԶՆԵՐԸ ԱՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՄԻՆՉԵՎ ՈՒՍԿՏԻՎ ՀՁՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄԸ (ԿՎ)					
21	Զովուճի-220	218	210.4	235	low(3.63%)
22	Զովուճի-110	108.5	103.8	113	low(4.53%)
23	Արզնի ՀԷԿ-110	108.5	103.8	113	low(4.57%)
24	Արզնի ՀԷԿ-110	108.5	103.7	113	low(4.65%)
25	Զուլարան-110	108.5	103.6	113	low(4.71%)
26	Քանաքեռ-ՀԷԿ-110	108.5	103.7	113	low(4.66%)
27	Մարաշ-110	108.5	103.1	113	low(5.24%)
28	Մարաշ -220	218	211.1	235	low(3.25%)
29	Երևան ԶԷԿ-110	108.5	102.3	113	low(6.05%)
30	Արարատ-2-110	108.5	105	113	low(3.34%)
31	Արարատ-2-220	218	212.8	235	low(2.43%)
32	Եղեգնաձոր-110	108.5	106	113	low(2.39%)
33	Սպանդար.ՀԷԿ-220	218	215.5	235	low(1.14%)
34	Շամբ ՀԷԿ-220	218	215.6	235	low(1.1%)
35	Շինուհայր-220	218	215.7	235	low(1.07%)
36	Շինուհայր -110	108.5	109.1	113	
37	Ագարակ-2-220	218	219.7	235	
38	Լիճք-110	108.5	107.2	113	low(1.17%)
39	Կամո-220	218	213.8	235	low(1.98%)
40	Ավան-110	108.5	103.1	113	low(5.25%)
44	Արմփաուեր ՀԾԳՑ	218	214	235	low(1.87%)
50	Հյուսիսային-110	108.5	103.7	113	low(4.66%)
51	Իրան-220	218	227	235	
52	Արասբարան-220	218	224.1	235	
53	Սպիտակ-110	108.5	104.1	113	low(4.25%)
55	Էջմիածին-S2-110	108.5	103.9	113	low(4.41%)
56	Էջմիածին-S1-110	108.5	103.9	113	low(4.41%)
57	Հարավային-110	108.5	102.3	113	low(6.04%)
58	Նաիրիտ-110	108.5	102.3	113	low(6.03%)
59	Մխչյան-2-110	108.5	101.7	113	low(6.65%)
60	Մասիս-110	108.5	101.1	113	low(7.27%)
61	Վարդաշեն-S1-110	108.5	102.6	113	low(5.78%)
62	Դալարիկ-110	108.5	105.2	113	low(3.16%)
63	Արմավիր-S1-110	108.5	106.3	113	low(2.09%)
64	Արմավիր-S2-110	108.5	105.4	113	low(2.95%)
65	Արտաշատ-S2-110	108.5	103.2	113	low(5.14%)
66	Ագատան-110	108.5	104.5	113	low(3.83%)
67	Աբովյան-110	108.5	103	113	low(5.31%)
68	Հաղթանակ-110	108.5	104.5	113	low(3.86%)
69	Հաղթանակ-220	218	212.1	235	low(2.8%)
70	Վրաստան-220	218	210.9	235	low(3.35%)
71	Զորա ՀԷԿ-110	108.5	103.6	113	low(4.71%)
72	Գյումրի-2-220	218	214.4	235	low(1.7%)

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 181: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ՍՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՄԻՆՉԵՎ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՉՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄԸ (ԿՎ)					
73	Գյուճըի-2-110	108.5	104.7	113	low(3.6%)
74	Անի քարշ.-110	108.5	104.7	113	low(3.62%)
75	Մաշտոց-110	108.5	104.4	113	low(3.91%)
76	Բազում-110	108.5	104.4	113	low(3.97%)
77	Եղեգնաձոր-220	218	215.1	235	low(1.34%)
78	Մասրիկ-110	103.5	107.2	126.5	
79	Եղեգնաձոր-220	218	215.1	235	low(1.34%)
81	Երևան ՋԷԿ-220	218	214	235	low(1.88%)
82	Աղին քարշ.-110	108.5	104.8	113	low(3.57%)
84	Կենտրոնական –S1	108.5	103.4	113	low(4.95%)
85	Եղեգնաձոր-110	108.5	106	113	low(2.39%)
86	Լիճք-220	218	215.1	235	low(1.33%)
88	Կենտրոնական –S2	108.5	103.2	113	low(5.1%)
89	Տաթև ՇԷԿ-S1	108.5	109.7	113	
98	Արագած-1-110	108.5	106.9	113	low(1.46%)
104	Շենգ. Չարք.S1-110	108.5	104.2	113	low(4.11%)
105	Վարդաշեն-S2-110	108.5	102.6	113	low(5.75%)
106	Շենգ. Չարք.S2-110	108.5	104.3	113	low(4.06%)
110	Վանաձոր-2-220	218	212	235	low(2.83%)
111	Վանաձոր-2-110	108.5	104.2	113	low(4.17%)

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 182: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ՍՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՉՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄՆ ԻՐԱԿԱՆԱՑՈՒՄԻՑ ՀԵՏՈ (ԿՎ)				
N	Bus_Name	V_low	Volt(kV)	V_high
1	Հրազ. ՋԷԿ-220	218	222.7	235
2	Հրազ. ՋԷԿ-110	108.5	110	113
3	Հրազ. ՇԷԿ-220	218	222.9	235
5	Հրազ. ՇԷԿ-110	108.5	109.8	113
6	Սևան ՇԷԿ- 110	108.5	111.3	113
7	Վանաձոր-2-220	218	223.3	235
8	Վանաձոր-2-110	108.5	110.4	113
9	Դիլիջան-110	108.5	110.8	113
10	Ալավերդի-2-220	218	222.2	235
11	Ալավերդի-2-110	108.5	109.2	113
12	Գյուճըի-2-220	218	225	235
13	Գյուճըի-14-110	108.5	110.5	113
14	Աշնակ-220	218	226.6	235
15	Աշնակ -110	108.5	109.8	113
16	ՀԱԷԿ-110	108.5	111	113

**ԱՂՅՈՒՄԱԿ 182: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵԶՆԵՐԸ ԱՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ
ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՉՈՐՈՒԹՅԱՆ
ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՄԱՆ ԻՐԱԿԱՆԱՑՈՒՄԻՑ ՀԵՏՈ
(ԿՎ)**

17	ՀԱԷԿ-220	218	226.1	235
18	Երևան ՀԷԿ-110	108.5	110.4	113
19	Շահումյան-110	108.5	110.6	113
20	Շահումյան-220	218	222.1	235
21	Զովունի-220	218	221.2	235
22	Զովունի-110	108.5	110	113
23	Արզնի ՀԷԿ-110	108.5	109.9	113
24	Արզնի ՀԷԿ-110	108.5	109.6	113
25	Զուլարան-110	108.5	109.5	113
26	Քանաքեռ-ՀԷԿ-110	108.5	109.9	113
27	Մարաշ-110	108.5	109.5	113
28	Մարաշ-220	218	222.1	235
29	Երևան ԶԷԿ-110	108.5	108.6	113
30	Արարատ-2-110	108.5	112.4	113
31	Արարատ-2-220	218	223.5	235
32	Եղեգնաձոր-110	108.5	110.8	113
33	Սպանդար.ՀԷԿ-220	218	222	235
34	Շամբ ՀԷԿ-220	218	221.6	235
35	Շինուհայր-220	218	221.2	235
36	Շինուհայր -110	108.5	111.4	113
37	Ագարակ-2-220	218	223.1	235
38	Լիճք-110	108.5	110	113
39	Կամո-220	218	222.8	235
40	Ավան-110	108.5	109.4	113
44	Արմփաուեր ՀՇԳՑ	218	224.2	235
50	Հյուսիսային-110	108.5	109.9	113
51	Իրան-220	218	227	235
52	Արասբարան-220	218	225.6	235
53	Սպիտակ-110	108.5	110.3	113
55	Էջմիածին-S2-110	108.5	109.6	113
56	Էջմիածին-S1-110	108.5	109.6	113
57	Հարավային-110	108.5	108.7	113
58	Նաիրիտ-110	108.5	108.7	113
59	Մխչյան-2-110	108.5	108.3	113
60	Մասիս-110	108.5	107.7	113
61	Վարդաշեն-S1-110	108.5	109	113
62	Դալարիկ-110	108.5	110.2	113
63	Արմավիր-S1-110	108.5	111.1	113
64	Արմավիր-S2-110	108.5	110.2	113
65	Արտաշատ-S2-110	108.5	110.1	113
66	Ագատան-110	108.5	110.2	113
67	Աբովյան-110	108.5	109.2	113

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 182: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ԱՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՈՒՍԿՏԻՎ ՀՁՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՄԱՆ ԻՐԱԿԱՆԱՑՈՒՄԻՑ ՀԵՏՈ (ԿՎ)				
68	Հաղթանակ-110	108.5	110.4	113
69	Հաղթանակ-220	218	222.4	235
70	Վրաստան-220	218	222.6	235
71	Ձորա ՀԷԿ-110	108.5	109.9	113
72	Գյումրի-2-220	218	225	235
73	Գյումրի-2-110	108.5	110.5	113
74	Անի քարշ.-110	108.5	110.1	113
75	Մաշտոց-110	108.5	110.6	113
76	Բազում-110	108.5	110.5	113
77	Եղեգնաձոր-220	218	223	235
78	Մասրիկ-110	103.5	110	126.5
79	Եղեգնաձոր-220	218	223	235
81	Երևան ՋԷԿ-220	218	224.2	235
82	Աղին քարշ.-110	108.5	110.3	113
84	Կենտրոնական –S1	108.5	109.5	113
85	Եղեգնաձոր-110	108.5	110.8	113
86	Լիճք-220	218	223	235
88	Կենտրոնական –S2	108.5	109.2	113
89	Տաթև ՀԷԿ-S1	108.5	111.6	113
98	Արագած-1-110	108.5	111.7	113
104	Շենգ. Չարբ.S1-110	108.5	110.3	113
105	Վարդաշեն-S2-110	108.5	109	113
106	Շենգ. Չարբ.S2-110	108.5	110.2	113
110	Վանաձոր-2-220	218	223.3	235
111	Վանաձոր-2-110	108.5	110.4	113

**Ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման ռեժիմների հաշվարկման
արդյունքները
2027թ-ի մոդելի հիման վրա**

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 183: ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՉՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐԸ ԵՎ ԴՐՎԱԾՔԱՅԻՆ ՀՉՈՐՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԸ						
N	Bus_Name	BusNum	Unom	Ureg	Q, ՄՎԱՆ	Qreg, ՄՎԱՆ
1	Վանաձոր-2-110	8	115	110.3	25	23
2	Շահումյան-110	20	115	110.8	20	18.6
3	Զովունի-110	23	115	110.1	30	27.5
4	Մարաշ-110	28	115	109.4	40	36.2
5	Արարատ-2-110	31	115	112.3	55	52.5
6	Լիճք-110	39	115	110	10	9.1
7	Գյումրի-2-110	144	115	110.5	25	23.1
8	Մաշտոց-110	202	115	110.7	20	18.5
9	Եղեգնաձոր-110	306	115	110.4	15	13.8

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 184: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ՍՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՄԻՆՉԵՎ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՉՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄԸ (ԿՎ)					
N	Bus_Name	V_low	Volt(kV)	V_high	
1	Հրազ. ՋԷԿ-220	218	209.8	235	low(3.92%)
2	Հրազ. ՋԷԿ-110	108.5	103.4	113	low(4.95%)
3	Հրազ. ՀԷԿ-220	218	209.9	235	low(3.85%)
5	Հրազ. ՀԷԿ-110	108.5	103.3	113	low(5.04%)
6	Սևան ՀԷԿ- 110	108.5	104.8	113	low(3.55%)
7	Վանաձոր-2-220	218	209.5	235	low(4.05%)
8	Վանաձոր-2-110	108.5	102.9	113	low(5.41%)
9	Դիլիջան-110	108.5	103.9	113	low(4.39%)
10	Ալավերդի-2-220	218	207.4	235	low(5.09%)
11	Ալավերդի-2-110	108.5	101.5	113	low(6.91%)
12	Գյումրի-2-220	218	212.2	235	low(2.75%)
13	Գյումրի-14-110	108.5	103.7	113	low(4.61%)
14	Աշնակ-220	218	215.6	235	low(1.12%)
15	Աշնակ -110	108.5	103.7	113	low(4.61%)
16	ՀԱԷԿ-110	108.5	105.2	113	low(3.13%)
17	ՀԱԷԿ-220	218	216.1	235	low(0.89%)
18	Երևան ՀԷԿ-110	108.5	103.8	113	low(4.5%)
19	Շահումյան-110	108.5	104	113	low(4.33%)
20	Շահումյան-220	218	209.5	235	low(4.06%)

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 184: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵԶՆԵՐԸ ՍՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՄԻՆՉԵՎ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՉՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄԸ (ԿՎ)					
21	Ջովուճի-220	218	208.2	235	low(4.72%)
22	Ջովուճի-110	108.5	102.9	113	low(5.41%)
23	Արզնի ՀԷԿ-110	108.5	102.9	113	low(5.47%)
24	Արզնի ՀԷԿ-110	108.5	102.7	113	low(5.62%)
25	Ջուլարան-110	108.5	102.7	113	low(5.69%)
26	ՔանաքեռՀԷԿ-110	108.5	102.8	113	low(5.54%)
27	Մարաշ-110	108.5	102.2	113	low(6.21%)
28	Մարաշ -220	218	209.2	235	low(4.19%)
29	Երևան ՋԷԿ-110	108.5	101.4	113	low(7.0%)
30	Արարատ-2-110	108.5	104.1	113	low(4.25%)
31	Արարատ-2-220	218	210.8	235	low(3.41%)
32	Եղեգնաձոր-110	108.5	105	113	low(3.32%)
33	Սպանդար.ՀԷԿ-220	218	213.2	235	low(2.26%)
34	Շամբ ՀԷԿ-220	218	213.2	235	low(2.25%)
35	Շինուհայր-220	218	213.2	235	low(2.24%)
36	Շինուհայր -110	108.5	107	113	low(1.38%)
37	Ազարակ-2-220	218	215.5	235	low(1.15%)
38	Լիճք-110	108.5	106.1	113	low(2.22%)
39	Կամո-220	218	211.5	235	low(3.08%)
40	Ավան-110	108.5	102.2	113	low(6.14%)
44	Արմփաուեր ՀՇԳՑ	218	212	235	low(2.85%)
50	Հյուսիսային-110	108.5	102.8	113	low(5.54%)
51	Իրան-220	218	220	235	
52	Արասբարան-220	218	218.3	235	
53	Սպիտակ-110	108.5	102.9	113	low(5.43%)
55	Էջմիածին-S2-110	108.5	103.1	113	low(5.2%)
56	Էջմիածին-S1-110	108.5	103.1	113	low(5.2%)
57	Հարավային-110	108.5	101.4	113	low(6.99%)
58	Նաիրիտ-110	108.5	101.4	113	low(6.98%)
59	Մխչյան-2-110	108.5	100.9	113	low(7.57%)
60	Մասիս-110	108.5	100.3	113	low(8.18%)
61	Վարդաշեն-S1-110	108.5	101.7	113	low(6.74%)
62	Դալարիկ-110	108.5	104.1	113	low(4.27%)
63	Արմավիր-S1-110	108.5	105.3	113	low(3.08%)
64	Արմավիր-S2-110	108.5	104.5	113	low(3.87%)
65	Արտաշատ-S2-110	108.5	102.3	113	low(6.06%)
66	Ազատան-110	108.5	103.5	113	low(4.83%)
67	Աբովյան-110	108.5	102.1	113	low(6.27%)
68	Հաղթանակ-110	108.5	103.8	113	low(4.54%)
69	Հաղթանակ-220	218	209.8	235	low(3.91%)
70	Վրաստան-220	108.5	102.3	113	low(6.04%)
71	Չորա ՀԷԿ-110	218	212.2	235	low(2.75%)
72	Գյումրի-2-220	108.5	103.7	113	low(4.61%)

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 184: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ՍՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՄԻՆՉԵՎ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՉՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄԸ (ԿՎ)					
73	Գյումրի-2-110	108.5	103.7	113	low(4.64%)
74	Անի քարշ.-110	108.5	103.8	113	low(4.58%)
75	Մաշտոց-110	108.5	103.1	113	low(5.19%)
76	Բազում-110	218	212.9	235	low(2.42%)
77	Եղեգնաձոր-220	103.5	106.1	126.5	
78	Մասրիկ-110	218	212.9	235	low(2.42%)
79	Եղեգնաձոր-220	218	211.9	235	low(2.86%)
80	Երևան ՋԷԿ-220	108.5	103.7	113	low(4.59%)
81	Աղին քարշ.-110	108.5	102.7	113	low(5.63%)
82	Կենտրոնական –S1	108.5	105	113	low(3.32%)
83	Եղեգնաձոր-110	218	212.9	235	low(2.41%)
86	Լիճք-220	108.5	102.5	113	low(5.85%)
87	Կենտրոնական –S2	108.5	107.9	113	low(0.55%)
96	Տաթև ՀԷԿ-S1	108.5	105.9	113	low(2.47%)
103	Արագած-1-110	108.5	103.6	113	low(4.74%)
104	Շենգ. Չարք.S1-110	108.5	101.7	113	low(6.7%)
105	Վարդաշեն-S2-110	108.5	103.6	113	low(4.75%)
109	Շենգ. Չարք.S2-110	218	209.5	235	low(4.05%)
110	Վանաձոր-2-220	108.5	102.9	113	low(5.41%)

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 185: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ՍՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՉՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՈՒՄԱՆ ԻՐԱԿԱՆԱՑՈՒՄԻՑ ՀԵՏՈ (ԿՎ)				
N	Bus_Name	V_low	Volt(kV)	V_high
1	Հրազ. ՋԷԿ-220	218	222.2	235
2	Հրազ. ՋԷԿ-110	108.5	109.8	113
3	Հրազ. ՀԷԿ-220	218	222.3	235
5	Հրազ. ՀԷԿ-110	108.5	109.6	113
6	Սևան ՀԷԿ- 110	108.5	111	113
7	Վանաձոր-2-220	218	222.7	235
8	Վանաձոր-2-110	108.5	110.3	113
9	Դիլիջան-110	108.5	110.6	113
10	Ալավերդի-2-220	218	221	235
11	Ալավերդի-2-110	108.5	108.8	113
12	Գյումրի-2-220	218	224.6	235
13	Գյումրի-14-110	108.5	110.5	113
14	Աշնակ-220	218	225.9	235
15	Աշնակ -110	108.5	109.6	113
16	ՀԱԷԿ-110	108.5	110.7	113
17	ՀԱԷԿ-220	218	225.3	235

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 185: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ԱՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՈՒՆԱԿՏԻՎ ՀԶՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՅՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՄԱՆ ԻՐԱԿԱՆԱՑՈՒՄԻՑ ՀԵՏՈ (ԿՎ)				
18	Երևան ՀԷԿ-110	108.5	110.6	113
19	Շահումյան-110	108.5	110.8	113
20	Շահումյան-220	218	221.4	235
21	Զովունի-220	218	220.7	235
22	Զովունի-110	108.5	110.1	113
23	Արզնի ՀԷԿ-110	108.5	109.9	113
24	Արզել ՀԷԿ-110	108.5	109.5	113
25	Զուլարան-110	108.5	109.4	113
26	Քանաքեռ-ՀԷԿ-110	108.5	109.9	113
27	Մարաշ-110	108.5	109.4	113
28	Մարաշ -220	218	221.8	235
29	Երևան ՋԷԿ-110	108.5	108.6	113
30	Արարատ-2-110	108.5	112.3	113
31	Արարատ-2-220	218	223.1	235
32	Եղեգնաձոր-110	108.5	110.4	113
33	Սպանդար.ՀԷԿ-220	218	221	235
34	Շամբ ՀԷԿ-220	218	220.4	235
35	Շինուհայր-220	218	219.9	235
36	Շինուհայր -110	108.5	109.7	113
37	Ագարակ-2-220	218	219.7	235
38	Լիճք-110	108.5	110	113
39	Կամո-220	218	222.3	235
40	Ավան-110	108.5	109.5	113
44	Արմփառուեր ՀՇԳՑ	218	223.8	235
50	Հյուսիսային-110	108.5	110	113
51	Իրան-220	218	220	235
52	Արասբարան-220	218	220.1	235
53	Սպիտակ-110	108.5	110.2	113
55	Էջմիածին-S2-110	108.5	109.6	113
56	Էջմիածին-S1-110	108.5	109.6	113
57	Հարավային-110	108.5	108.6	113
58	Նաիրիտ-110	108.5	108.6	113
59	Մխչյան-2-110	108.5	108.3	113
60	Մասիս-110	108.5	107.7	113
61	Վարդաշեն-S1-110	108.5	108.9	113
62	Դալարիկ-110	108.5	109.9	113
63	Արմավիր-S1-110	108.5	110.8	113
64	Արմավիր-S2-110	108.5	110	113
65	Արտաշատ-S2-110	108.5	110.1	113
66	Ագատան-110	108.5	110.2	113
67	Աբովյան-110	108.5	109.1	113
68	Հաղթանակ-110	108.5	110.5	113

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 185: ԼԱՐՄԱՆ ԱՐԺԵՔՆԵՐԸ ԱՏՈՒԳԻՉ ԵՎ ԱՅԼ ՀԱՆԳՈՒՅՑՆԵՐՈՒՄ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՉՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՄԱՆ ԻՐԱԿԱՆԱՑՈՒՄԻՑ ՀԵՏՈ (ԿՎ)				
69	Հաղթանակ-220	218	221.8	235
70	Վրաստան-220	108.5	109.6	113
71	Չորա ՀԷԿ-110	218	224.6	235
72	Գյումրի-2-220	108.5	110.5	113
73	Գյումրի-2-110	108.5	110	113
74	Անի քարշ.-110	108.5	110.7	113
75	Մաշտոց-110	108.5	110.4	113
76	Բազում-110	218	222.4	235
77	Եղեգնաձոր-220	103.5	110	126.5
78	Մասրիկ-110	218	222.4	235
79	Եղեգնաձոր-220	218	223.8	235
80	Երևան ՋԷԿ-220	108.5	110.2	113
81	Աղին քարշ.-110	108.5	109.6	113
82	Կենտրոնական –S1	108.5	110.4	113
83	Եղեգնաձոր-110	218	222.6	235
86	Լիճք-220	108.5	109.3	113
87	Կենտրոնական –S2	108.5	110.2	113
96	Տաթև ՀԷԿ-S1	108.5	111.4	113
103	Արագած-1-110	108.5	110.4	113
104	Շենգ. Չարք.S1-110	108.5	108.9	113
105	Վարդաշեն-S2-110	108.5	110.3	113
109	Շենգ. Չարք.S2-110	218	222.7	235
110	Վանաձոր-2-220	108.5	110.3	113

ԱՂՅՈՒՄԱԿ 186: 2025-2027ԹԹ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՉՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՄԱՆ ՏԵՂԱԴՐՄԱՆ ՎԱՅՐԻ և ԴՐՎԱԾՔԱՅԻՆ ՀՉՈՐՈՒԹՅԱՆ ԱՄՓՈՓ ՏՎՅԱԼՆԵՐ					
h/h	Հանգույցի անվանում	Առաջարկվող ԿՄ ըստ դիտարկված ռեժիմների, ՄՎԱռ			Նպատակահարմար ԿՄ հզորություն, ՄՎԱռ
		2025թ	2026թ	2027թ	
1	Վանաձոր2-110	20	20	25	25
2	Շահումյան2-110	20	20	20	20
3	Զովունի-110	25	25	30	30
4	Մարաշ-110	40	40	40	40

ԱՂՅՈՒՍԱԿ 186: 2025-2027ԹԹ ՌԵԱԿՏԻՎ ՀՅՈՐՈՒԹՅԱՆ ՓՈԽՀԱՏՈՒՑՄԱՆ ՄԻՋՈՑԱՌՄԱՆ ՏԵՂԱԴՐՄԱՆ ՎԱՅՐԻ և ԴՐՎԱԾՔԱՅԻՆ ՀՅՈՐՈՒԹՅԱՆ ԱՄՓՈԲ ՏՎՅԱԼՆԵՐ					
5	Արարատ2-110	65	55	55	65
6	Լիճք-110	10	10	10	10
7	Գյումրի2-110	20	20	25	25
8	Մաշտոց-110	20	20	20	20
9	Եղեգնաձոր-110	10	10	15	15
Գումարային		230	220	240	250

Սակայն, գոյություն ունի լարման մեծությունների կարգավորման՝ լրացուցիչ կապիտալ ներդրումներ չպահանջող նաև այլ եղանակ: Դա հաղորդման և բաշխման համակարգին միացվող ԱՖՎԿ-ների կողմից ռեակտիվ հզորության գեներացիայի և, որպես հետևանք, լարման մեծությունների կարգավորման պարտադիր պահանջի սահմանում է: «Էներգետիկայի գիտահետազոտական ինստիտուտ» ՓԲԸ-ի կողմից իրականացված հետազոտությունները ցույց են տալիս, որ արդյունաբերական նշանակության ԱՖՎԿ-ների գրեթե բոլոր ինվերտորային սարքվածքներն ունակ են իրականացնել ռեակտիվ հզորության կարգավորում, ի դեպ, ինչպես ռեակտիվ հզորության գեներացիայի, այնպես էլ սպառման տեսանկյունից: Հետազոտությունները նաև ցույց են տալիս, որ ինվերտորային սարքվածքներն իրենց աշխատանքային բնականոն ռեժիմներում ունեն հզորության գործակցի կարգավորման բավականին լայն հնարավորություն: Սա նշանակում է, որ համակարգում ներկայումս առաջացած ռեակտիվ հզորության պակասորդը, որի, ի դեպ, հիմնական պատճառ են դարձել ցանցին միացված ԱՖՎԿ-ները, կարող են լրացնել ոչ միայն բազիսում աշխատող ջերմային էլեկտրակայանները, ՀԱԷԿ-ը կամ հիդրոկայանները, այլ նաև արդյունաբերական նշանակության ԱՖՎԿ-ները՝ իրականացնելով իրենց ցանցին միացման կետերում լարման մեծությունների կարգավորում, ինչը արդյունքում չի բերի ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման սարքերի տեղադրման պահանջի և համակարգի կողմից լրացուցիչ կապիտալ ներդրումների անհրաժեշտության:

2025-2034թթ զարգացման ծրագրի կանխատեսվող հաշվեկշիռների համաձայն հաղորդման և բաշխման ցանցերին պլանավորվում է միացնել գումարային շուրջ 388 ՄՎտ դրվածքային հզորությամբ ԱՖՎԿ-ներ, որոնց կողմից հզորության գործակցի $\cos\varphi=0.8$ ապահովման դեպքում համակարգ կհաղորդվի լրացուցիչ մոտ 290 ՄՎԱռ ռեակտիվ հզորություն՝ տասնչորս միացման կետերում (Յրագրան ՋԷԿ, Սևան ՅԷԿ, Գյումրի-2, Աշտակ, Շահումյան-2, Արարատ-2, Եղեգնաձոր, Լիճք, Կամո ենթակայանների 110 կՎ լարման հաղորդաձողեր և Սպիտակ, Դալարիկ, Աբովյան, Մաշտոց, Արագած սնող 110 կՎ ենթակայանների 35, 6(10) կՎ լարման հաղորդաձողեր), ինչը լիովին բավարար կլինի ռեակտիվ հզորության պակասորդը լրացնելու և, հետևապես, լարման մեծությունները թույլատրելի տիրույթներում ապահովելու համար, քանի որ հաշվարկները ցույց են տալիս, որ լարման մեծությունների կարգավորման համար անհրաժեշտ է տեղադրել փոխհատուցող սարքեր 250 ՄՎԱռ գումարային ռեակտիվ հզորությամբ: Նույնիսկ, եթե ԱՖՎԿ-ները աշխատեն $\cos\varphi=0.9$ հզորության գործակցով, ապա համակարգ կհաղորդվի մոտ 190 ՄՎԱռ լրացուցիչ ռեակտիվ հզորություն, ինչը հնարավորություն կտա համակարգում իրականացնել լարման մեծությունների կարգավորում բազմաթիվ աշխատող Էլեկտրակայանների հետ համատեղ՝ մինչև Հայաստան-Իրան 400 կՎ լարման միջհամակարգային կապի շահագործման հանձնելը: Նշենք նաև, որ արդեն այսօր համակարգին միացած արդյունաբերական նշանակության ԱՖՎԿ-ների գումարային դրվածքային հզորությունը գերազանցում է 260 ՄՎտ-ը, որոնք նույնպես պետք է մասնակցեն լարման կարգավորմանը:

Ամփոփելով կատարված ուսումնասիրությունների արդյունքները՝ միևնույն ժամանակ պետք է նշել, որ Հայկական Էներգահամակարգում ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման հետ կապված հարցերը չեն սահմանափակվում վերը ներկայացվածով և պահանջում են լրացուցիչ ուսումնասիրություններ:

6.9. ԵԶՐԱԿԱՑՈՒԹՅՈՒՆ

Հայկական Էներգահամակարգի հաղորդման ցանցի փորձարկված և հավաստիացված մոդելներն օգտագործվել են կայունացված ռեժիմում ցանցի աշխատանքի վերլուծության և անհրաժեշտ ներդրումները որոշելու նպատակով, ինչպես նաև հաշվարկելու ԿՄ առավելագույն հոսանքները, ինչը, իր հերթին, հնարավորություն է ընձեռնում ստուգելու անջատիչ սարքերի համապատասխանությունը: Իրականացվել են նաև N-1 և N-2 իրավիճակների վերլուծություններ, ներկայացվել են տարրերի գերբեռնումների կանխարգելման միջոցառումներ: Տեխնիկական սահմանափակումները (ջերմային կայունությունը՝ կախված արտաքին պայմաններից և լարման շեղումների տիրույթը ցանցի բնականոն և հետվթարային ռեժիմում) հստակ սահմանվել են որպես հիմք՝ ցանցի վերլուծության և պլանավորման համար:

Իրականացվել են համակարգի ստատիկ և դինամիկ կայունության հաշվարկներ և առաջարկվել են միջոցառումներ՝ համակարգի դինամիկ կայունության բարելավման համար:

Էներգահամակարգում ռեժիմային ծանր իրավիճակներում լարումների ընդունելի մակարդակների ապահովման համար իրականացվել է ռեակտիվ հզորության փոխհատուցման սարքվածքների հզորությունների և տեղակայման կետերի ընտրություն:

Ցանցի վերլուծությունը հիմնված է ընթացիկ ներդրումային ուղղությունների փաթեթի վրա, որոնք արդեն պլանավորվել էին պլանավորման նախորդ գործընթացում և դրանց որոշ մասն իրականացման փուլում է: Թեև դրանք հաստատվել են ապագայի համար, այս ներդրումային ուղղություններն անհրաժեշտ է վերլուծել ծախսարդյունավետության տեսանկյունից՝ սույն ՀՅԶՏԾ-ի շրջանակում: Ցանցի վերլուծությունը ցույց է տվել, որ այս նախանշված փաթեթից բացի այլ լրացուցիչ ներդրումների կարիք չկա:

Հաշվի առնելով ՎԷԱ լայնածավալ մուտքը Հայկական Էներգահամակարգ և դրա Էական ազդեցությունը ցանցի աշխատանքի վրա՝ մշակվել են ցանցի ամենածայրահեղ իրավիճակները ներկայացնող սցենարները և ռեժիմները: Սույն գլխում նկարագրվում և ցուցադրվում են ռեժիմների ընտրության չափանիշները՝ որպես օրինակ կիրառելով 2034 թվականի ցանցի մոդելը՝ բազային սցենարում: Բեռի և գեներացիայի մոդելավորման

ասպեկտները ցանցի կայունացված ռեժիմի վերլուծության համար նույնպես հակիրճ քննարկվում են սույն գլխում:

Ցանցի հոսքաբաշխման հաշվարկների արդյունքները վկայում են ցանցի կայունության որոշակի մակարդակի մասին: Կարճ միացման հոսանքների հաշվարկների արդյունքները չեն բացահայտել որևէ կոնկրետ խնդիր՝ հետագա քննարկման համար: Համակարգի ստատիկ և դինամիկ կայունության հաշվարկների արդյունքները նույնպես չեն բացահայտել կոնկրետ խնդիրներ, իսկ առաջարկվող միջոցառումները հնարավորություն կտան ապահովել Հայկական էներգահամակարգի աշխատանքը՝ հուսալիության և անվտանգության ցուցանիշների պահպանմամբ:

ՀՂՈՒՄՆԵՐ

- [1] Հայաստանի Հանրապետության Էներգետիկայի բնագավառի զարգացման ռազմավարական ծրագիր (մինչև 2040 թվականը), ՀՀ կառավարության 2021թ. հունվարի 14-ի որոշում N 48-L:
- [2] Հայաստանի Հանրապետության Էներգետիկայի բնագավառի զարգացման ռազմավարական ծրագիր (մինչև 2040 թվականը) իրագործումն ապահովող ծրագիր-ժամանակացույց, ՀՀ կառավարության 2021թ. հունվարի 14-ի որոշում N 48-L:
- [3] Էներգետիկայի մասին ՀՀ օրենք. մարտի 7, 2001թ:
- [4] Հայաստանի Հանրապետության Էլեկտրաէներգետիկական շուկայի հաղորդման ցանցային կանոններ, ՀԾԿՀ 2019 թ. դեկտեմբերի 25-ի որոշում N 522-N:
- [5] <https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators>, հունվար 2022թ.:
- [6] [PX-Web - Select table \(armstatbank.am\)](https://armstatbank.am), March 2022
- [7] Հայաստանի Հանրապետության նվազագույն ծախսերով 2020-2036 թվականների զարգացման պլան, ԱՄՆ ՄՉԳ Շուկայի ազատականացման և Էլեկտրաէներգիայի առևտրի ծրագիր, նոյեմբեր 2019 թ:
- [8] Էլիա Թրանսմիշն Բելգիում, «Ռազմավարական պահուստի անհրաժեշտ ծավալը 2019-20 թթ. ձմռան համար» [Աղբյուր]: Հասանելի է՝ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system---document-library/adequacy---strategic-reserve/2019/20190802_volume-assessment-2019-2020.pdf?la=en.
- [9] ENTSO-E, "Միջնաժամկետ հաշվեկշռի կանխատեսում" [Աղբյուր]: Հասանելի է՝ https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/20170918_MAF_2017_FOR_CONSULTATION.pdf.
- [10] <https://www.macrotrends.net/countries/ARM/armenia/population>
- [11] <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2021/October/>