

Улсын бүртгэлийн
дугаар

Аравтын бүрэн
Ангиллын код

Нууцын зэрэглэл:

Төсөл гүйцэтгэх гэрээний
дугаар : Шу Уз-2019/35

“ГЭГЭЭН ЭРЧИС” ХХК

ТАРХМАЛ НАРНЫ ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ СИСТЕМИЙГ МОНГОЛ ОРОНД НУТАГШУУЛАХ ТЕХНОЛОГИЙН СУДАЛГАА

Шинжлэх ухаан, технологийн төслийн тайлан
2019-2021

Төслийн удирдагч:	Д.Бямба-Очир– Техникийн ухааны доктор (PhD)
Төслийн зөвлөх:	Д.Содномдорж– Академич, доктор (Sc.D), профессор
Төслийн гүйцэтгэгч:	Д.Чимэддорж– МУ-ын Эрчим хүчний зөвлөх инженер М.Ангараг– Докторант Ч.Балдорж– Сэргээгдэх эрчим хүчний инженер
Санхүүжүүлэгч байгууллага:	БСШУЯ-ны Шинжлэх ухаан, технологийн сан
Захиалагч байгууллага:	Эрчим хүчний яам
Гүйцэтгэгч байгууллага:	Гэгээн эрчис ХХК. Улаанбаатар, Хан-Уул дүүрэг, Зайсан Оргил гудамж 84б, Утас: 99005057, Цахим хаяг: http://www.gegeenerchis.mn ;

РЕФЕРАТ

Орчин үед эрчим хүчний системүүдэд тархмал эх үүсвэрийн технологийг түлхүү ашиглах сонирхол нэмэгдэж байна. Тэр тундаа тархмал нарны эрчим хүчний эх үүсвэрийг ашиглах нь элбэг байна. Нарны эрчим хүч нь барилгын гадаргуу, дээвэр, фасад гэх мэт шаардлагатай газар бүрд байрлуулж эрчим хүч үйлдвэрлэх боломжийг олгодгоороо бусад сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрүүдээс давуу талтай. Манай орны хувьд төвлөрсөн цахилгаан системээс хол алслагдмал хэрэглэгчид ихтэй, тухайн газар нутагт томоохон аж үйлдвэрлэл хөгжөөгүй учир ахуйн хэрэглээнээс хамаарсан ачааллын хэлбэлзэл өндөр байдаг. Алслагдмал бүс нутгийн хэрэглэгчдийн тухайд шугамын алдагдлаас үүдэлтэй хүчдэлийн уналт их зэрэг горимын хүндрэлтэй асуудлууд үүсдэг. Тухайн нутгийн онцлог, орон нутаг, засаг захиргааны бүтцээс хамааран маш бага хэрэглээг хангах хэт урт цахилгаан дамжуулах шугамууд татагдсан байдаг тул ахуйн хэрэглээнээс өөр үйлдвэрлэлийн шинжтэй томоохон хэрэглэгчийг цахилгаанаар хангахад техникийн хувьд нэн хүндрэлтэй. Иймд тархмал эрчим хүчний эх үүсвэрийг ашиглах, нутагшуулах арга хэмжээ авч цахилгаан системийн алдагдлыг бууруулах, горим ажиллагааг сайжруулах, үр ашгийг нэмэгдүүлэх зайлшгүй шаардлагатай.

Энэхүү судалгаагаар тархмал нарны эрчим хүчний эх үүсвэрийн талаар болон тархмал эрчим хүчний эх үүсвэрийг ашиглан хот суурин газрын айл өрхийн цахилгаан эрчим хүчний хэрэглээг хангах боломж, цаашлаад цахилгаан дамжуулах, түгээх сүлжээний шугамын алдагдлыг бууруулах боломжит хувилбарын талаар баримт бичгийн судалгааны аргыг болон горим тооцооны DigSILENT Power Factor программаар тооцоо хийж үр дүнг гаргасан болно.

Нийт нутаг дэвсгэрийн хэмжээнд 12 томоохон дэд станцыг хамруулан судалгаа хийхэд 35 кВ-ын хүчдэлтэй шугамын хамгийн урт шугам Ховд аймгийн Манхан дэд станцаас Говь-Алтай аймгийн Бугат сум хүртэл 372,6 км үргэлжилсэн байна. 35 кВ-ын шугамын урт доод тал нь 130 орчим км урт байгаа нь эдгээр шугамаас томоохон хэрэглэгч холбоход төгсгөлийн хэрэглэгчийн хүчдэлийн түвшин, чанарт шууд нөлөөлж ахуйн хэрэгцээний хэрэглээг хэвийн хангахад сөрөг нөлөө үзүүлж байгаа нь тогтоогдов.

Иймд монгол орны хүн амын нягтшил сийрэг, хэрэглээ бага онцлогт тохирсон бага чадлын тархмал нарны эх үүсвэрүүдийг хэрэглэгчийн ойр байрлуулах нь горим ажиллагааны хувьд оновчтой болохыг тодорхойлов.

Түлхүүр үг:

Тархмал эх үүсвэр, тархмал нар, эрчим хүч, статик, динамик, горим ажиллагаа

Гүйцэтгэгчдийн нэрийн жагсаалт:

Судалгааны багийн ахлагч

Д. Бямба-Очир Техникийн ухааны доктор

Судалгааны багийн гишүүд

Д.Чимэддорж Монгол Улсын Эрчим хүчний зөвлөх инженер

М.Ангараг Эрчим хүчний докторант

Ч.Балдорж Сэргээгдэх эрчим хүчний инженер

Зөвлөх

Д.Содномдорж. Академич, Шинжлэх ухааны доктор, профессор

Товчилсон үгийн тайлбар жагсаалт

АУЭХС	Алтай-Улиастайн эрчим хүчний систем
ББЭХС	Баруун бүсийн эрчим хүчний систем
ГВт	Гегаватт
ДҮТ	Диспетчерийн үндэсний төв
ДЦС	Дулааны цахилгаан станц
ДБЭХС	Дорнод бүсийн эрчим хүчний систем
кВ	Киловольт
кВт	Киловатт
НДЦС	Нарны дулааны цахилгаан станц
НЦС	Нарны цахилгаан станц
СЭХҮТ	Сэргээгдэх эрчим хүчний үндэсний төв
СЭХ	Сэргээгдэх эрчим хүч
ТБЭХС	Төвийн бүсийн эрчим хүчний систем
ТВт	Терраватт
ТЭЗҮ	Техник эдийн засгийн үндэслэл
ЦДАШ	Цахилгаан дамжуулах агаарын шугам
ЦДҮС	Цахилгаан дамжуулах үндэсний сүлжээ
ЭХЗХ	Эрчим хүчний зохицуулах хороо
ЭБУЦС	Эрдэнэбүрэнгийн усан цахилгаан станц

ГАРЧИГ

НЭГ. УДИРТГАЛ	9
1.1. Судалгааны үндэслэл.....	9
1.2. Судалгааны зорилго, зорилт.....	11
1.3. Судалгааны арга зүй	11
ХОЁР. МОНГОЛ УЛСЫН ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ САЛБАРЫН ЕРӨНХИЙ ТОЙМ	12
2.1. Монгол улсын эрчим хүчний систем	12
2.2. Монгол улсын цахилгаан эрчим хүчний системийн хэрэглээ, үйлдвэрлэл ..	13
ГУРАВ. ХОТ СУУРИНГИЙН АЙЛ ӨРХИЙН ЦАХИЛГААНЫ ХЭРЭГЛЭЭГ НАРНЫ ЭРЧИМ ХҮЧЭЭР ХАНГАХ СУДАЛГАА	18
3.1. Монгол орны нарны эрчим хүчний нөөц, хөгжлийн хэтийн төлөв	18
3.2. Алслагдсан сум, суурин газар, малчин айл өрхийг сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрээс цахилгаанаар хангаж буй байдал, нар салхины цахилгаан станцын ашиглалт	25
3.3. Эрчим хүчний төвлөрсөн системээс алслагдсан сумын төв, суурины сэргээгдэх эрчим хүч ашиглан цахилгаанаар хангаж буй байдал.....	27
3.4. Нар, салхины цахилгаан станцын ашиглалтын одоогийн байдал	28
3.4. Хот суурин газрын айл өрхийн цахилгааны хэрэглээг нарны эрчим хүчээр хангах боломж дүгнэлт	32
ДӨРӨВ. ТАРХМАЛ ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ СИСТЕМ, НАРНЫ ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ ТЕХНОЛОГИ...36	
4.1. Тархмал эрчим хүчний эх үүсвэрийн системийн ерөнхий ойлголт	36
4.2. Нарны эрчим хүчний технологи ба хөгжлийн чиг хандлага	38
4.3. Тархмал нарны эрчим хүчний эх үүсвэрийн систем	50
ТАВ. МОНГОЛ ОРОНД ТАРХМАЛ НАРНЫ ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ ЭХ ҮҮСВЭР АШИГЛАХ ШААРДЛАГА БА БОЛОМЖ	57
5.1. Тархмал нарны эрчим хүчний эх үүсвэр хөгжүүлэх асуудал.....	57
5.2. Баруун бүсийн эрчим хүчний систем, түүний горим ажиллагааны онцлог ...	59
5.2.1. ББЭХС-ийн тогтсон горим ба тогтворжилтын судалгаа	61
5.2.2. ББЭХС-ийн тогтсон горимын судалгаа, үр дүн	62
5.2.3. ББЭХС-ийн тогтворжилтын судалгаа, үр дүн	63
5.2.4. Горим тооцооны дүгнэлт	68
5.3. Хөвсгөл аймгийн мөрөн хотод баригдах 15 МВт чадалтай био ДЦС ТБЭХС-тэй зэрэгцээ ажиллах үеийн системийн тогтсон горим ба тогтворжилтын судалгаа	69
5.3.1. Био ДЦС ТБЭХС-тэй холбох үеийн тогтсон горимын судалгаа	70
5.3.2. Био ДЦС ТБЭХС-тэй холбох үеийн системийн статик тогтворжилтын судалгаа	70
5.3.3. Био ДЦС ТБЭХС-д холбогдох үеийн системийн динамик тогтворжилтын судалгаа	72
5.3.4. Горим тооцооны дүгнэлт	76

5.4. Говь-Алтай аймгийн Алтай хотод баригдах 10 МВт чадалтай нарны цахилгаан станц ТБЭХС-д холбогдох үеийн тогтсон горим ба тогтворжилтын судалгаа...	76
5.4.1 АУЭХС-д 10 МВт-ын НЦС холбогдох үеийн тогтсон горимын судалгаа ..	79
5.4.2. НЦС-ыг АУЭХС холбогдох үеийн статик тогтворжилтын судалгаа	83
5.4.3. НЦС АУЭХС-тэй зэрэгцээ ажиллах үеийн динамик тогтворжилтын судалгаа	85
5.4.4. Говь-алтай аймгийн Алтай хотод баригдах 10 мвт чадалтай нарны цахилгаан станцын тооцооны дүгнэлт.....	90
5.5. Хэт урт татсан 35 кВ-ын цахилгаан дамжуулах шугамын тогтсон горимын тооцоо.....	92
5.5.1. Баруун бүсийн эрчим хүчний системийн хэвийн горим	92
5.5.2 Ховдын Дарвийн дэд станц дээр 1 МВт ачаалал нэмсэн горим	94
5.5.3. Системд 5 МВт эх үүсвэр холбосон үеийн хэвийн ачааллын горим.....	95
5.5.4 Системд 10 МВт эх үүсвэр нэмээд Дарви, Хөшөөт, Есөнбулагийн дэд станц дээр тус бүр 1 МВт ачаалал нэмсэн горим	95
5.5.5. Эрдэнэбүрэнгийн УЦС 20 МВт эх үүсвэр ашиглалтад орсон үед Дарвийн дэд станцад 1 МВт ачаалалтай байх үеийн горим.....	95
5.5.6. Эрдэнэбүрэнгийн УЦС 20 МВт эх үүсвэр ашиглалтад орсон үед Хөшөөт, Дарвийн дэд станцад тус бүр 1 МВт ачаалалтай байх үеийн горим.....	96
ЗУРГАА. ДҮГНЭЛТ	9 8
ДОЛОО. АШИГЛАСАН НОМ, ХЭВЛЭЛ	1 01
НАЙМ: ХАВСРАЛТУУД.....	1 02

ХҮСНЭГТИЙН ЖАГСААЛТ

- Хүснэгт 1. Төслийн даалгавар
- Хүснэгт 2. Цахилгаан үйлдвэрлэлийн динамик, сая.кВтц
- Хүснэгт 3. Улсын хэмжээнд ашиглагдаж буй хамгийн урт 35 кВ-ын ЦДАШ-ийн судалгаа
- Хүснэгт 4. Сонгож авсан аймгийн төвүүдийн нарны шулуун цацрагийн
- Хүснэгт 5. Нарны гийгүүлэх хэмжээ цаг/жил
- Хүснэгт 6. Монголын малчин айлыг цахилгаантай болгох чиглэлээр хэрэгжүүлсэн ажлын үе шат
- Хүснэгт 7. Малчин айлд зориулан олон улсын байгууллага болон МУЗГ-аас хэрэгжүүлсэн төслийн тоон үзүүлэлт
- Хүснэгт 8. Сумдын төвийг цахилгаанаар хангах зорилгоор байгуулсан нар, салхины цахилгаан станцууд
- Хүснэгт 9. Том чадлын нар, салхины цахилгаан станцууд болон, усан цахилгаан станцын ашиглалтын одоогийн байдал
- Хүснэгт 10. нарны хавтангийн үйлдвэрлэлийн төрлүүд
- Хүснэгт 11. Нарны фотоэлектрик технологийн харьцуулалт
- Хүснэгт 12. Дэлхийн сэргээдэх эх үүсвэрүүдийн суурилагдсан чадал
- Хүснэгт 13. Монголын эрчим хүчний нөөц
- Хүснэгт 14. Статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициентын хамгийн бага утгууд
- Хүснэгт 15. Горим тооцооны үзүүлэлтийг нэгтгэсэн хүснэгт

ЗУРГИЙН ЖАГСААЛТ

- Зураг 1. Монгол Улсын эрчим хүчний систем
- Зураг 2. ДЦС-уудын нэгдсэн сүлжээний оргил ачаалалд оролцсон байдал
- Зураг 3. Ховд аймгийн Мянгад сумын 110/35/10 кВ-ын дэд станцаас Говь-Алтай аймгийн Есөнбулаг сумын дэд станц хүртэлх нийт 372.6 км урттай 35 кВ-ын ЦДАШ
- Зураг 4. Баянхонгор аймгийн Баянтээг сумын 110/35/10 кВ-ын дэд станцаас Баянхонгор аймгийн Шинэжинст сумын дэд станц хүртэл нийт 295.4 км урттай 35 кВ-ын ЦДАШ
- Зураг 5. Архангай аймгийн төвийн 11035/10 кВ-ын дэд станцаас Хөвсгөл аймгийн Жаргалант сум хүртэл 259.5 км урттай 35 кВ-ын ЦДАШ
- Зураг 6. Хөвсгөл аймгийн төвийн 11035/10 кВ-ын дэд станцаас Хөвсгөл аймгийн Улаан-Уул, Чандмань-Өндөр сум хүртэл 300 км урттай 35 кВ-ын ЦДАШ
- Зураг 7. Нарны цацрагийн энергийн ашиглах төвлөрүүлэгчтэй технологи ашиглахад шаардагдах нарны шулуун цацрагийн хэмжээ
- Зураг 8. Монгол орны нарны эрчмийн нөөцийн атлас, ЭХГ 2010 он
- Зураг 9. 1985 онд боловсруулан гаргасан Монгол орны нарны эрчмийн нөөцийн атлас
- Зураг 10. 1985 онд гаргасан Монгол орны нарны гийгүүлэлтийн үргэлжлэлийн атлас
- Зураг 11. Монгол орны нарны шулуун цацрагийн нөөцийн атлас
- Зураг 12. Нарны шулуун цацрагийн хэмжээ
- Зураг 13. Монгол орны өмнөд хэсгээр нарны шулуун цацрагийн эрчим
- Зураг 14. Сумын төвийн цахилгаан хангамжийн ерөнхий схем
- Зураг 15. Сумын төвийн цахилгаан ачааллын график
- Зураг 16. Тархмал эрчим хүчний эх үүсвэрийн технологийн ангилал
- Зураг 17. Нарны вакуум коллектор
- Зураг 18. Нарны бүрхүүлтэй хавтгай вакуум коллектороор ус халаах
- Зураг 19. Нарны усан халаах коллекторын хүчин чадал, 2005-2015 (REN21,2016)
- Зураг 20. Төвлөрүүлэгчтэй нарны цахилгаан станцын ерөнхий бүтэц
- Зураг 21. Цамхагт нарны цахилгаан станц
- Зураг 22. Цамхагт станцын ерөнхий схем
- Зураг 23. Тавган ойлгогч
- Зураг 24. Тавган ойлгогчийн ерөнхий схем
- Зураг 25. Монокристалл цахиур
- Зураг 26. Поликристалл цахиур
- Зураг 27. Хальсан цахиурт модуль
- Зураг 28. Аморф цахиур

- Зураг 29. Кадми теллурид (CdTe), зэсийн индий диселенид (CIS) хавтангууд
- Зураг 30. Хөвөгч хэлбэрийн нарны хавтангууд
- Зураг 31. Хөвөгч хэлбэрийн нарны зайн хавтангийн ерөнхий схем
- Зураг 32. Нарны цахилгаан системийн ерөнхий ангилал
- Зураг 33. Нарны эрчим хүчний бие даасан систем
- Зураг 34. Нарны ЭХ-ний сүлжээнд холбогдсон систем
- Зураг 35. Нарны эрчим хүчний хосолмол систем
- Зураг 36. Нар ба Салхин хосолсон систем
- Зураг 37. Баланслагч зангилаа, генератор-3 хоёрын харилцан өнцгийн өөрчлөлт
- Зураг 38. Харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн график
- Зураг 39. Дөргөний УЦС-ын генераторуудын роторын өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл
- Зураг 40. Дөргөний УЦС-ын генераторуудын роторын өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл
- Зураг 41. Дөргөний УЦС-ын генераторуудын роторын өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл
- Зураг 42. Дөргөний УЦС-ын генераторуудын роторын өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл
- Зураг 43. Дөргөний УЦС-ын генераторуудын роторын өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл (Богино залгааг таслах хугацаа 0.17 сек)
- Зураг 44. Цочрол 1 үүсэх үеийн станцуудын генераторуудын системтэй роторын харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл
- Зураг 45. Цочрол 1 үүсэх үеийн төслийн Био ДЦС болон Тайширын УЦС-ын генераторуудын 6 кВ-ын шин дээрх давтамжийн өөрчлөлт
- Зураг 46. Цочрол 2 үүсэх үеийн тусгаарлагдсан системийн Био ДЦС ба Тайширын УЦС-ын генераторуудын роторын харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл
- Зураг 47. Цочрол 2 үүсэх үеийн Тайширын УЦС-ын генераторууд холбогдох 6 кВ-ын шин болон Био ДЦС-ын шинийн давтамжийн өөрчлөлт
- Зураг 48. Цочрол 3 үүсэх үеийн ТБЭХС ба АУЭХС-ийн станцуудын генераторуудын роторын системтэй харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл
- Зураг 49. Цочрол 3 үүсэх үеийн төслийн Био ДЦС ба Тайширын УЦС-ын генераторууд холбогдох 6 кВ-ын шин дээрх давтамжийн өөрчлөлт
- Зураг 50. Тогтсон горимын тооцооны чадлын балансын үзүүлэлт
- Зураг 51. Тогтсон горимын тооцооны чадлын алдагдлын үзүүлэлт
- Зураг 52. Хүндэрсэн горим дуусах шинжүүрийн үзүүлэлт
- Зураг 53. Огтлолоор дамжих чадлын хязгаарын тооцооны үр дүн
- Зураг 54. Цочрол 1 үүсэх үеийн станцуудын генераторуудын роторын харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл
- Зураг 55. Цочрол 1 үүсэх үеийн Тайширын УЦС-ын генераторуудын бодит чадлын өөрчлөлтийн график дүрслэл
- Зураг 56. Цочрол 1 үүсэх үеийн Тайширын УЦС-ын генераторууд холбогдох 6 кВ-ын шин дээрх давтамжийн өөрчлөлт
- Зураг 57. Цочрол 1 үүсэх үеийн Тайширын генераторуудын шин дээрх хүчдэлийн өөрчлөлтийн график дүрслэл
- Зураг 58. Цочрол 2 үүсэх үеийн станцуудын генераторуудын роторын харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл
- Зураг 59. ББЭХС хэвийн горим ажиллагааны схем /110 кВ Чадан-Улаангом/
- Зураг 60. Хэвийн горимын тооцооны гол үзүүлэлтүүд
- Зураг 61. Хүчдэлийн хэлбэлзэл

НЭГ. УДИРТГАЛ

1.1. Судалгааны үндэслэл

Эдийн засгийн хөгжил, эрчим хүчний хэрэглээ нь үргэлж хоорондоо нягт уялдаатай байдаг. Гэвч эдүгээ хүн төрөлхтний хэрэглээг хангаж буй нийт эрчим хүчний дийлэнх хэсгийг хүрээлэн буй орчныг бохирдуулж, хүний эрүүл мэндэд хор хөнөөл учруулдаг уламжлалт аргуудаас гарган авч байна. Дэлхийн эрчим хүчний агентлагийн мэдээгээр 2017 онд дэлхийн улс орнууд 25606 ТВт цаг эрчим хүчийг хүчийг үйлдвэрлэж, түүний 75.1 хувийг нүүрс, хүлэр, газрын тос, байгалийн хий болон цөмийн түлшнээс гарган авсан бөгөөд үлдэх хэсгийг нь нар, салхи, ус газрын гүний дулаан гэх мэт сэргээгдэх эх үүсвэрүүдээс гарган авсан байна (1).

Судалгааны байгууллагуудын хийсэн тооцоогоор ирэх 50 жилд эрчим хүчний хэрэглээ улам бүр өсөн нэмэгдэж байгаа бөгөөд энэхүү хэрэглээг нөхөн сэргээгдэхгүй нөөцөөс буюу нүүрс, хүлэр, байгалийн хий, газрын тос, цөмийн түлшээр хангахад нэлээд бэрхшээлтэй байх болно. Тиймээс дэлхийн олон улс орон сэргээгдэх эрчим хүчийг ашиглах чиглэлд анхаарч, хөрөнгө оруулалт хийж байна.

Сэргээгдэх эрчим хүч нь өсөн нэмэгдэж буй хэрэглээг хангах, хүрээлэн буй орчны бохирдлыг бууруулах асуудлыг нэгэн зэрэг шийдвэрлэх арга зам мөн боловч одоогоор эрчим хүчний нийт хэрэглээнд дорвитой хувийг эзэлж чадаагүй байгаа юм. Үүнд эдийн засгийн болон эдийн засгийн бус шинжтэй саадууд нөлөөлж байна. Тиймээс дэлхийн улс орнууд сэргээгдэх эрчим хүчний салбарт тулгарч буй бэрхшээлүүдийг даван туулахын тулд бодлогын олон арга хэрэгслүүдийг ашиглаж байна.

Олон зууны турш нүүдлийн соёл иргэншилтэй байсан манай улс эдүгээ глобалчлал, эдийн засгийн өсөлт, техник технологи хөгжил дэвшилтэй мөр зэрэгцэн алхаж байна. Үүний хэрээр хүн амын дийлэнх нь суурин амьдрал руу шилжиж, малчид нүүдлийн амьдралын хэв маягийг дагнах бус хагас нүүдлийн, хагас суурин амьдралтай байх нь ихсэж байна. Энэ нь дан ганц нийслэл, хот хэмээх нэрийн дор бус хөдөөгөөс хөдөө рүүгээ, тэр тусмаа аймаг, сумын төв рүү чиглэсэн шилжилт хөдөлгөөн давамгайлж байна.

Хүн амын бөөгнөрөл, аймаг сум, хот суурин газрын хөгжлийг дагаад орон сууц, аж үйлдвэрийн барилгууд олноор нэмэгдэж байгаа нь эрчим хүчний хэрэглээний өсөлтийг бий болгож, эрчим хүчний хүрэлцээгүй, найдваргүй байдлыг үүсгэж байдаг. Эрчим хүчийг гагцхүү хэрэгцээт цэгт нь ойр үйлдвэрлэх нь хот, суурины тогтвортой хөгжлийг хангаад зогсохгүй байгаль орчин, эдийн засаг, нийгмийн хөгжилд ихээхэн дэмжлэг болдог. Эрчим хүчний хэрэгцээг сэргээгдэх

эрчим хүчний эх үүсвэрээр хангах нь өсөн нэмэгдэж буй эрчим хүчний хэрэглээг хангах төдийгүй байгаль орчинд ээлтэй.

Орчин үед эрчим хүчний системүүдэд тархмал эх үүсвэрийн технологийг түлхүү ашиглах сонирхол нэмэгдэж байна (2). Тэр тундаа тархмал нарны эрчим хүчний эх үүсвэрийг ашиглах нь элбэг байна. Нарны эрчим хүч нь барилгын гадаргуу, дээвэр, фасад гэх мэт шаардлагатай газар бүрд байрлуулж эрчим хүч үйлдвэрлэх боломжийг олгодгоороо бусад сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрүүдээс давуу талтай.

Манай орны хувьд төвлөрсөн цахилгаан системээс хол алслагдмал хэрэглэгчид ихтэй, тухайн газар нутагт томоохон аж үйлдвэрлэл хөгжөөгүй учир ахуйн хэрэглээнээс хамаарсан ачааллын хэлбэлзэл өндөр байдаг. Алслагдмал бүс нутгийн хэрэглэгчдийн тухайд шугамын алдагдлаас үүдэлтэй хүчдэлийн уналт их зэрэг горимын хүндрэлтэй асуудлууд үүсдэг. Тухайн нутгийн онцлог, орон нутаг, засаг захиргааны бүтцээс хамааран маш бага хэрэглээг хангах хэт урт цахилгаан дамжуулах шугамууд татагдсан байдаг тул ахуйн хэрэглээнээс өөр үйлдвэрлэлийн шинжтэй томоохон хэрэглэгчийг цахилгаанаар хангахад техникийн хувьд нэн хүндрэлтэй. Иймд тархмал эрчим хүчний эх үүсвэрийг ашиглах, нутагшуулах арга хэмжээ авч цахилгаан системийн алдагдлыг бууруулах, горим ажиллагааг сайжруулах, үр ашгийг нэмэгдүүлэх зайлшгүй шаардлагатай.

Монгол Улсын Их Хурлын 2016 оны 19 дүгээр тогтоолоор баталсан “Монгол Улсын тогтвортой хөгжлийн үзэл баримтлал-2030”-д 2026-2030 онд нийт эрчим хүчинд сэргээгдэх эрчим хүчний эзлэх хувийг 30-д хүргэх зорилт тавьсан (3). Энэ хүрээнд нар, салхины цахилгаан станцууд цөөнгүй тоогоор ашиглалтад орж байгаа боловч ихэнх нь төвийн бүсийн нутаг дэвсгэрийн цахилгаан дамжуулах сүлжээнд холбогдон ажиллаж байгаа тул цахилгаан системийн горим ажиллагааны хүндрэлийг шийдэхэд нөлөө үзүүлэхгүй харин эсрэгээр гол үйлдвэрлэгчид болох дулааны цахилгаан станцын үйл ажиллагаанд сөрөг нөлөө үзүүлж байна.

Энэхүү судалгаагаар тархмал нарны эрчим хүчний эх үүсвэрийн талаар болон тархмал эрчим хүчний эх үүсвэрийг ашиглан хот суурин газрын айл өрхийн цахилгаан эрчим хүчний хэрэглээг хангах боломж, цаашлаад цахилгаан дамжуулах, түгээх сүлжээний шугамын алдагдлыг бууруулах боломжит хувилбарын талаар судлах болно.

1.2. Судалгааны зорилго, зорилт

Монгол орны онцлог байдалд тохируулан тархмал нарны эрчим хүчний системийг нутагшуулж өсөн нэмэгдэж буй цахилгаан эрчим хүчний хэрэглээг эрчим хүчний алдагдал, эдийн засгийн зардал багатайгаар байгаль орчинд ээлтэй нарны эрчим хүчээр хангаж, тархмал нарны эрчим хүчний системийг ашиглан цахилгаан түгээх сүлжээний горим ажиллагааг дэмжих, хүчдэлийн түвшин цахилгаан эрчим хүчний чанарыг дээшлүүлэх боломжийг судлан, санал, зөвлөмж боловсруулахад уг судалгааны зорилго оршино.

1.3. Судалгааны арга зүй

“Тархмал нарны эрчим хүчний эх үүсвэрийн технологийг Монгол оронд нутагшуулах технологийн судалгаа”-ны тайланд Монгол улсын эрчим хүчний салбар, цахилгаан эрчим хүчний сүлжээний горим ажиллагаа болон сэргээгдэх эрчим хүчний станцуудын ашиглалтын байдал, хөгжил дэвшлийн талаар мэдээ баримт цуглуулах, асуулга явуулах, баримт бичгийн судалгааны арга болон тооцоо хийх, дүн шинжилгээ боловсруулах аргыг ашиглав.

Мөн судалгаанд нарны эрчим хүчний технологи болон түүний хөгжил, тархмал нарны эрчим хүчний эх үүсвэрийг Монгол оронд ашиглах боломж нөхцөлийн талаар баримт бичгийн болон сэдвийн судлагдсан байдал, бичиг баримтын судалгааны аргыг ашиглав. Эрчим хүчний горим тооцоог Баруун бүсийн эрчим хүчний системийн бодит горим ажиллагаа, хэрэглээ, үйлдвэрлэлийн хэтийн төлөвт үндэслэн горим тооцооны DigSILENT Power Factor программаар тооцоо хийж үр дүнг гаргав [3].

1.4. ТӨСЛИЙН ҮР ДҮНГИЙН ДААЛГАВАР

Хүснэгт 1. Төслийн даалгавар

Д/д	Төслөөр бий болох үр дүн	Тоо хэмжээ	Үр дүнгийн үзүүлэлт (параметр)	Үр дүнг хүлээлгэн өгөх хугацаа (он, сар)
1	Хот, суурингийн айл өрхийн цахилгааны хэрэглээг нарны эрчим хүчээр хангах судалгаа	1	Судалгааг хэвлэх	2019.11 сар
2	Бие даасан тархмал нарны цахилгаан үүсгүүрийг цахилгаан хангамжид нэвтрүүлэх боломжийн судалгаа	1	Судалгаа	2020.06 сар
3	Төвлөрсөн цахилгаан сүлжээнд ажиллах тархмал нарны цахилгаан үүсгүүрийг ашиглах технологийн судалгаа/харьцуулалт	1	Эмхтгэл гаргах	2020.10 сар
4	Төслийн эцсийн тайлан бичиж захиалагч, санхүүжүүлэгчид хүлээлгэн өгөх	1	Төслийн дууссан ажлын тайлан	2020 он 12 сард багтаана

ХОЁР. МОНГОЛ УЛСЫН ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ САЛБАРЫН ЕРӨНХИЙ ТОЙМ

2.1. Монгол улсын эрчим хүчний систем

Монгол Улсын эрчим хүчний хангамжийн бүтэц нь төвлөрсөн эрчим хүчний систем, бие даасан эрчим хүчний эх үүсвэр, малчин айл өрхийн бие даасан жижиг эх үүсвэр гэсэн хэлбэртэй байна.

Монгол Улс нь Төвийн бүсийн эрчим хүчний систем, Баруун бүсийн эрчим хүчний систем, Дорнод бүсийн эрчим хүчний систем, Алтай-Улиастайн эрчим хүчний систем гэсэн цахилгааны дөрвөн тусдаа эрчим хүчний системтэй. Бие даасан Даланзадгадын ДЦС, Ухаа худгийн ДЦС ажиллаж байна.



Зураг 1. Монгол Улсын эрчим хүчний систем

Монгол улсын цахилгаан үйлдвэрлэлийн нийт суурилагдсан хүчин чадал 2016 оны байдлаар 1206 МВт байсан бөгөөд үүний 91.8 хувийг нь хот, суурин газруудад байрлах нүүрсээр ажилладаг дулааны цахилгаан станцууд бүрдүүлж, үлдсэн хэсгүүд болох 4.15 хувийг салхин парк, 1.91 хувийг усан цахилгаан станц, 0.83 хувийг нарны цахилгаан станц, 0.75 хувийг дизель станц, үлдсэн 0.56 хувийг бага оврын буюу 5 МВт-аас доош чадалтай сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрүүд тус тус бүрдүүлж байсан бол, 2021 оны байдлаар Монгол Улсын эрчим хүчний системийн суурилагдсан хүчин чадал 1544 МВт болж нэмэгдсэн бөгөөд үүнээс 271.04 МВт буюу 17.55 хувийг нь сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэр эзлэж байна. Өнөөдрийн байдлаар нийлбэр хүчин чадал нь 90 МВт-ын 6 нарны цахилгаан станц, нийлбэр чадал нь 155 МВт-ын хүчин чадалтай 3 салхин цахилгаан станц, 26,035

МВт-ын жижиг усан цахилгаан станцууд нийт жилдээ 649.44 орчим сая кВт.ц эрчим хүчийг сэргээгдэх эх үүсгүүрээр үйлдвэрлэж байна (4).

Хүснэгт 2. Цахилгаан үйлдвэрлэлийн динамик, сая.кВтц

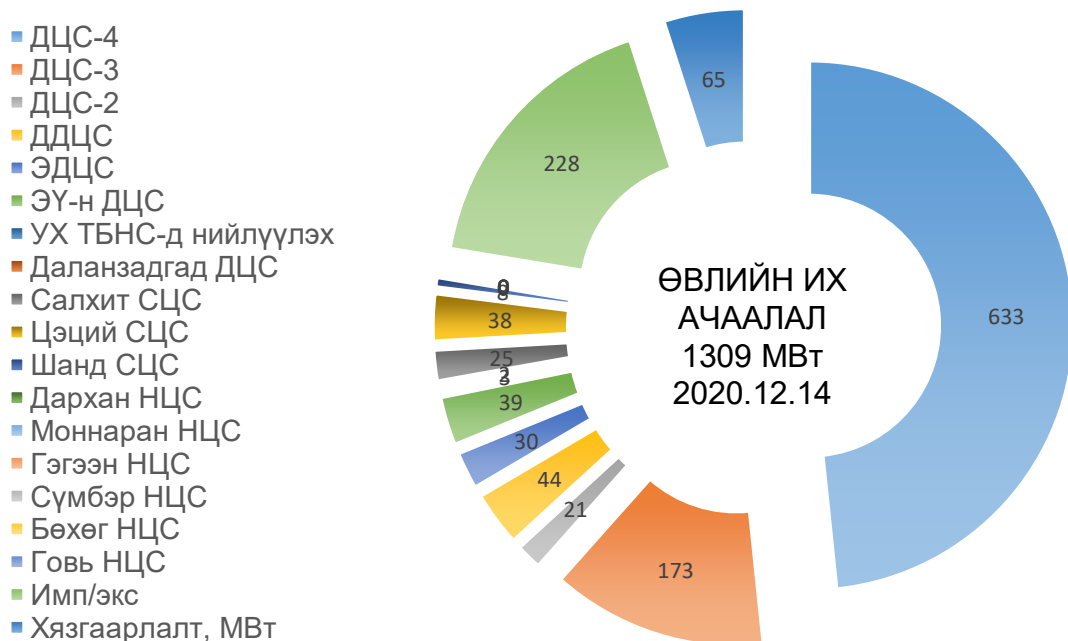
Эх үүсвэр	2016	2017	2018	2019	2020
Дулааны цахилгаан станц	5,555.91	5,829.37	6,152.36	6,346.64	6,493.70
Нарны цахилгаан станц	0.35	19.89	50.49	109.00	108.97
Дизель цахилгаан станц	3.80	3.68	3.66	3.07	0.58
Усан цахилгаан станц	84.77	84.73	78.42	85.40	83.23
Салхин цахилгаан станц	157.54	157.89	336.18	459.22	457.23
НИЙТ ҮЙЛДВЭРЛЭЛ	5,802.38	6,095.57	6,621.12	7,003.33	7,143.72

Эх сурвалж: Эрчим хүчний яам

2.2. Монгол улсын цахилгаан эрчим хүчний системийн хэрэглээ, үйлдвэрлэл

ТБЭХС нь 220 кВ-ын хоёр хэлхээт ЦДАШ-аар ОХУ-аас цахилгаан эрчим хүч импортолж авч байна. Мөн ББЭХС нь ОХУ-аас 110 кВ-ын ЦДАШ-аар, Дорнод, Сүхбаатар, Өмнөговь аймгийн зарим сумд 35 кВ-ын ЦДАШ-аар БНХАУ-аас цахилгаан эрчим хүч импортлон авч байна.

Улсын хэмжээнд 2020 онд онд 1,705.63 сая.кВт.ц ЦЭХ-ийг импортолсон нь өмнөх онтой харьцуулахад 109.66 сая.кВт.ц-аар буюу 0.64 %-иар буурсан.



Зураг 2. ДЦС-уудын нэгдсэн сүлжээний оргил ачаалалд оролцсон байдал

Цахилгаан системийн горим, ялангуяа хүчдэлийн тохируулгад хуурмаг чадлын эх үүсвэрүүдийн ажиллагаа чухал нөлөөтэй байдаг. Манай орны эрчим

хүчний системийн цахилгаан станцууд төвийн бүсийн нутаг дэвсгэрт төвлөрч олон аймаг сумын нутаг дэвсгэрийг хамарсан өндөр хүчдэлийн 220, 110, 35 кВ-ын цахилгаан дамжуулах урт шугам сүлжээг үүсгэснээс шугамын индукцийн нөлөөллөөс хуурмаг чадал их хэмжээтэйгээр бий болж энэ нь системийн горим ажиллагаанд ялангуяа хүчдэлийн горимд ихээхэн сөрөг нөлөө үзүүлж байна.

Монгол улсын цахилгаан системийн сүүлийн 3-н жилийн өвөл зуны горим тооцооноос харахад хамгийн их урт шугамууд болох 110 кВ-ын Булган-Мөрөн-Тэлмэн, Багануур-Өндөрхаан-Баруун-Урт-Чойбалсан, Хархорин-Арвайхээр-Баянтээг-Баянхонгорын болон Чойр-Сайншанд-Замын-Үүдийн чиглэлийн шугамуудын ачаалал, хүчдэлийн түвшинд хэвийн барьж ажиллахад өвөл, зуны аль ч горимд нэлээд хүндрэлтэй цаашид хүчдэлийн өөр түвшинд шилжих, эсвэл төгсгөлд нь эх үүсвэр барихгүйгээр их хэмжээний ачаалал дамжуулах боломжгүй болж байгаа нь харагдаж байна.

35кВ хүчдэлтэй шугамуудад үүсэх хуурмаг чадлыг мөн бага чадлын шунтлагч реакторуудыг суурилуулах байдлаар тохируулж байна. Шугамын уртаас хамаарч дамжуулах чадал хязгаарлагдмал, хүчдэлийн хэвийн горим барихад хүндрэл цаашид улам гарсаар байна.

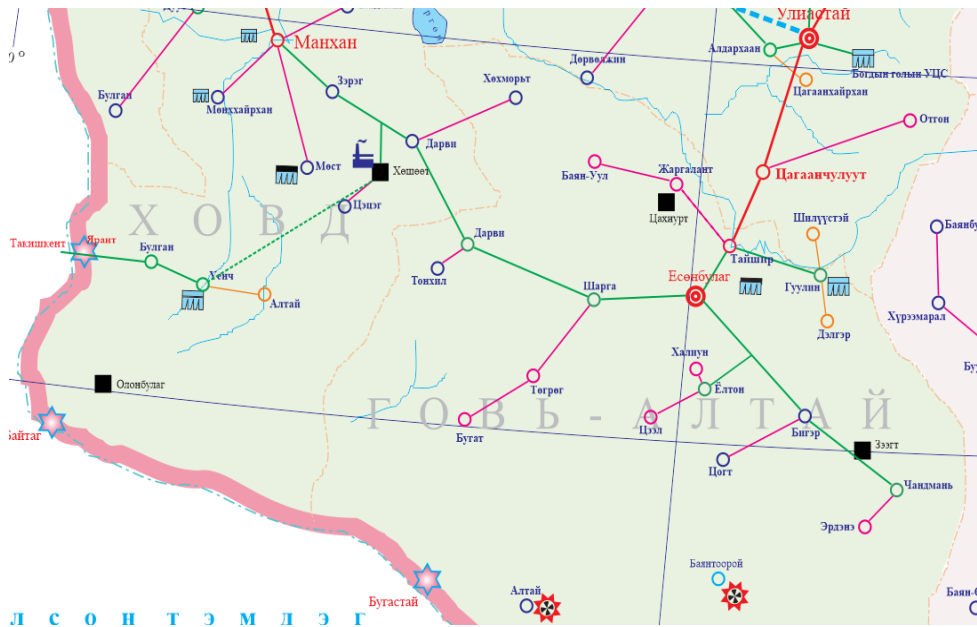
Хүснэгт 3. Улсын хэмжээнд ашиглагдаж буй хамгийн урт 35 кВ-ын ЦДАШ-ийн судалгаа

№	Эх үүсвэр дэд станцын нэр хүчин чадал	Цахилгаан дамжуулах агаарын шугам			Тэжээгдэж буй сум, суурин газар	
		Ашиглалтад орсон он	Нэр	Урт /км/	Тоо /ш/	Нэр
1	110/35/10 кВ-ын Манхан дэд станц 110/35/10 кВ-ын 1х6.3 МВа хүчний трансформатортай	2008-2012	Манхан-Зэрэг-Дарви-Дарви-Шарга-Есөнбулаг	372.6	9	Ховд аймгийн Зэрэг, Дарви, Цэцэг сум, Хөшөөтийн нүүрсний уурхай, Говь-Алтай аймгийн Дарви, Шарга, Хөхморьт, Төгрөг, Бугат сум
2	110/35/10 кВ-ын Мөрөн дэд станц 110/35/10 кВ-ын 2х6.3 МВа хүчний трансформатортай	2008-2009	Мөрөн-Алаг-Эрдэнэ /Хатгал - Чандмань-Өндөр/ -Улаан-Уул	300	7	Хөвсгөл аймгийн Алаг-Эрдэнэ, Улаан-Уул, Рэнчинлхүмбэ, Цагаануур, Хатгал, Чандмань-Өндөр, Цагаан-Үүр сум
3	110/35/10 кВ-ын Баянтээг дэд станц 110/35/10 кВ-ын 1х6.3 МВа хүчний трансформатор	2007-2014	Баянтээг-Баруунбаян-Улаан-Баянлиг-Шинэжинст	295.4	8	Баянхонгор аймгийн Баруунбаян-Улаан, Богд, Жинст, Баянлиг, Баянговь, Шинэжинст, Баян-Өндөр, Баянцагаан сум
4	110/35/10 кВ-ын Цэцэрлэг дэд станц 110/35/10 кВ-ын 2х10.0 МВа хүчний трансформатор	1987-2005	Цэцэрлэг-Ихтамир-Өндөр-Улаан-Тариат-Жаргалант	259.5	10	Архангай аймгийн Ихтамир, Өндөр-Улаан, Чулуут, Тариат, Цахиурт, Хангай сум, Борт, Хануй, Мөрөн баг, Хөвсгөл аймгийн Жаргалант
5	110/35/10 кВ-ын Мөрөн дэд станц 110/35/10 кВ-ын 2х6.3 МВа хүчний трансформатортай	2008-2011	Мөрөн-Арбулаг-Цагаан-Уул-Могойн гол-Цэцэрлэг	230	5	Хөвсгөл аймгийн Арбулаг, Баянзүрх, Цагаан-Уул, Цэцэрлэг сумд, Могойн голын уурхай

№	Эх үүсвэр дэд станцын нэр хүчин чадал	Ашиглалтад орсон он	Нэр	Урт /км/	Тоо /ш/	Нэр
6	110/35/6 кВ-ын Тайшир дэд станц 110/35/6 кВ-ын 2х12.5 МВа хүчний трансформатор	2008-2010	Тайшир-Есөнбулаг-Бигэр /Ёлтон/ Чандмань	253	7	Говь-Алтай аймгийн Бигэр, Чандмань, Халиун, Цээл, Цогт, Эрдэнэ сум, Ёлтон баг
7	110/35/10 кВ-ын Баруун-Урт дэд станц 110/35/10 кВ-ын 1х6.3 МВа хүчний трансформатор	2016	Баруун-Урт-Асгат-Эрдэнэцагаан	197	3	Сүхбаатар аймгийн Эрдэнэцагаан, Асгат сум, Хил хамгаалах 0146-р ангийн 4-р застав
8	110/35/10 кВ-ын Булган дэд станц 110/35/10 кВ-ын 2х10 МВа хүчний трансформатор	1990-1997	Булган-Сайхан-Овоо-Хайрхан-Эрдэнэмандал-Цэцэрлэг	172.5	8	Булган аймгийн Сайхан-Овоо, Сайхан, Баян-Агт сум, Архангай аймгийн Хайрхан, Эрдэнэмандал, Цэцэрлэг сум, Жаргалант, Хөвсгөл аймгийн Рашаант сум
9	110/35/10 кВ-ын Шин Шин дэд станц 110/35/10 кВ-ын 1х16 МВа хүчний трансформатор	2015	Мардай-Чулуунхороот	160	2	Дорнод аймгийн Чулуунхороот, Эрэнцавын хилийн боомт, Гурванзагал сум
10	110/35/10 кВ-ын Сансар дэд станц 110/35/10 кВ-ын 1х6.3 МВа хүчний трансформатор	1987-2000	Сансар-Эрдэнэсант /Өндөрширээт/ - Бүрэн-Дэлгэрхаан	158.3	5	Төв аймгийн Эрдэнэсант, Өндөрширээт, Бүрэн, Дэлгэрхаан, Өвөрхангай аймгийн Баян-Өндөр сум
11	110/35/10 кВ-ын Арвайхээр дэд станц 110/35/10 кВ-ын 2х10 МВа хүчний трансформатор	1980-2006	Арвайхээр-Өвдөгхудаг-Баянгол /Төгрөг/ - Сайхан-Овоо	150	5	Өвөрхангай аймгийн Баянгол, Төгрөг, Гучин-Ус сум, Дундговь аймгийн Сайхан-Овоо сум, Өмнөговь аймгийн Мандал-Овоо сум
12	110/35/10 кВ-ын Тамсаг-21 дэд станц 110/35/10 кВ-ын 1х16 МВа хүчний трансформатор	2015	Газрын тосны 21-р талбай-Халх гол сум	124.6	3	Дорнод аймгийн Халх гол сум, Ялалт баг, Хилийн боомт

1. Ховд аймгийн Мянгад сумын 110/35/10 кВ-ын дэд станцаас Говь-Алтай аймгийн Есөнбулаг сумын дэд станц хүртэлх нийт 372.6 км урттай 35 кВ-ын цахилгаан дамжуулах агаарын шугам ашиглагдаж байна.

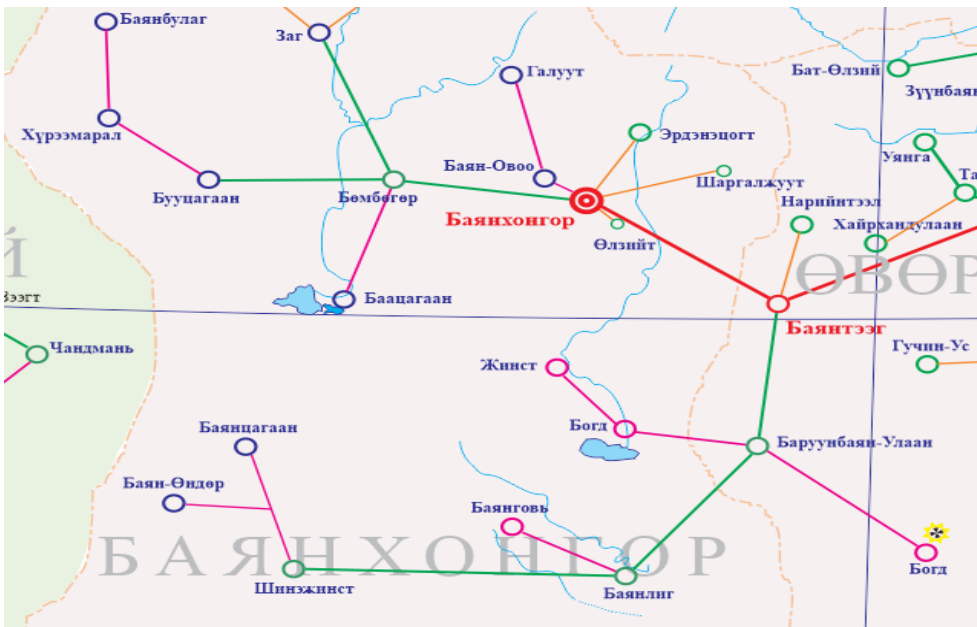
Хангагдаж буй сум суурин газрын нэр: Ховд аймгийн Зэрэг, Дарви, Цэцэг сум, Хөшөөтийн нүүрсний уурхай, Говь-Алтай аймгийн Дарви, Шарга, Хөхморьт, Төгрөг, Бугат сум.



Зураг 3. Ховд аймгийн Мянгад сумын 110/35/10 кВ-ын дэд станцаас Говь-Алтай аймгийн Есөнбулаг сумын дэд станц хүртэлх нийт 372.6 км урттай 35 кВ-ын ЦДАШ

2. Баянхонгор аймгийн Баянтээг сумын 110/35/10 кВ-ын дэд станцаас Баянхонгор аймгийн Шинэжинст сумын дэд станц хүртэл нийт 295.4 км урттай 35 кВ-ын цахилгаан дамжуулах агаарын шугам ашиглагдаж байна.

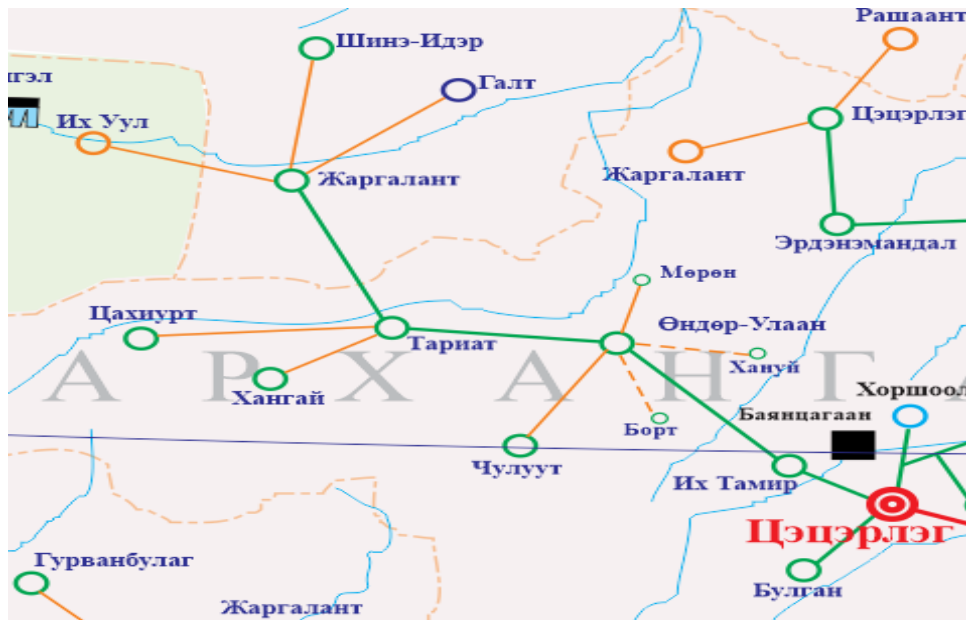
Хангагдаж буй сум суурин газрын нэр: Баянхонгор аймгийн Баруунбаян-Улаан, Богд, Жинст, Баянлиг, Баянговь, Шинэжинст, Баян-Өндөр, Баянцагаан сум.



Зураг 4. Баянхонгор аймгийн Баянтээг сумын 110/35/10 кВ-ын дэд станцаас Баянхонгор аймгийн Шинэжинст сумын дэд станц хүртэл нийт 295.4 км урттай 35 кВ-ын ЦДАШ

3. Архангай аймгийн төвийн 110/35/10 кВ-ын дэд станцаас Хөвсгөл аймгийн Жаргалант сум хүртэл 259.5 км урттай 35 кВ-ын цахилгаан дамжуулах агаарын шугам ашиглагдаж байна.

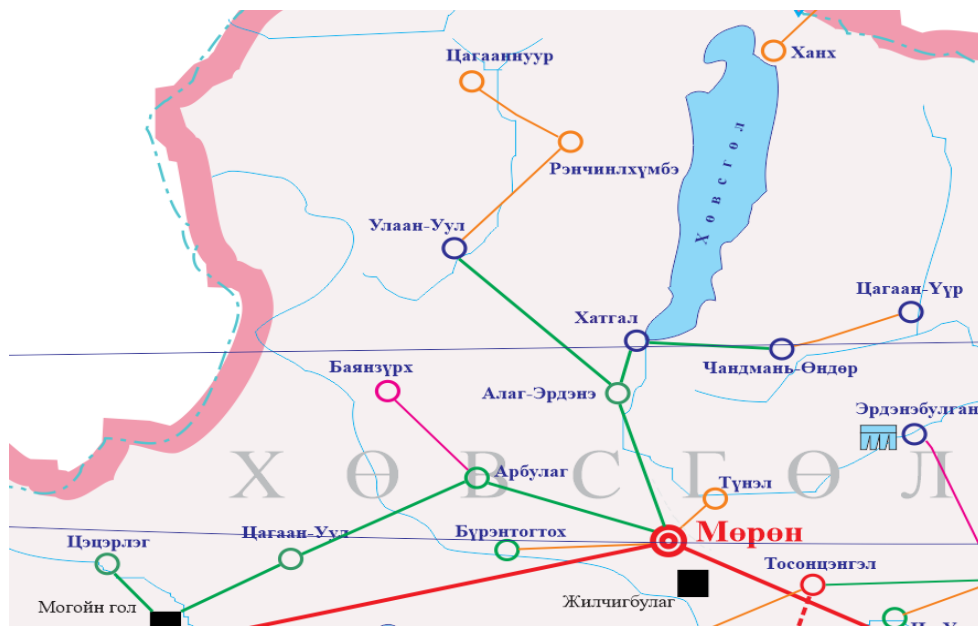
Хангагдаж буй сум суурин газрын нэр: Хөвсгөл аймгийн Алаг-Эрдэнэ, Улаан-Уул, Рэнчинлхүмбэ, Цагаануур, Хатгал, Чандмань-Өндөр, Цагаан-Үүр сум



Зураг 5. Архангай аймгийн төвийн 11035/10 кВ-ын дэд станцаас Хөвсгөл аймгийн Жаргалант сум хүртэл 259.5 км урттай 35 кВ-ын ЦДАШ

4. Хөвсгөл аймгийн төвийн 11035/10 кВ-ын дэд станцаас Хөвсгөл аймгийн Улаан-Уул, Чандмань-Өндөр сум хүртэл 300 км урттай 35 кВ-ын цахилгаан дамжуулах агаарын шугам ашиглагдаж байна.

Хангагдаж буй сум суурин газрын нэр: Хөвсгөл аймгийн Алаг-Эрдэнэ, Улаан-Уул, Рэнчинлхүмбэ, Цагаануур, Хатгал, Чандмань-Өндөр, Цагаан-Үүр сум



Зураг 6. Хөвсгөл аймгийн төвийн 11035/10 кВ-ын дэд станцаас Хөвсгөл аймгийн Улаан-Уул, Чандмань-Өндөр сум хүртэл 300 км урттай 35 кВ-ын ЦДАШ

ГУРАВ. ХОТ СУУРИНГИЙН АЙЛ ӨРХИЙН ЦАХИЛГААНЫ ХЭРЭГЛЭЭГ НАРНЫ ЭРЧИМ ХҮЧЭЭР ХАНГАХ СУДАЛГАА

3.1. Монгол орны нарны эрчим хүчний нөөц, хөгжлийн хэтийн төлөв

Монгол улс нь сэргээгдэх эрчим хүчний нөөцөөр баялаг орон юм. Судалгааны байгууллагуудын мэдээний дагуу Монгол улс нь 4774 ТВт нарны, 1100 ГВт салхины, 6200 МВт усны эрчим хүчний нөөцтэй гэж тогтоогдсон төдийгүй Сэргээгдэх эрчим хүчний үндэсний төв болон АНУ-ын сэргээгдэх эрчим хүчний лабораторийн тооцоолсноор Монгол орон нар, салхины эрчим хүчний эх үүсвэрүүдээс 15000 мянган кВт.ц хүртэл ЦЭХ үйлдвэрлэх боломжтой байгаа нь 2030 оны Хятад улсын цахилгаан эрчим хүчний нийт хэрэглээг хангахуйц хэмжээний нөөц юм (5).

Нарны цацрагийг төвлөрүүлж эрчим хүч гаргах төрөл бүрийн технологийн хувьд нарны шулуун цацрагийн хэмжээ онцгой нөлөөтэй тул нарны тархмал цахилгаан станцуудыг барьж байгуулах тохиромжтой байршлыг сонгоход хамгийн чухал хүчин зүйл нь болдог. Нарны шулуун цацрагийн нөөцийг жилээр илэрхийлдэг бөгөөд нарны цацрагийн байнгын хэлбэлзэл тогтворгүй байдлыг харгалзан ихэвчлэн олон жилийн дундаж үзүүлэлтээр үнэлдэг.

Тархмал эх үүсвэр нь нарны дулааны цахилгаан станц байхаар бол төвлөрүүлэгчтэй нарны дулааны технологийг ашиглах хамгийн оновчтой байрлалын хувьд нарны шулуун цацрагийн жилийн нийлбэр хэмжээ 2200 кВт.ц/м²/жил-ээс дээш хэмжээний нөөцтэй байх шаардлага тавигддаг байна. Учир нь нарны дулааны станц нь цахилаан дулаан үйлдвэрлэх уурын турбин ажиллуулах тул өндөр температурын уур, усны үйлдвэрлэл явуулахад шулуун цацрагийн хэмжээ өндөр байх ёстой.

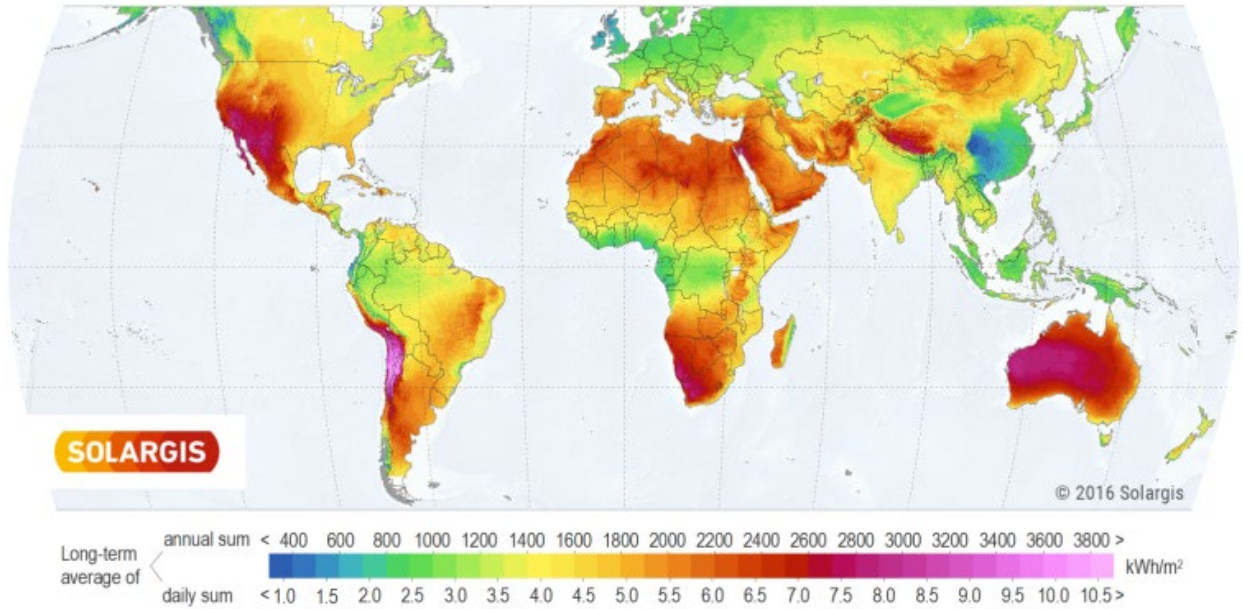
Манай орны хувьд 2013-2014 онд нарны дулааны станц барих байрлалыг тогтоох зорилгоор говь, хангай, талын бүс нутгийн дөрвөн аймгийн нутагт хэмжилт хийсэн нь шулуун цацрагийн хэмжилтийн хамгийн сүүлийн мэдээлэл болж байна. Энэ хэмжилтээр Архангай, Хэнтий, Өмнөговь, Дорноговь аймгийн төвүүдэд байнгын ажиллагаатай хянах төхөөрөмж суурилуулан нарны шулуун цацрагийг хэмжих боловсруулах ажил хийгдсэн байна. Хэмжилтийн дүнг хураангуйлан Хүснэгт 4-д үзүүлэв.

Хүснэгт 4. Сонгож авсан аймгийн төвүүдийн нарны шулуун цацрагийн

№	Аймаг	Аймгийн төв	Айгийн төвийн байршлийн солбицол	Нарны шулуун цацрагийн өдрийн дундаж (жилийн дундаж) кВт.ц/м ² /өдөр	Нарны шулуун цацрагийн жилийн нийлбэр хэмжээ кВт.ц/м ² /жил	CSP буюу нарны төвлөрүүлэгчтэй НДЦС-ын технологи ашиглах боломж
1	Архангай	Цэцэрлэг хот	Өргөрөг: 47°28'36.97"N Уртраг: 101°27'1.55"E	4.59	1675.3	Хангалтгүй
2	Дорноговь	Сайншанд хот	Өргөрөг: 44°53'34.54"N Уртраг: 110°8'9.66"E	6.39	2332.3	Хангалттай
3	Хэнтий	Чингис хот	Өргөрөг: 47°19'24.35"N Уртраг: 110°30'40.62"E	4.68	1708.2	Хангалтгүй
4	Өмнөговь	Даланзадгад хот	Өргөрөг: 43°34'12.33"N Уртраг: 104°25'10.36"E	6.60	2409	Хангалттай

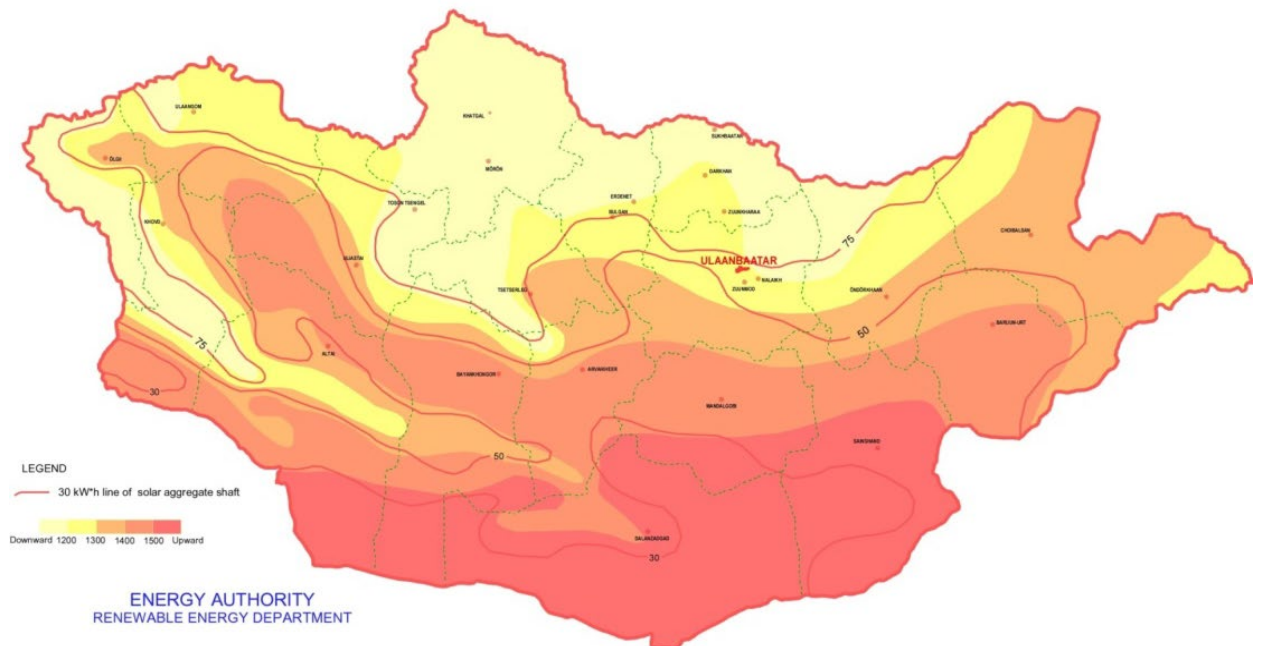
АНУ-ын Агаар мандал, сансар судлалын агентлагийн (NASA) веб сайтад байх дэлхийн гадаргуугийн цаг уурын үзүүлэлтийн мэдээллийн сангаас авсан 1983 оноос 2005 он хүртэл нийт 22 жил сансарын хиймэл дагуулаас хэмжиж тогтоосон нарны шулуун цацрагийн дундаж утгуудыг Архангай аймгийн Цэцэрлэг хот, Дорноговь аймгийн Сайншанд хот, Өмнөговь аймгийн Даланзадгад хот, Хэнтий аймгийн Өндөрхаан хотуудын хэмжилтийн дүнтэй харьцуулан дүгнэхэд Сайншанд болон Даланзадгадын хувьд нарны шулуун цацрагийн жилийн нийлбэр хэмжээ 2200 кВт.ц/м²/жил-ээс их байна. Иймд нарны шулуун цацрагийн нөөцийн талаас нь авч үзвэл энэ 2 байрлалын хувьд төвлөрүүлэгчтэй нарны дулааны цахилгаан станцыг байгуулах боломжтой гэж үзэж байна. Энэ 2 байрлалын хувьд нарны шулуун цацрагийн жилийн дундаж утга нь өдрөөр 6.39-өөс 6.60 кВт.ц/м²/жил байгаа нь нарны дулааны цахилгаан станцын төвлөрүүлэгч технологид шаардагдах хэмжээнд байгаа нь доорх зургаас харагдаж байна (6).

DIRECT NORMAL IRRADIATION

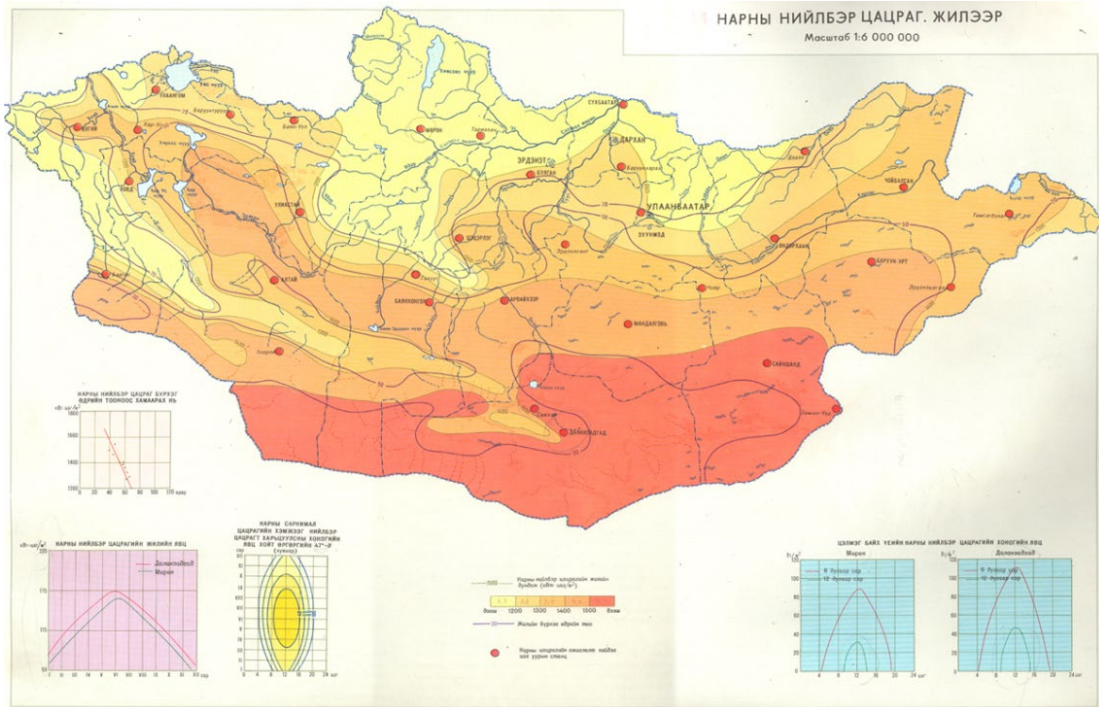


Зураг 7. Нарны цацрагийн энергийн ашиглах төвлөрүүлэгчтэй технологи ашиглахад шаардагдах нарны шулуун цацрагийн хэмжээ

Чингис болон Цэцэрлэг хотуудын хувьд нарны шулуун цацрагийн жилийн нийлбэр хэмжээ нь 1675–аас 1708 кВт.ц/м²/жил байгаа тул нарны шулуун цацрагийн эрчмийн түвшин болон нөөц нь төвлөрүүлэгчтэй нарны дулааны цахилгаан станц байгуулахад хангалттай хэмжээнд бус, харин төвлөрүүлэгчтэй нам температурын халаалтын систем болон нарны панель суурилуулан цахилгаан үйлдвэрлэх нарны цахилгаан станц /НЦС/ барихад нэн тохиромжтой, ашиглах боломжтой байна.

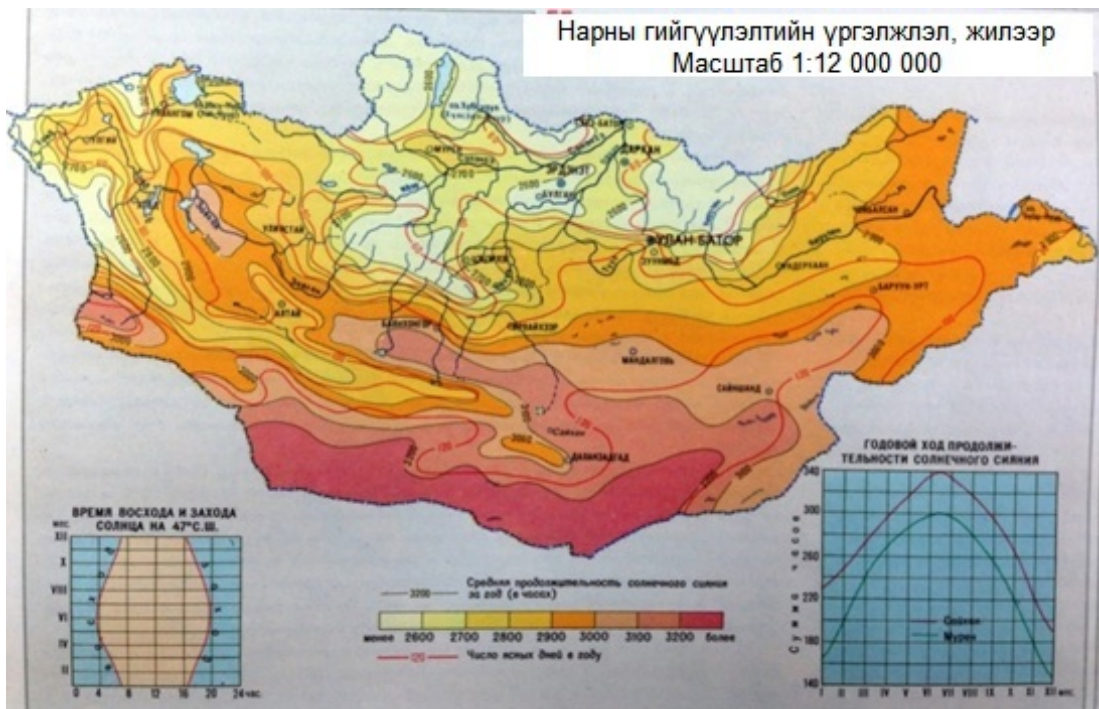


Зураг 8. Монгол орны нарны эрчмийн нөөцийн атлас, ЭХГ 2010 он



Зураг 9. 1985 онд боловсруулан гаргасан Монгол орны нарны эрчмийн нөөцийн атлас

Нарны нийлмэл цацрагийн нөөцийн атласаас харахад Монгол орны өмнөд бүс нутагт нарны цацрагийн эрчмийн хэмжээ өндөр бөгөөд Өмнөговь аймгийн Даланзадгад болон Дорноговь аймгийн Сайншанд хотод нарны эрчмийн хэмжээ хамгийн их буюу 1-р зэрэглэлийн бүсэд багтаж байна. Архангайн Цэцэрлэг хот болон Хэнтий аймгийн Өндөрхаан хотуудын хувь нарны эрчмийн 3-р бүсэд багтаж байна.



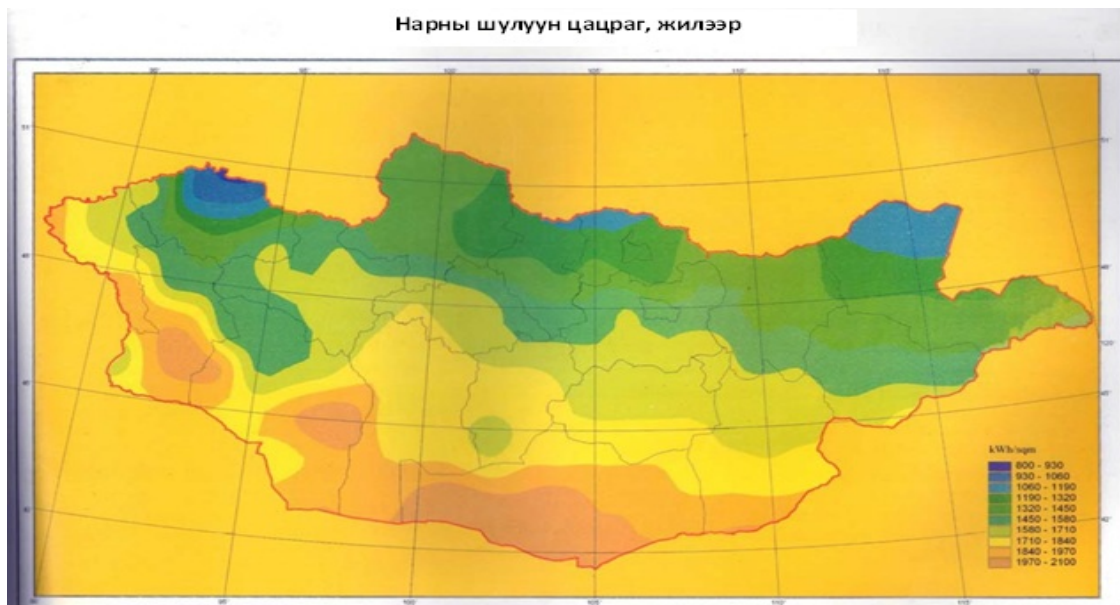
Зураг 10. 1985 онд гаргасан Монгол орны нарны гийгүүлэлтийн үргэлжлэлийн атлас

Нарны гийгүүлэх цагийн бүсчлэлээр Архангай аймгийн Цэцэрлэг хот жилд 2700 цаг, Хэнтий аймгийн Өндөрхаан хот жилд 2800 цаг, Дорноговь аймгийн Сайншанд хот жилд 3000 цаг, Өмнөговь аймгийн Даланзадгад хот жилд 3100 цагийн бүсэд тус тус багтаж байгаа нь Хүснэгт 5-аас харагдаж байна.

Хүснэгт 5. Нарны гийгүүлэх хэмжээ цаг/жил

Цэцэрлэг	Өндөрхаан	Сайншанд	Даланзадгад
2700 цаг/жил	2800 цаг/жил	3000 цаг/жил	3100 цаг/жил

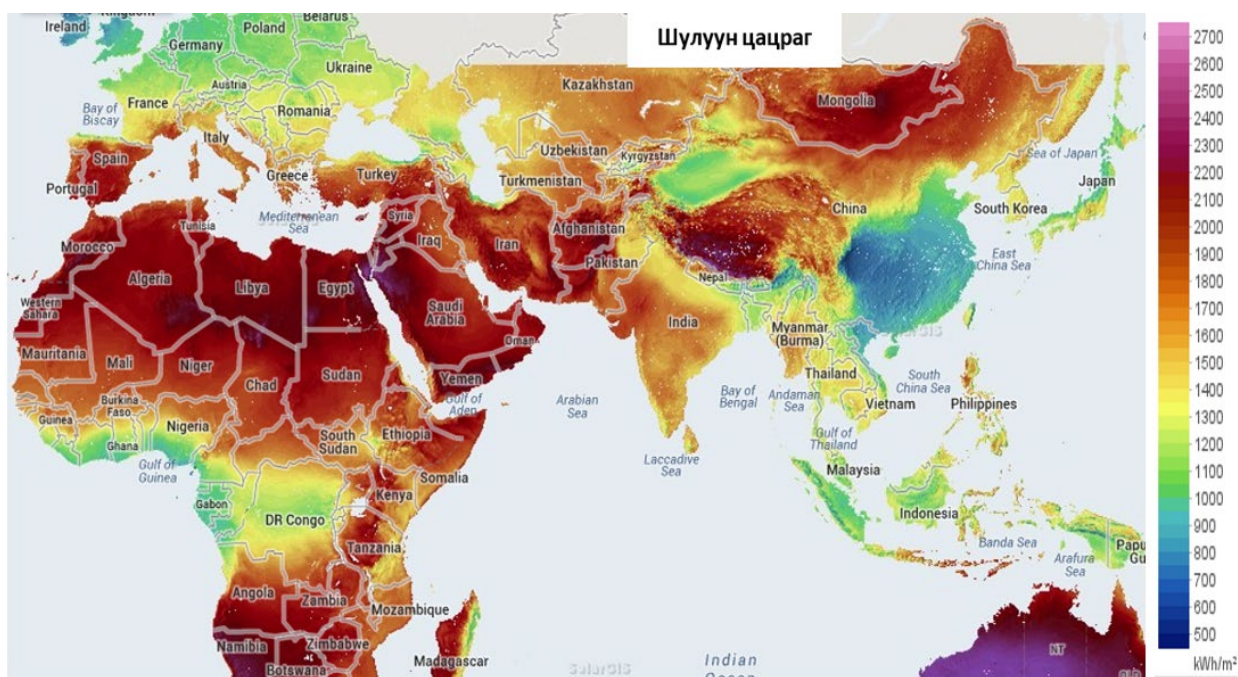
Нарны жилд гийгүүлэх цагаараа Даланзадгад хамгийн эхэнд орж Сайншанд хот удаалж байна. Энэхүү 2 байрлалын хувьд нарны шулуун цацрагийн эрчмийг илүү удаан хугацаагаар ашиглах боломжтой ба өргөргийн хойд бүс рүү байгаа Цэцэрлэг болон Өндөрхаан хотуудын хувьд нарны гийгүүлэх цаг арай бага байна. 2010 онд Эрчим хүчний газраас гаргасан нарны атласт нарны шулуун цацрагийн хэмжээг нийт нутгийн хэмжээнд тодорхойлон гаргасан байна.



№	Бүс нутаг (өнгөөр)	Хүчин чадал / кВт.цаг/м ² /
1		800-930
2		930-1060
3		1060-1190
4		1190-1320
5		1320-1450
6		1450-1580
7		1580-1710
8		1710-1840
9		1840-1970
10		1970-2100

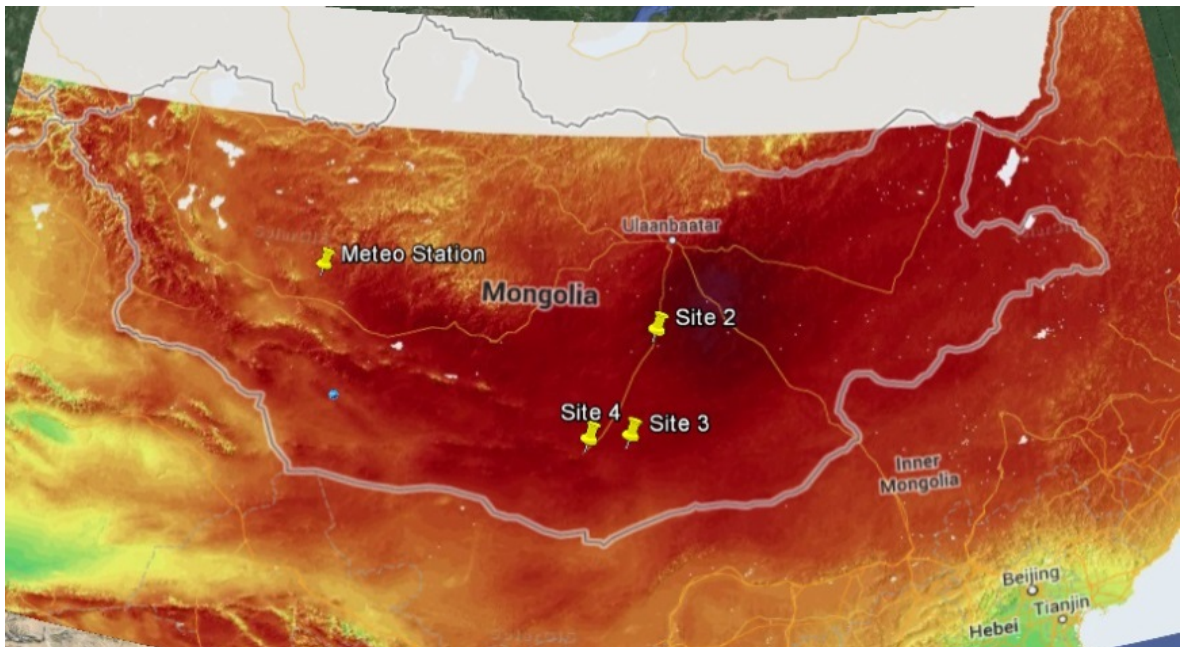
Зураг 11. Монгол орны нарны шулуун цацрагийн нөөцийн атлас

Дээрх атласаас харахад Даланзадгад хот 9-10 дугаар бүс буюу нарны шулуун цацрагийн жилийн хэмжээ нь 1970-2100 кВт.ц/м²/жил байгаа нь 1985 онд боловсруулсан нарны атлас дээр байгаа хэмжээ болон 2013-2014 онд 4-н аймгийн төвд суурилуулсан цаг уурын автомат хэмжилтийн станцаар газар дээр нь хэмжсэн утгатай харьцуулахад их ойролцоо Сайншанд харьцангуй бага, Архангай Хэнтий ойролцоо дүнтэй байна. Энэ нь нийт нутгийн нарны цацрагийн хэмжээг тодорхойлсон тул суурь мэдээлэл болж болохоор байна. Харин газар дээрх хэмжилтээс үзэхэд Сайншанд хот дахь нарны шулуун цацрагийн эрчмийн дундаж утга нь Даланзадгад хот дахь нарны шулуун цацрагийн дундаж утгатай ойролцоо байгаа нь 1985 онд гаргасан нарны атласт үзүүлснээр нарны цацрагийн эрчмийн нэг буюу адил бүсэд багтаж байгааг нотлон харуулж байна. Цаг уурын автомат хэмжилтийн станцыг олон газарт суурилуулж бодит мэдээллийн бааз суурь бий болгох нь чухал байна.



Зураг 12. Нарны шулуун цацрагийн хэмжээ

ХБНГУ-ын Ламейр Интернейшнл зөвлөх компанийн 2013-2014 оны судалгаагаар Монгол орны өмнөд хэсгээр нарны шулуун цацрагийн эрчим нь төв африк, Австралийн хойд хэсэгтэй ижил хэмжээнд өндөр байгааг Зураг 12-д харуулж байна.



Зураг 13. Монгол орны өмнөд хэсгээр нарны шулуун цацрагийн эрчим

Бүх аймгийн төвүүдэд агаарын бохирдол ижил түвшинд байгаа нь ажиглагдсан бөгөөд агаарт байгаа утаа болон жижиг хэсгүүд нь нарны цацрагийг сарниулж эрчмийг нь бууруулдаг тул аливаа тархмал нарны эх үүсвэрийг утааны бохирдлоос зайтай байршил сонгож авах шаардлагатай юм.

Тархмал нарны эх үүсвэрүүдийг сонгохдоо дээр дурдсан нарны шулуун цацрагийн эрчим өндөр байхаас гадна ашиглах гэж буй технологийн төрөл, станцын дизайн, цахилгаан дамжуулах сүлжээнд холбох зардал, эрчим хүчний үнэ тариф болон засгийн газрын зүгээс тархмал нарны эх үүсвэрийг барихад үзүүлэх дэмжлэг, урамшуулал олгох бодлого, гадаадын хөрөнгө оруулалтын хувьд хууль эрх зүйн таатай орчин бүрэлдсэн зэрэг хүчин зүйл чухал нөлөөтэй байдаг. Энэ удаагийн төслийн хувьд тархмал нарны эх үүсвэрээр одоогийн цахилгаан системийг хэрхэн дэмжих, алдагдлыг бууруулах, үр ашгийг дээшлүүлэх боломж зэргийг илүү авч үзэх нь зөв юм.

Ховд аймгийн Мянгад суманд баригдах 15 МВт чадалтай нарны цахилгаан станцын хэмжилтийн дүнгээс харахад баруун бүс нутагт НЦС барих шулуун цацрагийн хэмжээ хангалттай түвшинд байна гэж харагдаж байна. Сүүлийн жилүүдэд ашиглалтад орсон НЦС-уудын ажиллагааны байдал болон нарны станцын чиглэлээр хийгдсэн ТЭЗҮ-ээс тархмал нарны үүсвэрүүд үүний дотор НЦС-ыг манай орны хойд, баруун хойд хэсэг ойн бүс, уулархаг нутгаас бусад нийт нутагт тавих боломжтой харин нарны дулааны станцын хувьд говийн бүс нутагт барих боломжтой нь харагдаж байна. Нийт аймгууд агаарын бохирдлын хэмжээ өндөр байгаа нь түүхий нүүрсний хэрэглээтэй холбоотой тул аймгийн төвийн дулаан

хангамжид нарны дулааны цахилгаан станц, нам даралтын нарны халаалтын зуух ашиглах боломж байгаа тул тархмал нарны системийг зөвхөн НЦС гэж явцуу хүрээнд ойлгож хэрэгжүүлэх нь буруу гэж үзэж байна.

3.2. Алслагдсан сум, суурин газар, малчин айл өрхийг сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрээс цахилгаанаар хангаж буй байдал, нар салхины цахилгаан станцын ашиглалт

Сэргээгдэх эрчим хүчийг хөгжүүлэх асуудалд Монгол улсын засгийн газраас анхаарч ажиллаж ирсэн. 1999 онд 100000 нарны гэр үндэсний хөтөлбөр, 2005 онд Сэргээгдэх эрчим хүчний үндэсний хөтөлбөр, 2007 онд Монгол Улсын сэргээгдэх эрчим хүчний тухай хуулийг тус тус батлан гаргасан нь сэргээгдэх эрчим хүчийг хөгжүүлэх хууль эрх зүйн орчин бүрдсэн гэж үзэж болно.

Монгол оронд сэргээгдэх эрчим хүчний нөөцийг ашиглах үндсэн зорилтуудын нэг нь хөдөөг цахилгаан эрчим хүчээр хангах явдал байсан юм.

Хөдөөг цахилгаан эрчим хүчээр хангах хоёр гол зорилтыг тавьсан байдаг.

1. Малчин айл өрхийг цахилгаанаар хангах
2. Эрчим хүчний төвлөрсөн системээс алслагдсан сумын төв, суурины сэргээгдэх эрчим хүч ашиглан цахилгаанаар хангах

Малчин айл өрхийг цахилгаанаар хангах зорилтын хувьд гэрэлтүүлэг, радио, телевиз ажиллуулах зэрэг ахуйн цахилгааны хэрэглээг хангахад чиглэгддэг.

Хүснэгт 6. Монголын малчин айлыг цахилгаантай болгох чиглэлээр хэрэгжүүлсэн ажлын үе шат

Он	Эрчим хүчний эх үүсвэр	Цахилгаан үүсгүүр	Өрхийн тоо	Хэрэгжүүлсэн арга
1970-1990	Шингэн түлш	Дотоод шаталтын хөдөлгүүр	13000	Импортоор авч малчдад худалдсан
1980-1990	Нүүрс	Дулааны цахилгаан станц	Цөөн тооны айлд	Өндөр хүчдэлийн шугамын ойролцоох айл
1990 оноос	Салхины эрчим хүч	Салхин цахилгаан үүсгүүр (Рутланд маягийн 50 Вт)	2000 орчим	Монголд үйлдвэрлэж худалдсан
		Салхин цахилгаан үүсгүүр (Хятад FD маягийн 100Вт)	1000 орчим	Хил худалдаагаар авч худалдсан
1990	Нарны эрчим хүч	Нарны цахилгаан үүсгүүр (Хятад аморф цахиур дэлгэц 11 Вт)	3000	Хил худалдаагаар авч худалдсан

1992	Нарны эрчим хүч	Нарны цахилгаан үүсгүүр (Кеосера корпораци 200Вт)	200	Японы NEDO-ийн туршилтын төсөл
1997 оноос	Нарны эрчим хүч	Нарны цахилгаан дэлгэц угсрах үйлдвэр	1500 орчим	Монголд үйлдвэр-лэж худалдсан
2003 онд	Нарны эрчим хүч	Нарны цахилгаан үүсгүүр (50Вт) Японы Шарф	11170	Японы буцалтгүй тусламжийн төсөл
2004 онд	Нарны эрчим	Нарны цахилгаан үүсгүүр (20, 50, 75 Вт) Хятадын Сантех үйлдвэр	20620	Хятадын буцалт-гүй тусламжийн төсөл
2007 онд	Нарны эрчим	Нарны цахилгаан үүсгүүр (50 Вт) Хятадаас худалдаж авсан	40400	Монгол Улсын Засгийн газрын төсөл

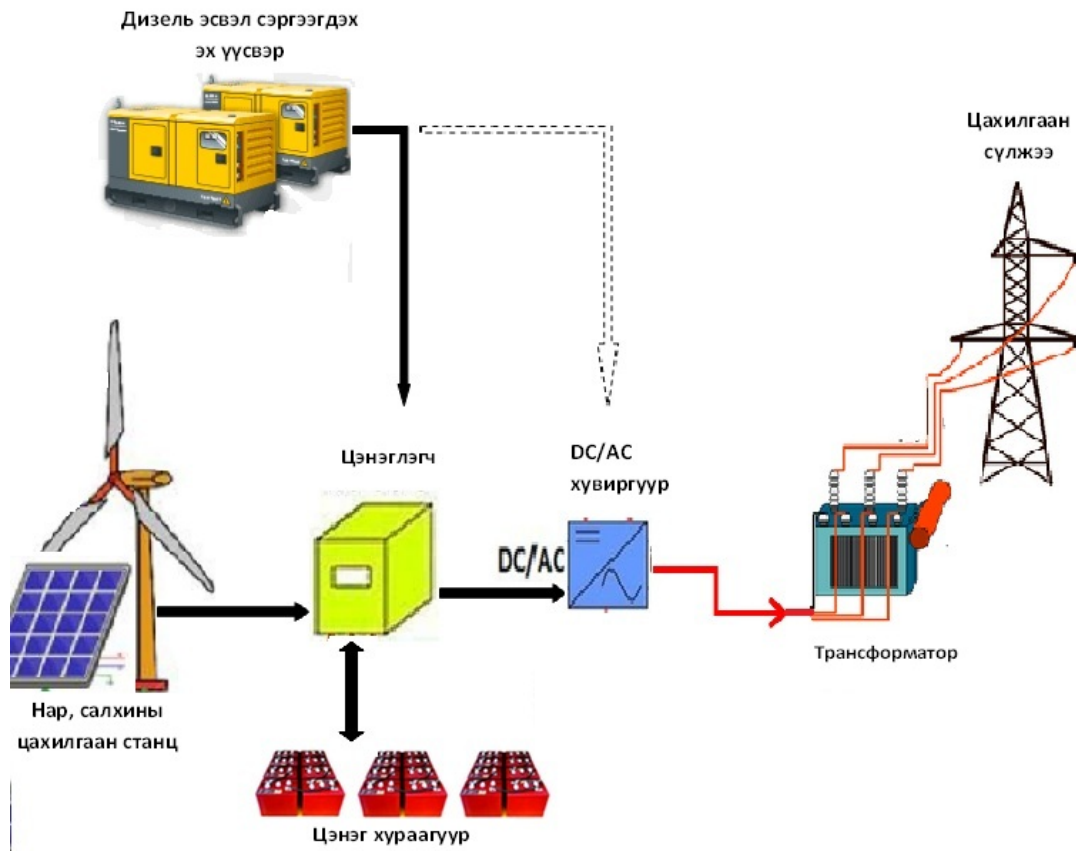
Дээрх судалгаанаас харахад малчин айлыг цахилгаанаар хангах гол эх үүсвэр нь нарны эх үүсвэр байна. Малчин айлын гэр ахуйдаа ашиглахад тохиромжтой нарны цахилгаан үүсгүүрийн нэгжийн чадал нь 50-60 ба 100 Вт орчим байвал, овор хэмжээ, ашиглалтын хувьд тохиромжтой байдаг болох нь туршилтын дүнгээс харагдаж байна. Малчдыг цахилгаанаар хангах зорилгоор Монголын компаниуд болон олон улсын байгууллагын буцалтгүй тусламжаар нарны цахилгаан станц, салхин цахилгаан станцыг малчдад нийлүүлж ирсэн. Одоогийн байдлаар 100 мянга гаруй малчин айл 20-100 Вт чадалтай цахилгаан үүсгүүртэй болсон байна (7). Энэ зорилтыг хэрэгжүүлэхийн тулд 1999 онд “100000 нарны гэр” үндэсний хөтөлбөр гарган хэрэгжүүлсэн нь чухал ач холбогдолтой болсон байна.

Хүснэгт 7. Малчин айлд зориулан олон улсын байгууллага болон МУЗГ-аас хэрэгжүүлсэн төслийн тоон үзүүлэлт

Нарны цахилгаан үүсгүүр	Тоо ширхэг	Тайлбар
Малчдад зориулсан нарны цахилгаан үүсгүүр 62Вт /Японы буцалтгүй тусламж/	11170	Япон, Хятад улсад үйлдвэрлэж, суурийг Монголд хийсэн.
Нарны цахилгаан үүсгүүр (20, 50, 75 Вт) /Хятадын буцалтгүй тусламж/	20620	Хятад улсад үйлдвэрлэж нийлүүлсэн.
Нарны цахилгаан үүсгүүр (50 Вт) /Монголын Улсын Төсвийн хөрөнгө/	40400	Хятадаас худалдаж авсан.
Дүн	72190	
Бусад	30000 орчим	
Нийт	100000 гаруй	

3.3. Эрчим хүчний төвлөрсөн системээс алслагдсан сумын төв, суурины сэргээгдэх эрчим хүч ашиглан цахилгаанаар хангаж буй байдал

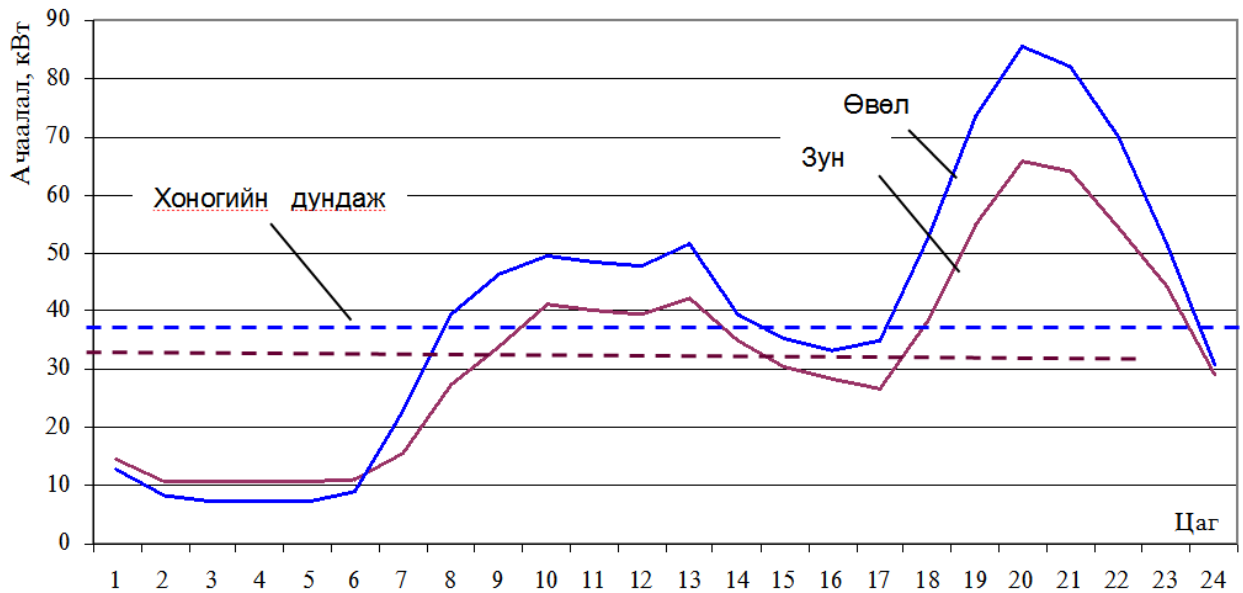
Эрчим хүчний төвлөрсөн системээс алслагдсан хэрэглэгчдийг нар, салхи, усны эрчим хүч болон эрчим хүчний бусад эх үүсвэртэй /тухайлбал дизель станцтай/ хослон ажиллуулах замаар цахилгаанаар хангаж байна (8).



Зураг 14. Сумын төвийн цахилгаан хангамжийн ерөнхий схем

Манай орны эрчим хүчнээс алслагдсан нэлээд тооны сумдад нар, салхи хосолсон биеэ даасан цахилгаан станцыг байгуулсан. Эдгээр станцыг байгуулахдаа сумын хэрэглээний судалгаан дээр үндэслэн хүчин чадлыг тооцож гаргаж байсан.

Олон улсын байгууллагын буцалтгүй тусламжаар хэрэгжүүлсэн төслүүдийн судалгааны ажлын материал болон мэргэжлийн байгууллагуудын хийж гүйцэтгэсэн техник эдийн засгийн үндэслэлүүдэд сумдын цахилгааны хэрэглээг 2006 оны түвшинд болон ирээдүйн 20-30 орчим жилийн хөгжлийн хүрээнд авч үзсэн 30 орчим сумын цахилгааны хэрэгцээг дундажлан сумдын төвийн өвөл, зуны цахилгаан эрчим хүчний хэрэглээ, хоногийн цахилгаан ачааллын графикийг Зураг 15-д гаргаж үзүүллээ.



Зураг 15. Сумын төвийн цахилгаан ачааллын график

Сумдын дундаж цахилгаан эрчим хүчний өвөл цагийн хоногийн их ачаалал 85 кВт, бага ачаалал 7 кВт, хэрэгцээ 946 кВт-ц, цагийн дундаж ачаалал 39,4 кВт.ц, зун цагийн их ачаалал 66 кВт, бага ачаалал 11 кВт, хэрэгцээ 779 кВт.ц, цагийн дундаж ачаалал 32.4 кВт чадал тус тус байх бөгөөд ойролцоогоор жилд 320 мян.кВтц цахилгаан эрчим хүч хэрэгтэй гэсэн үнэлгээг гарсан байна. Энэ хэргэлээ нь дээр үндэслэн доорх хүснэгтэд үзүүлсэн сумдын суурилагдсан чадлыг тооцсон. Гэхдээ өмнө нь дизель станцаас хангагдаж байх үетэй харьцуулахад байнгын цахилгаан хангамжтай болсноос хойш хэрэглээ их өсөж байна.

3.4. Нар, салхины цахилгаан станцын ашиглалтын одоогийн байдал

Хүснэгт 8. Сумдын төвийг цахилгаанаар хангах зорилгоор байгуулсан нар, салхины цахилгаан станцууд

Д/д	Байршил	Хүчин чадал /кВт/	Төрөл	Одоогийн байдал
1	Говь-Алтай аймгийн Цээл сум	150	Нар, салхины цахилгаан станц	15кВ-ын ЦДАШ-аар ЦЭХ-д холбогдсон.
2	Баянхонгор аймгийн Баян-өндөр сум	150		ЦДАШ-аар ЦЭХ-д холбогдсон.
3	Баянхонгор аймгийн Шинэжинст сум	150		35кВ-ын ЦДАШ-аар ЦЭХ-д холбогдсон.
4	Өмнөговь аймгийн Манлай сум	150		ЦДАШ-аар ЦЭХ-д холбогдсон.
5	Дорноговь аймгийн Хатанбулаг сум	150	Салхин цахилгаан станц	ЦДАШ-аар ЦЭХ-д холбогдсон.
6	Өвөрхангай аймгийн Богд сум	80		ЦДАШ-аар ЦЭХ-д холбогдсон.
7	Өмнөговь аймгийн Сэврэй сум	80		ЦДАШ-аар ЦЭХ-д холбогдсон.
8	Дорнод аймгийн Матад сумын	52.5		ЦДАШ-аар ЦЭХ-д холбогдсон.

Станцуудын үйл ажиллагааг зогсоосон

9	Завхан аймгийн Ургамал сум	150	Нарны цахилгаан станц	ЦДАШ-аар ЦЭХ-д холбогдсон.	
10	Завхан аймгийн Дөрвөлжин сум	150		15кВ-ын ЦДАШ-аар ЦЭХ-д холбогдсон.	
11	Говь-алтай аймгийн Бугат сум	140		ЦДАШ-аар ЦЭХ-д холбогдсон.	
12	Ховд аймгийн Цэцэг сум	100		35 кВ-ын ЦДАШ-аар ЦЭХ-д холбогдсон.	
13	Баянхонгор аймгийн Баянцагаан сум	60		ЦДАШ-аар ЦЭХ-д холбогдсон.	
14	Говь-алтай аймгийн Алтай сум	200	Нарны цахилгаан станц	Бүрэн хүчин чадлаар ажиллаж байна	
15	Говь-Алтай аймгийн Цогт сум	100	Нарны цахилгаан станц	Бүрэн хүчин чадлаар ажиллаж байна	
16	Дорноговь аймгийн Мандах сум	180	Нар, салхины цахилгаан станц	Бэлтгэл эх үүсвэрээр ажиллуулж байна.	

Хүснэгт 8-д харуулсан 16 сум суурин газрын СЭХ-ний эх үүсвэрээс 13 эх үүсвэрийн үйл ажиллагааг зогсоосон байна. Одоогоор тогтвортой ажиллаж байгаа гурван эх үүсвэрийн талаар товч дурдвал:

1. Говь-алтай аймгийн Алтай сумын 200 кВт-ын НЦС

Ашиглалтад орсон он, сар, өдөр: 2010 оны 7 дугаар сард Улсын комисс хүлээн авсан. Нарны цахилгаан станц нь сумын хэрэглэгчдийг өдрийн цагаар эрчим хүчээр ханган ажиллаж байна. Азийн хөгжлийн банкны хөрөнгө оруулалтаар тус станцыг 1МВт-ын хүчин чадалтай нар, салхины цахилгаан станцаар өргөтгөх төсөл хэлэлцэгдэж байгаа бөгөөд, төслийн хүрээнд СЭХҮТ-өөс шаардлагатай хэмжилт судалгааг Алтай суманд хийж байгаа.

2. Говь-алтай аймгийн Цогт сумын Баянтоорой багийн 100 кВт-ын НЦС

Ашиглалтад орсон он, сар, өдөр: 2010 оны 7 дугаар сард Улсын комисс хүлээн авсан. Нарны цахилгаан станц нь сумын хэрэглэгчдийг тэнгэр цэлмэг үед 24 цагийн эрчим хүчээр ханган ажиллаж байна. Одоогоор тус станцыг улсын хөрөнгө оруулалтаар хүчин чадлыг 50кВт-аар өргөтгөж, 15кВ-ын ЦДАШ, дэд станц барьж холбосон. Ингэснээр тус станц нь АУЭХС-тэй зэрэгцээ ажиллахаас гадна, шаардлагатай үед бие даан ЦЭХ үйлдвэрлэж, түгээх зориулалтаар цэнэг хураагууруудыг нэмж суурилуулах юм.

3. Дорноговь аймгийн Мандах сумын 180 кВт-ын нар, СЦС

Ашиглалтад орсон он, сар, өдөр: 2010 оны 9 дүгээр сарын 5-нд Улсын комисс хүлээн авсан. Нар салхины цахилгаан станц нь сумын хэрэглэгчдийг байнгын эрчим

хүчээр ханган ажиллаж байна. 2017 оны 5 сард тус сумыг Говийн бүсийн цахилгаан системд холбосон тул бэлтгэл эх үүсвэрээр ажиллуулж байна.

Улирлын чанартай ажиллаж байгаа болон цахилгаан системд холбогдон диспетчерийн зохицуулалтаар ажиллаж байгаа СЭХ-ний эх үүсвэрүүдийн талаар Хүснэгт 9-д харууллаа. Эдгээр станцаас Галуутай, Богд, Хүнгүй, Гуулин, Тосонцэнгэлийн УЦС-ууд улирлын чанартай ажиллаж байгаа бөгөөд зуны цагт АУЭХС-д холбогдон диспетчерийн хатуу зохицуулалтгүй ажиллаж байна.

Хүснэгт 9. Том чадлын нар, салхины цахилгаан станцууд болон, усан цахилгаан станцын ашиглалтын одоогийн байдал

№	Эх үүсвэр	Хүчин чадал /цахилгаан, МВт/	Ашиглалтад орсон огноо
Усан цахилгаан станц			
1	Дөргөний усан цахилгаан станц	12	2008
2	Тайширын усан цахилгаан станц	11	2009
3	Галуутай УЦС	0.15	2009
4	Хүнгий УЦС	0.1	2009
5	Богдын гол УЦС	2	1997
6	Гуулин УЦС	0.4	1999
7	Тосонцэнгэл УЦС	0.375	2007
Салхин цахилгаан станц			
8	Салхитын СЦС	50	2013
9	Цэций СЦС	50	2017
10	Шанд СЦС	55	2018
Нарны цахилгаан станц			
11	Дарханы нарны цахилгаан станц	10	2017
12	Моннаран НЦС	10	2017
13	Гэгээн НЦС /Замын-Үүд/	15	2018
14	Сүмбэр НЦС	10	2019
15	Бөхөг НЦС	15	2019

Харин 10 МВт-аас дээш чадалтай доорхи цахилгаан станцууд үйл ажиллагаагаа диспетчерийн зохицуулалтын дор явуулж байгаа доорхи 8-н станцын хувьд бүгд Төвийн бүсийн цахилгаан системд холбогдсон ба цахилгаан системийн суурилагдсан хүчин чадал нэмэгдсэн, цахилгаан систем чадлын дутагдалтай үеийн горим ажиллагаанд сайн нөлөө үзүүлдэг, ногоон эх үүсвэрийн хувьд давуу талтай боловч бүгд эрчим хүч борлуулж ашиг олох арилжааны үйл ажиллагаа давамгайлсан тул нүүрсээр ажилладаг цахилгаан станцын горим ажиллагаанд ялангуяа өвлийн улиралд сөрөг нөлөөлөх, үнэ тарифын хувьд өндөр зэрэг асуудлууд их дагуулдаг.

1. Төв аймгийн Сэргэлэн сумын 50 МВт-ын Салхит салхин цахилгаан станц

Ашиглалтанд орсон он, сар, өдөр: 2013 оны 06 дугаар сарын 17-нд Улсын комисс хүлээн авсан монголын хамгийн анхны салхин цахилгаан станц юм. Салхитын Салхин цахилгаан станцын төслийн дагуу 110/35 кВ-ын дэд өртөө, 110 кВ-ын ил хуваарилах байгууламж, 35 кВ-ын хуваарилах байгууламжийн барилга, 15 ширхэг салхин турбин генератор, 110 кВ-ын цахилгаан дамжуулах агаарын шугамыг ашиглалтад оруулсан. 2018 онд нийт 154934.40 мян.кВт.цаг ЦЭХ төвийн эрчим хүчний системд нийлүүлсэн байна.

2. 50 МВт-ын Цэций салхин цахилгаан станц

2017 оны 10 дугаар сарын 06-ны өдөр нээлтээ хийж ашиглалтад орсноос хойш тасралтгүй үйл ажиллагаа явуулж Төвийн бүсийн нэгдсэн сүлжээнд 32 км гаруй урттай цахилгаан дамжуулах агаарын шугамаар ЦЭХ нийлүүлж байна. Тус бүр нь 2 МВт-ын хүчин чадалтай 25 ширхэг салхин турбинтэй. Тус станц нь сард дунджаар 20-25 мянган кВт/ц ЦЭХ үйлдвэрлэх боломжтой хэдий ч ДҮТ-ийн горимын дагуу нийт эрчим хүчнийхээ 40-50% орчмыг хязгаарлуулдаг. 2018 оны байдлаар нийт 146239.45 мян.кВт.цаг ЦЭХ түгээсэн байна.

3. 55 МВт-ын хүчин чадалтай “Шанд” салхин цахилгаан станц

Сайншанд Салхин Парк ХХК нь эрчим хүчний дэд станц болон 25-н ширхэг салхин турбин генераторуудын суурилалтын ажлыг 2018 оны 8-р сарын 21-ний өдөр дуусгасан. Дорноговь аймгийн Сайншанд сумаас зүүн урагш 15 км-т байрладаг бөгөөд 100 мянган айл өрхийн цахилгааны хэрэглээг хангахуйц эрчим хүч үйлдвэрлэх төлөвлөгөөтэй баригдсан. 2018 онд нийт 28535.43 мян.кВт.цаг ЦЭХ түгээсэн байна.

4. Дарханы 10 МВт-ын нарны цахилгаан станц

Дарханы 10МВт-ын Нарны Цахилгаан Станц нь Монгол улсын эрчим хүчний салбарын хувьд анхны ТЭХС-д холбогдсон мега чадлын нарны цахилгаан станц юм. Тус бүр нь 310 Вт хүчин чадалтай 32274 ширхэг нарны зайн хавтан, 630 кВ-ын 16 ширхэг инвертэр, 1600 кВА чадалтай 0.4/10 кВ-ын 8 ширхэг трансформатор, 1МВА хүчний трансформаторуудтай ба тус станц нь “220/110/35кВ-н Дархан дэд станц”-тай 110кВ-ын шинээр холбогдож, 2017 оны 01-дүгээр сарын 1-ний өдрөөс эхлэн Төвийн Эрчим хүчний системтэй зэрэгцээ ажиллаж байна. 2017 онд нийт 17053.29 мян.кВт.цаг, 2018 онд 16599.24 мян.кВт.цаг ЦЭХ-ийг ТЭХС-д нийлүүлсэн байна.

5. “Моннаран” нарны цахилгаан станц

Төслийн хүрээнд 10 МВт-ийн хүчин чадал бүхий нарны эрчим хүч үйлдвэрлэх 46848 нарны панель суурилуулж, 20 км эрчим хүч дамжуулах агаарын шугам, Эрчим хүчний Баянчандмань дэд станцын өргөтгөл, шинэчлэлийг хийсэн. Тус станцын үйлдвэрлэсэн эрчим хүчийг Баянчандмань дэд станцаар дамжуулан Төвийн бүсийн 23 мянган өрхийг хангаж, жилд 16.6 мянган тонн нүүрс, 103.9 мянган тонн усны хэрэглээг хэмнэж, 21.3 мянган тонн нүүрс хүчлийн хийн ялгарлыг бууруулахаар төлөвлөгдөн хийгдсэн. 2018 онд 17663.74 мян.кВт.цаг ЦЭХ түгээсэн байна.

6. 15 МВт-ын “Гэгээн” нарны цахилгаан станц

МУ-ын хамгийн том нарны цахилгаан станц бөгөөд 2017 онд ашиглалтад орсон. Төслийн бүтээн байгуулалтын хүрээнд нийт 40 Га талбайд нэгж бүр нь 320 Вт-ын хүчин чадалтай 51840 ширхэг нарны дэлгэц, 6 км урт 2 хэлхээ бүхий 110 кВ-ын цахилгаан дамжуулах агаарын шугам, ХБНГУ-ын дэлхийд тэргүүлэгч SMA фирмийн инвертерүүдийг суурилуулах ажлууд хийгдсэн. 2018 оны байдлаар 14290.13 мян.кВт.цаг ЦЭХ түгээсэн байна.

7. 10 МВт-ын чадалтай “Сүмбэр” нарны цахилгаан станц

Говьсүмбэр аймгийн Сүмбэр сумын нутагт баригдсан 10 МВт-ын нарны цахилгаан станцыг 2019 оны 01 дүгээр сард ашиглалтад оруулсан. Нийт 17.6 сая ам долларын хөрөнгө оруулалттай энэхүү нарны цахилгаан станц нь цахилгаан эрчим хүчний нэгдсэн сүлжээнд жил бүр 15,395 МВт цахилгаан нийлүүлж, хүлэмжийн хийн ялгарлыг 12,270 тн-оор бууруулаад зогсохгүй, хамгийн чухал нь жил бүр 171 сая литр усыг хэмнэх тооцоотой хийгдсэн.

8. 15 МВт-ын чадалтай “Бөхөг” нарны цахилгаан станц

Хөшгийн хөндий дэх "Бөхөг" 15 МВт нарны цахилгаан станц нь Монгол Улсын хоёр дахь том нарны цахилгаан станц болсон. 2019 оны 03 дугаар сарын байдлаар 2,706.484 мян.кВт.цаг ЦЭХ үйлдвэрлэсэн байна.

3.4. Хот суурин газрын айл өрхийн цахилгааны хэрэглээг нарны эрчим хүчээр хангах боломж дүгнэлт

Сүүлийн 5 жилд шинээр ашиглалтад орсон нар, салхины цахилгаан станцууд хэвийн ажиллаж эрчим хүчний системийн цахилгаан үйлдвэрлэлд диспетчерийн зохицуулалтын дор ажиллаж байна. Эдгээр цахилгаан станц нь тархсан эрчим хүчний ангилалд орох боловч станцуудын байрлал нь ихэнхи нь төвлөрсөн системд ойр орших тул цахилгаан системийн үйлдвэрлэлийн боломж нэмэгдэх, тогтсон

горим ажиллагааны нөхцөл байдалд сайн нөлөөтэй боловч алслагдсан хэрэглэгчийн хувьд үүсэх хүндрэлийг давахад эерэг нөлөөлөл болж чадахгүй байна.

Цахилгаан системийн горим ажиллагаанд хамгийн сайн нөлөөлөл үзүүлж байгаа станц Дорноговь аймаг Замын-Үүдэд баригдсан 15 МВт чадалтай Гэгээн НЦС. Тус станц нь 110 кВ-ын хэт урт цахилгаан дамжуулах шугамын төгсгөлд байригдсан тул цахилгаан системийн тогтсон горим, хүчдэлийн түвшинг барих зэрэгт маш сайн нөлөөтний байгаа нь ашиглалтын явцын үзүүлэлтүүдээс харагдаж байна. Энэ станц бол тархсан эрчим хүчний эх үүсвэрийн давуу талыг харуулж буй тод жишээ болсон. Салхит, Сайншанд, Цогтцэцийн салхин паркууд бусад нарны станцуудын үйл ажиллагаа нь цахилгаан системийн чадлын дутагдлыг нөхөх, горим ажиллагааны тогтвортой байдалд сайн нөлөөтэй боловч цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэж ашиг олох зорилготой тул диспетчэрийн зохицуулалт хийх, үнэ тарифын өсөлт бий болох зэрэг хүндрэлийг байнга бий болгож байна. 2007-2012 онд ашиглалтад орсон Сэргээгдэх эрчим хүчний жижиг эх үүсвэрүүдийн хувьд хэрэглэгчдийн найдвартай цахилгаанаар хангаж чадахгүй, оновчгүй хөрөнгө оруулалт болсон нь харагдаж байна. Хэрэглээний өсөлтөө тооцохдоо үндэслэл муутай хандсан болон эвдрэл гэмтлээс шалтгаалж ашиглалтаас гарч ихэнхийг нь буулгасан байна. Учир нь сумдад барьсан нар, салхины жижиг цахилгаан станцуудыг байгуулах болон ашиглах явцад дараах алдаа дутагдал гарсан гэж тухайн үед дүгнэж байсан байна. Үүнд:

1. Тухайн газрын сэргээгдэх эрчим хүчний нөөц болон цахилгааны ачаалалд тохирсон оновчтой техникийн шийдлийг зөв гаргаагүй, ашиглалтын горимыг тогтоож чадаагүй,
2. Барьж байгуулсан нар, салхины цахилгаан станцыг ашиглах боловсон хүчний сургалтыг хангалттай хийгээгүй;
3. Суурилагдсан чадлын хувьд сумдад байгуулсан сэргээгдэх эрчмийн цахилгаан станцууд нь тус сумын цахилгаан хэрэгцээг дангаараа хангаж чадахгүй байгаа;
4. Сумын хэрэглэгчид болон орон нутаг, аймгийн удирдлага, УИХ-ын гишүүд сумдыг эрчим хүчний төвлөрсөн системд холбох сонирхол ихтэй тул сэргээгдэх эрчим хүчинд оруулсан хөрөнгө оруулалтыг ойлгож дэмждэггүй тул өмнө хийсэн ажлыг үнэлэх үнэлэмж маш муу;
5. Үнэ тарифын тогтсон систем, аргачлал байхгүй тул бүх хэрэглэгчид нь задгай тогтмол төлбөр төлдөг. Энэ нь хязгаарлагдмал нөөцийг зөв зохистой

хэрэглэх, хэмнэх бус харин ч эмх замбараагүй хэрэглээ нь эх үүсвэрийг хэт ачаалалд оруулж гэмтээх нөхцөл болдог гэж дүгнэжээ.

2015 онд төрөөс эрчим хүчний талаар баримтлах бодлого, СЭХ-ний талаар баримтлах бодлого батлагдаж 2020 онд СЭХ-ний тухай хуульд өөрчлөлт оруулж СЭХ-ийг хөгжүүлэх талаар эрчим хүчний яам холбогдох арга хэмжээ авч Азийн хөгжлийн банк, Дэлхийн банк зэрэг олон улсын банк санхүүгийн байгууллагатай хамтран ажилласаны дүнд гадны хөрөнгө оруулалтаар нар салхины станцууд баригдан ашиглалтад орж цахилгаан системийн зохицуулалтад оролцон суурилагдсан хүчин чадлын 20 орчим хүвийг СЭХ эзлэх болсон нь салбарын хувьд хүрсэн том амжилт бөгөөд СЭХ-ийг хөгжүүлэх талаар өмнөх алдаа дутагдлыг бүрэн засаж залруулсан байна. Үнэ тарифын зохицуулалтыг боловсронгуй болгох, эх үүсвэрийн байрлал хүчин чадлыг сонгохдоо сонгон шалгаруулалт зарлаж хэрэгжүүлэх асуудлыг хуулийн хүрээнд шийдэж СЭХҮТ-ийг чадавхижуулах, боловсон хүчнийг бэлтгэх сургахад тодорхой анхаарч шинээр ашиглалтад орох СЭХ-ний эх үүсвэрүүдийг техникийн хяналтыг СЭХҮТ-өөс хэрэгжүүлж өмнөх алдаа дутагдлыг гарахаас сэргийлж чадсан байна. Тархмал эх үүсвэрийг хөгжүүлэх ажлын даалгаварын гол чиглэл нь айл өрх, албан байгууллагын цахилгаан хангамж болон цахилгаан түгээх сүлжээний найдвартай ажиллагааг дээшлүүлэх явдал бөгөөд өмнө хийсэн судалгаа, хэрэгжүүлсэн төслийн үр дүнгээс харахад:

Цахилгаан сүлжээнд холбогдоогүй малчин айл өрхийг цахилгаанаар хангахад нарны панель, жижиг зай хугаагуурын схемийг сонгон хэрэглэсэн ба энэ технологи Монголд бүрэн нутагшсан, хэрэглээний түвшинд очсон болохыг өмнөх төслийн үр дүн харуулж байна.

Харин сум суурин газрыг бие даасан нар салхины эх үүсвэрээр хангах нь эрчим хүчний тасралтгүй найдвартай байдлын хувьд хэрэглэгчийн шаардлагад нийцээгүй үр ашиггүй хөрөнгө оруулалт болсоныг судалгаа харуулж байна.

Айл өрх, албан байгууллагын хэрэгцээнд 1-10 кВт чадалтай нарны панель ашиглах нь үр дүнтэй болохыг хилийн цэргийн жижиг тосгон, зарим албан газар, айл өрхийн хэрэглээнд нарны панель ашигласан туршлага харуулж байна.

Эрчим хүчний сайдын 2020 онд баталсан А/159 тоот тушаалаар хэрэглэгчийн сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсгүүр ашиглан үйлдвэрлэсэн эрчим хүчийг түгээх сүлжээнд нийлүүлэх журам батлан гаргасан. Энэ журмаар хэрэглэгчийн сэргээгдэх эрчим хүчний үүсгүүрийг түгээх сүлжээнд холбох, хэрэглээнээс илүү гарсан цахилгаан эрчим хүчийг түгээх сүлжээнд нийлүүлэхтэй холбогдсон харилцааг зохицуулж байна. Өөрөөр хэлбэл иргэн айл өрх 20 кВт хүртэл чадалтай СЭХ-ний

үүсвэрийн үйлдвэрлэлийг өөрийн хөрөнгөөр барьж хэрэглээнээс илүү гарсан цахилгаанаа түгээх сүлжээнд худалдаж болох ба албан байгууллага хуулийн этгээд өөрт олгосон бага оврын эх үүсгүүр суурилуулах тусгай зөвшөөрөл, техникийн нөхцөлд заасан чадлын 50 хувиас илүүгүй цахилгааныг түгээх сүлжээнд худалдаж болохоор заасан.

Энд хэрэглэж байгаа технологи нь нарны хавтангийн технологи бөгөөд манай орон болон дэлхий нийтийн хэмжээнд энэ технологи өргөн хэрэглэгддэг ба нарны энергийг ашиглах бусад технологи нь Монголд өргөн нэвтрээгүй нь техник технологийн нөхцөл шаардлага, анхны хөрөнгө оруулалт зэрэг хэд хэдэн шалтгаантайгаас гадна дэлхий нийтийн хэмжээнд мөн ижил байна. Жишээ нь: нарны энергийг цуглуулан халаах хоолой буюу параболь труба технологийн хувьд хоолойгоор урсах шингэний хөлдөх температур чухал үзүүлэлт бөгөөд манай орны хүйтэн нөхцөлд ашиглахад нэн хүнд ба БНХАУ-д энэ төрлийн технологи өргөн хүрээнд хэрэглэгдэхгүй байна. Бусад технологийн хувьд үйлдвэрлэх нэгж өртөг нарны панельтэй харьцуулахад хэд дахин өндөр байна. Эндээс дүгнэн хэлэхэд тархмал нарны технологи нь нарны панель бөгөөд манай орны айл өрх, албан газар, сум суурин газарт хэрэглэж туршсан технологи юм.

Харин тархмал нар болон бусад тархмал эх үүсвэрийг Монголын цахилгаан системд холбон цахилгаан дамжуулах болон түгээх сүлжээний техникийн алдагдлыг бууруулах, манай орны хувьд онцлог болсон хэт урт цахилгаан дамжуулах шугамаас үүдэлтэй техникийн хүндрэлийг шийдэхэд ашиглах асуудлыг дэлгэрэнгүй авч үзэн тархмал эх үүсвэрийг суурилуулах байрлал, эх үүсвэрийн чадал, тэдгээрийн цахилгаан түгээх сүлжээний горим ажиллагаанд нөлөөлөх нөлөөллийг судлан цахилгаан системийн онцлогт тохируулан нутагшуулж хэрэглэх асуудал илүү чухал ач холбогдолтой байна.

ДӨРӨВ. ТАРХМАЛ ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ СИСТЕМ, НАРНЫ ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ ТЕХНОЛОГИ

4.1. Тархмал эрчим хүчний эх үүсвэрийн системийн ерөнхий ойлголт

Дэлхий нийтийн хэмжээнд маш олон төвлөрсөн цахилгаан эрчим хүчний нэгдсэн систем бий болж алс хол зайд цахилгаан дамжуулах хэт урт хувьсах болон тогтмол гүйдлийн цахилгаан дамжуулах техник технологийн шийдэл өндөр түвшинд хүрч хөгжсөн. Хүн амын өсөлт, аж үйлдвэрийн хөгжил цэцэглэлтийн улмаас цахилгаан эрчим хүчний хэрэглээ нэмэгдэж, улмаар төвлөрсөн эрчим хүчний системд дамжуулах шугамаар алсын зайд цахилгаан эрчим хүч түгээхэд асуудал, бэрхшээл учирч, шийдэх асуудал байнга гарч байдаг. Иймээс 1990-ээд оноос төвлөрсөн бус, тархмал эрчим хүчний эх үүсвэрийг олон улс даяар байгаль орчинд ээлтэй арга гэж хүлээн зөвшөөрч хэлэлцэх асуудалд оруулсан юм. Гэхдээ тархмал эрчим хүчний эх үүсвэрийг хөгжүүлэх нь төвлөрсөн эрчим хүчний эх үүсвэрээс эрс татгалзах зүйл биш бөгөөд эдгээр хоёр системийг зөв хослуулан ашиглах нь дамжуулах шугамын хөрөнгө оруулалтыг багасгах, түгээх цахилгаан сүлжээний үр ашгийг дээшлүүлэх, хэрэглэгчид очих цахилгаан эрчим хүчний чанарыг дээшлүүлэх нэг арга зам юм.

Олон төрлийн бага чадлын, сүлжээнд холбогдсон эсхүл түгээх системээр холбогдсон төхөөрөмжүүдийн цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх болон хадгалах үйл явцыг тархмал эх үүсвэр, тархсан эрчим хүч эсвэл тойргийн (төвлөрсөн бус) эрчим хүч гэж нэрлэдэг.

Өргөн хүрээний энгийн тодорхойлолтын дагуу тархмал эрчим хүчний эх үүсвэр нь түгээх сүлжээ эсвэл цахилгаан эрчим хүч нийлүүлэх шаардлагатай байгаа хэрэглэгчтэй шууд холбогдоно. Тархмал эрчим хүчний эх үүсвэр нь хатуу түлш болон бусад уламжлалт түлшний нөөцийг ашиглахаас гадна сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрийг ашиглах боломжтой байдаг. Мөн тархмал эрчим хүчний эх үүсвэр нь дизель, хийн турбин, дотоод шаталтын хөдөлгүүр гэх мэт хуучин технологийг ашиглахаас гадна түлшний эсүүд болон цахилгаан электроникийн хөрвүүлэгч гэх мэт шинэ технологиудыг ашигладаг.

Нүүрс, байгалийн хий болон цөмийн эрчим хүчээр ажилладаг уламжлалт станцууд, тэр ч бүү хэл усан цахилгаан станцууд, том чадлын нарны цахилгаан станцууд нь төвлөрсөн шинж чанартай байдаг ба ихэнх тохиолдолд цахилгаан эрчим хүчийг холын зайд дамжуулах шаардлага тулгардаг. Харин тархмал эрчим хүчний эх үүсвэрийн систем нь хүчин чадлын хувьд бичил (1Вт–5кВт), жижиг (5кВт–5МВт), дунд (5–50МВт), том (50 МВт-аас дээш) байж болохоос гадна эрчим хүчний

эцсийн хэрэглээнд ойр байрлалтай, төвлөрсөн бус, загварчлагдсан, илүү уян хатан технологиудтай байдаг (9). Тархмал эх үүсвэр нь түгээх сүлжээнд холбогдож, хэрэглэгчдийг шууд тэжээх боломжтой төдийгүй олон эх үүсвэр, болон эрчим хүч хадгалалтын хэсгүүдээс бүрдэх боломжтой байдаг ба ийм тохиолдолд тэдгээрийг хосолмол (гибрид) цахилгаан систем гэж нэрлэдэг.



Зураг 16. Тархмал эрчим хүчний эх үүсвэрийн технологийн ангилал

Тархмал эрчим хүчний эх үүсвэрийн давуу талууд:

- Сүлжээнд дэмжлэг үзүүлж, дамжуулах шугамын алдагдлыг бууруулж, сүлжээний ачааллыг бууруулдаг
- Сүлжээний тасалдал болон хэт өндөр ачааллын үед ашиглах боломжтой
- Оргил ачааллыг хангахад ашигласнаар хямд өртгөөр эдийн засгийн хувьд үр ашигтай төдийгүй дамжуулах шугам, трансформаторын чадлыг бууруулдаг. Үндсэн сүлжээний гүйдлийг багасгаснаар тэдгээрийн температур буурч улмаар тоног төхөөрөмжийн ашиглалтын хугацааг нэмэгдүүлнэ.
- Хурдан асах, найдвартай байдал
- Фазын ачааллыг тэнцвэржүүлэхэд ашиглах боломжтой
- Хүчдэл болон реактив чадлыг тохируулахад ашиглах
- Дамжуулах шугам болон трансформатор шинээр барих зардлыг хаана

- Харьцангуй богино хугацаанд суурилуулж шинээр ашиглалтад оруулах боломжтой
- Төвлөрсөн эрчим хүчний системтэй харьцуулахад хүрээлэн буй орчинд бага бохирдол үүсгэдэг.

Гэсэн хэдий ч тархмал эх үүсвэр нь хүрээлэн буй орчинд сөрөг үр нөлөө үзүүлэх талтай.

- Тархмал эх үүсвэрийн систем нь эцсийн хэрэглэгчид ойрхон байрладаг учир зай талбай их шаарддаг ба уг систем нь зарим тохиолдолд үзэмжгүй харагдах эсвэл газар ашиглахтай холбоотой асуудал үүсдэг
- Шаталт үүсгэдэг ялангуяа шатдаг түлшээр ажилладаг тархмал эх үүсвэрийн технологиуд нь бусад ижил төрлийн том чадлын станцуудын нэгэн адил агаарын бохирдол үүсгэнэ. Энэ нь хэдийгээр бага хэмжээний нөлөө боловч хүн ам олноор суурьшсан бүсэд илүү хор нөлөө үзүүлж болно.
- Зарим тархмал эх үүсвэрийн технологиуд, жишээ нь хог хаягдал шатаах, биомассын шаталт болон дулааны цахилгаан станц зэрэг нь уур үйлдвэрлэх болон хөргөхөд ус шаардагддаг
- Нарны дулааны цахилгаан станцууд бүхий тархмал нарны эх үүсвэрийн системүүд нь төвлөрсөн цахилгаан станцуудаас үр ашгийн хувьд муу байх тал байдаг
- Тархмал эрчим хүчний технологиуд нь ашиглалтын хугацаа дуусах үед тэдгээрийг солих эсхүл устгахад хүрээлэн буй орчинд сөрөг асуудал үүсгэж болзошгүй
- Хамгаалалтын төхөөрөмжийн тохиргоонд нөлөөлдөг учир реле хамгаалалтын тохиргоог заавал хийх шаардлагатай
- Богино залгааны гүйдлийг нэмэгдүүлдэг
- Тархмал системийг алсын удирдлагаар хангахад SCADA системийг түгээлтийн түвшинд хэрэглэх ёстой учир диспетчерийн өртөг өсөх магадлалтай байдаг.

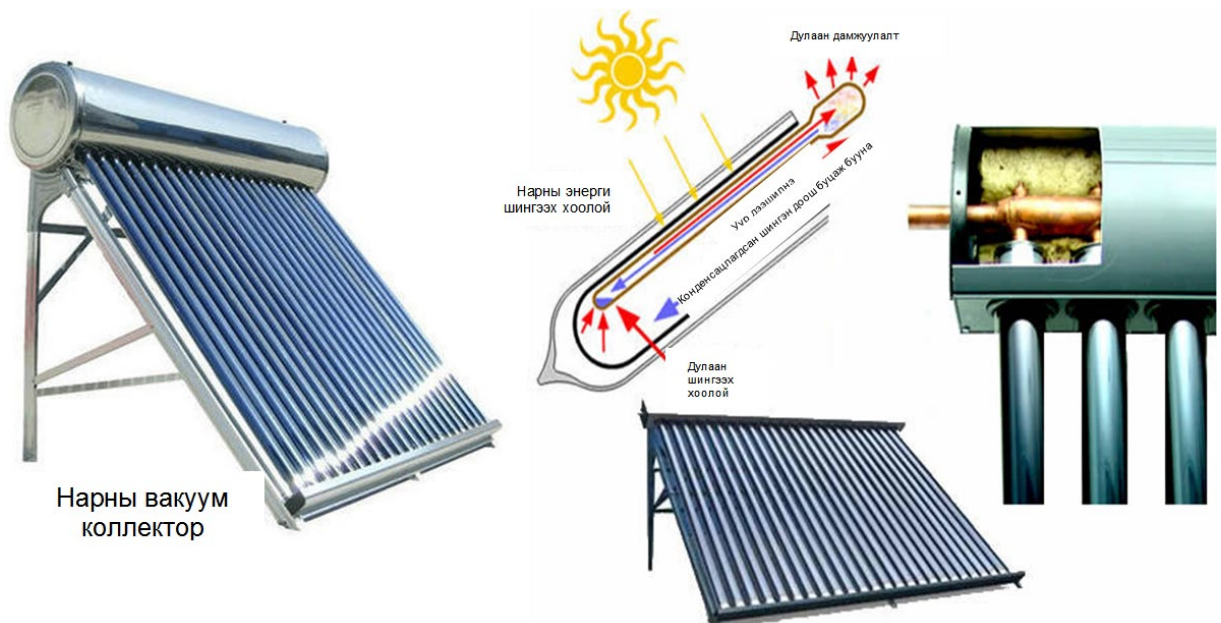
4.2. Нарны эрчим хүчний технологи ба хөгжлийн чиг хандлага

Нарны эрчим хүч гэдэг нь нарны цацрагт агуулагдаж буй энергийг хими, физикийн янз бүрийн технологийн тусламжтайгаар дулаан, цахилгаан үйлдвэрлэх явдал юм. Энэ нь нөхөн сэргээгдэх эрчим хүчний хамгийн чухал, өргөн хэрэглэгддэг технологи бөгөөд ашиглаж буй технологиос шалтгаалж идэвхтэй ба идэвхгүй гэж ангилна. Идэвхтэй нарны технологид фотоэлементийн буюу фото цахилгаан

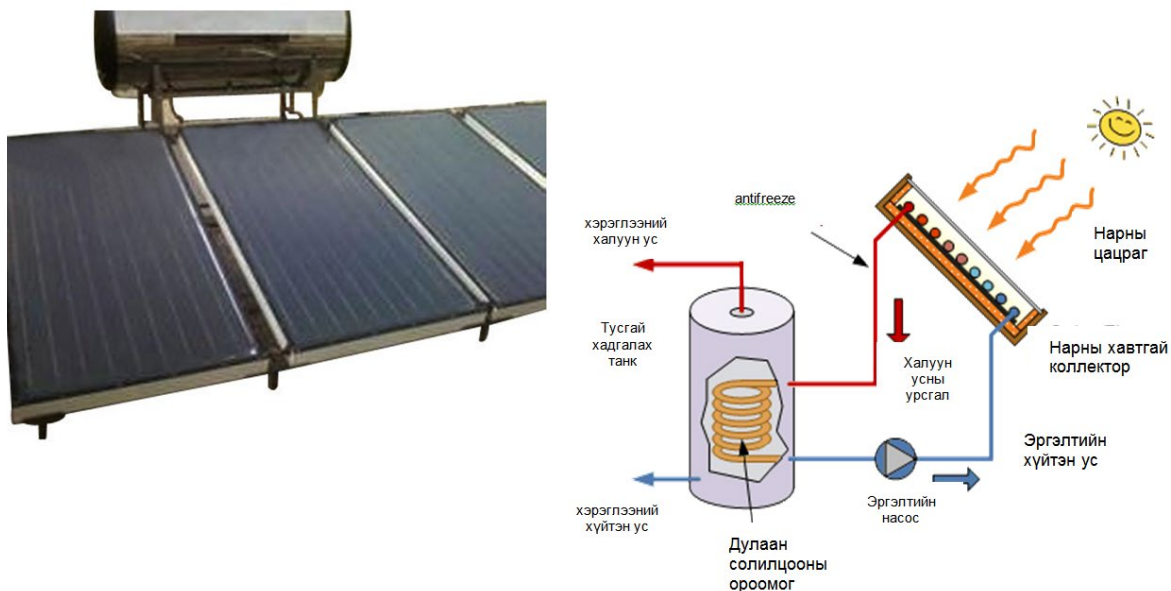
үүсгүүрийн систем, төвлөрсөн нарны цахилгаан станц, нарны ус халаах систем багтдаг бол барилга байгууламжийг нар тусах байдлаар төлөвлөж, дулаан шингээх эсвэл гэрэл цацруулах материал ашиглан нарны дулаанаар барилга байгууламжийг шууд халаах, гэрэлтүүлэх зэрэг нь идэвхгүй нарны технологид хамаардаг.

- Дулааны энерги

Нарны дулааны энергийг ус халаах, барилгын халаалт, хөргөлтөд өргөнөөр ашигладаг. Нарны вакуум коллектор (Зураг 17) болон бүрхүүлтэй хавтгай коллекторыг (Зураг 18) ихэвчлэн хэрэгцээний усны халаалтад ашигладаг бол бүрхүүлгүй хуванцар коллекторыг усан сан халаахад түлхүү ашигладаг байна.

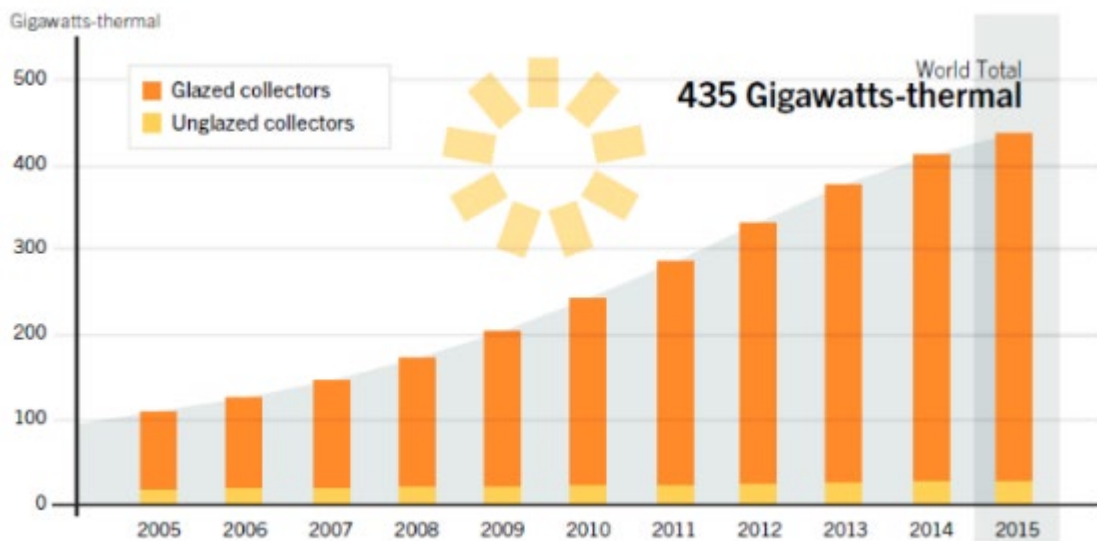


Зураг 17. Нарны вакуум коллектор



Зураг 18. Нарны бүрхүүлтэй хавтгай вакуум коллектороор ус халаах

Нарны ус халаах төхөөрөмж нь нарны шууд цацрагийг цуглуулагч толинд төвлөрүүлэх ба ердийн ус эсвэл ажлын шингэн хоёрын аль алиныг хэрэглэж болно. Нарны ус халаах төхөөрөмжийн анхны өртөг нь түүний дизайн, технологи, суурилуулах хөдөлмөрийн хөлс зэргээс шалтгаалж улс орон бүрт харилцан адилгүй байдаг. Жишээлбэл нарлаг, дулаахан газарт хөлдөхөөс хамгаалах технологи суурилуулах шаардлагагүй тул хүйтэн сэрүүн газар ашиглагдаж буй коллекторуудаас хямд байж болно. Гэсэн хэдий ч улс орнуудын засгийн газрын дэмжлэг, орон нутгийн үйлдвэрлэлийг хөгжүүлэх түвшингээс хамаарч жил ирэх тусам үнэ буурч, хэрэглээ өсөж байна. 2017 оны байдлаар дэлхийн нарны халуун усны хүчин чадал 472 ГВт-д хүрсэн ба БНХАУ, АНУ, Турк зэрэг улсууд зах зээлд тэргүүлсээр байна.



Зураг 19. Нарны усан халаах коллекторын хүчин чадал, 2005-2015 (REN21,2016)

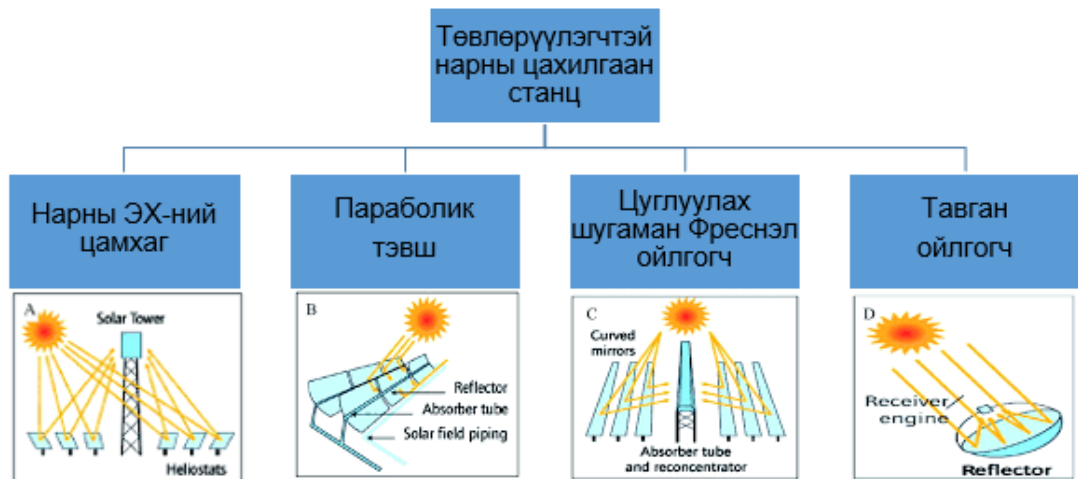
Мөн нарны дулааны энергийг орон байрны халаалт, хөргөлт, агааржуулалтад ашиглахаас гадна хоол хийх, хүнсний бүтээгдэхүүн хатаах, хоргүйжүүлэхэд ашигладаг.

- Цахилгаан энерги

Өнөөдөр дэлхий дахинаа нарны энергийг нарны зайн хураагуур хавтан болон цуглуулагч линз ашиглан цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх арга хамгийн өргөн ашиглагдаж байна. Төвлөрүүлэгч ашиглах арга нь том хэмжээний газар нутагт нарны цацрагийг цуглуулагч линз эсвэл толь ашиглан хүлээн авагч дээр төвлөрүүлж эрчим хүч үйлдвэрлэх технологи юм (өөрөөр цамхагт нарны станц гэж нэрлэнэ). 1980-аад оноос эхлэн эрчимтэй хөгжиж ирсэн уг технологи өргөжин тэлсээр 2018 оны байдлаар дэлхийн нийт суурилагдсан хүчин чадал нь 5500 МВт хүрээд байна. Марокко улс дахь 500МВт хүчин чадалтай станц нь дэлхийн хамгийн томд

тооцогдож байна. Тус станц нь жилд ойролцоогоор 2.5 сая тонн газрын тос, 760.000 тонн нүүрсхүчлийн хий бууруулахаар тооцоологдсон байна (10). Харин АНЭУ-ын Дубай хотын удирдлага 2020 онд цахилгаан эрчим хүчний үйлдвэрлэлийнхээ 7%, 2030 онд 25%, 2050 онд 75%-ийг СЭХ-ний эх үүсвэрээс хангах зорилт дэвшүүлэн ажиллаж эхлээд байгаа бөгөөд уг зорилтын хүрээнд 700 МВт хүчин чадал бүхий цамхагт нарны станцыг барьж 2020 онд ашиглалтад оруулахаар төлөвлөн ажиллаж байна. Энэ төсөл нь 260 метрийн өндөр, 3750 га талбайг хамарсан дэлхийн хамгийн өндөр нарны цамхаг болох юм (11).

Төвлөрүүлэгчтэй нарны цахилгаан станц нь нэн ирээдүйтэй технологи бөгөөд олон улсын эрчим хүчний агентлагийн тооцоолсноор 2050 он гэхэд дэлхийн цахилгаан эрчим хүчний 11 хувийг цамхагт нарны цахилгаан станцаас үйлдвэрлэх боломжтой байна. Цуглуулах технологийг үндсэн 4 төрөлд хувааж үздэг.



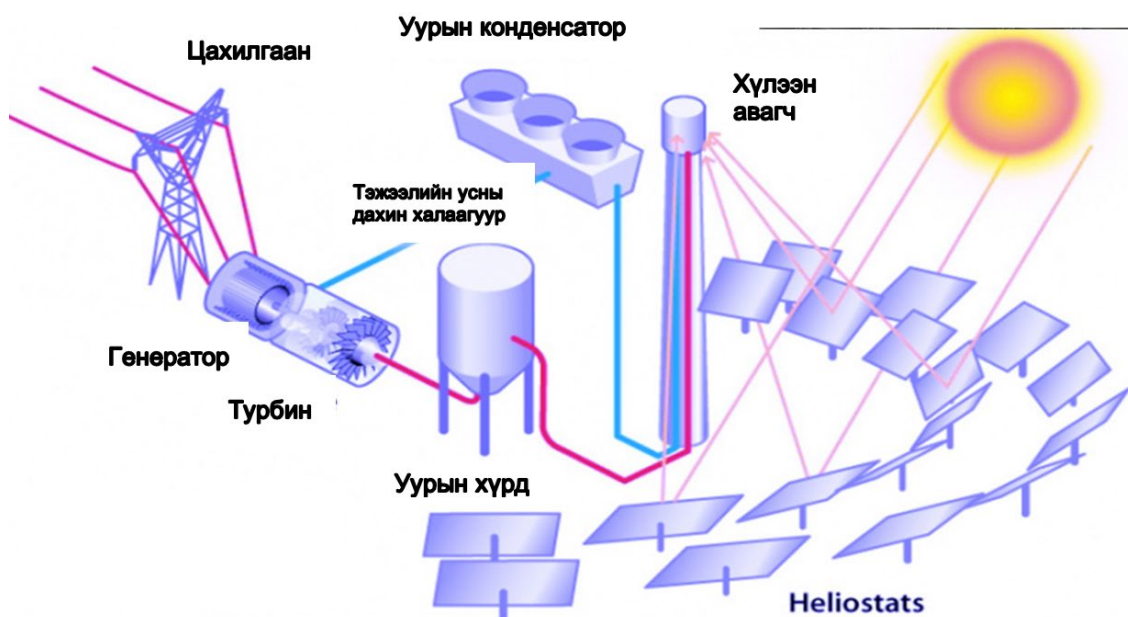
Зураг 20. Төвлөрүүлэгчтэй нарны цахилгаан станцын ерөнхий бүтэц

А. Нарны эрчим хүчний цамхаг

Нарны эрчим хүчний цамхаг нь цамхгийн орой дээрх төв хүлээн авагчид хос тэнхлэгийн дагуу нарны цацрагийг төвлөрүүлдэг олон тооны ойлгогчоос бүрдэнэ. Хүлээн авагч нь усны уур эсвэл хайлсан давснаас бүрдэх дулаан дамжуулах шингэнийг агуулдаг. Нарны эрчим хүчний цамхаг нь Фреснэлийн ойлгогчтой адил хүлээн авагчид буй ажлын шингэн 500-1000°C хүртэл халж цахилгаан үйлдвэрлэх эсвэл эрчим хүч хадгалах систем юм. Нарны цамхгийн давуу тал бол ойлгогчдыг тохируулах боломжтойд оршино.



Зураг 21. Цамхагт нарны цахилгаан станц



Зураг 22. Цамхагт станцын ерөнхий схем

В. Параболик тэвш

Параболик тэвш нь ойлгогчийн гол шугамын дагуу байрлах хүлээн авагчид нарны цацрагийг цуглуулах шугаман параболик ойлгогчоос бүрдэнэ. Хүлээн авагч нь параболик толины голд байрлах ажлын шингэнээр дүүргэгдсэн хоолой юм. 150-350 °C хүртэл халсан ажлын шингэн нь хүлээн авагчаар урсахдаа дулааны энергийг ашиглаж цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэнэ. Параболик тэвшин систем нь цуглуулагч технологиуд дундаас хамгийн хөгжсөн технологи юм.

С. Цуглуулах шугаман Фреснэлийн ойлгогч

Фреснэлийн ойлгогч нь нимгэн, хавтгай толин цуулдсуудын тусламжтайгаар ажлын шингэнээр дүүргэгдсэн хоолой дээр нарны цацрагийг цуглуулж төвлөрүүлнэ. Хавтгай толинууд нь ижил хэмжээний талбайд параболик ойлгогчийг бодвол илүү их нарны цацрагийг тусган авах боломжтой ба түүнтэй харьцуулахад үнийн хувьд

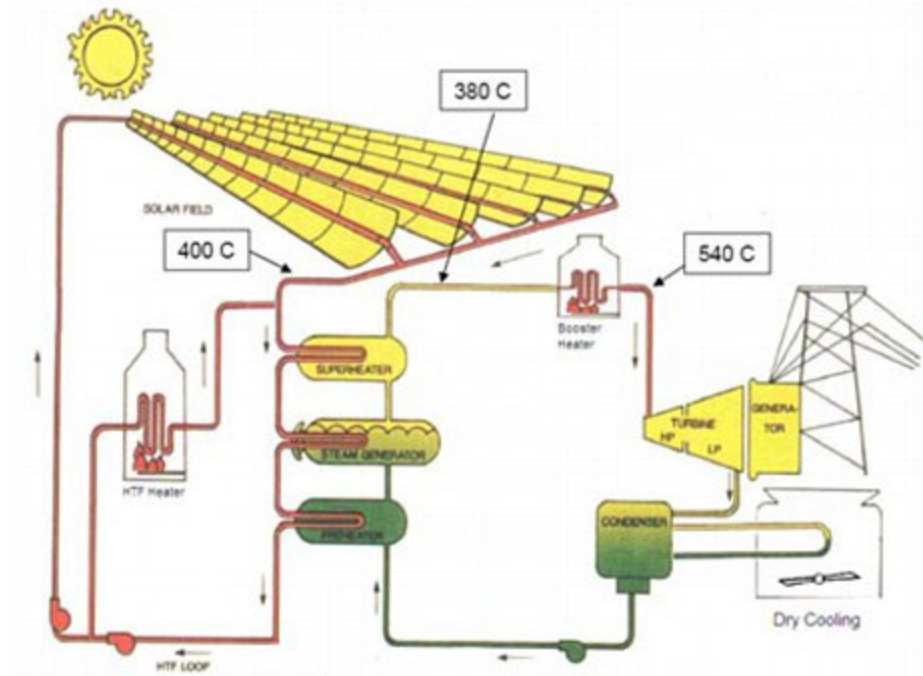
хамаагүй хямд байдаг. Зарим тохиолдолд уг технологи нь бусад технологиос бага гарцтай гэж үздэг хэдий ч өртгийн хямд байдал нь хэрэглэгчдийг илүү үр ашигтай, өндөр үнэтэй технологийн оронд энэхүү загварыг сонгох түлхэц болдог. Фреснэлийн ойлгогчийг янз бүрийн хэмжээтэй цуглуулагч нарны станцад ашиглаж болно.

D. Тавган ойлгогч

Тавган ойлгогч нь хүлээн авагчийн гол цэгт нарны цацрагийг төвлөрүүлдэг бие даасан параболик ойлгогч юм. Ойлгогч нь нарны цацрагийг хоёр тэнхлэгийн дагуу ажлын шингэнийг 250-700°C хүртэл халааж Стирлингийн хөдөлгүүр ашиглан цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэнэ. Параболик тавган систем нь нарнаас цахилгаан эрчим хүч гаргах өндөр (31-32%) үр ашигтай. 2008 онд шинэ Мексик хотод байрлах Үндэсний нарны дулааны туршилтын байгууламж дахь тавган ойлгогч нь 31.25 хувиар цахилгаан эрчим хүчний үр ашгийн дэлхийн дээд рекордыг тогтоож байсан бол 2015 онд Өмнөд Африкийн Калахари цөлд туршсан тавган систем нь 34% - ийн үр ашгийг үзүүлж байжээ.



Зураг 23. Тавган ойлгогч



Зураг 24. Тавган ойлгогчийн ерөнхий схем

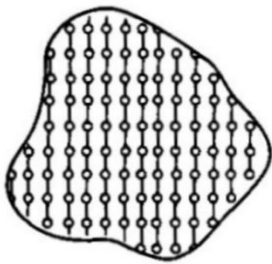
Цуглуулагч нарны цахилгаан станцыг нарны шууд цацраг өндөртэй, хуурай, халуун орны өндөрлөг хэсэгт байрлуулахад тохиромжтой. Орхигдсон ил уурхай, толгодын налуу, мөн түүнчлэн хайлсан давс хадгалах савтай газар байрлуулах нь илүү тохиромжтой байдаг. Мөн энэхүү технологи нь усны хэрэглээ, газар ашиглах, аюултай материал ашиглах байдлаараа байгаль орчинд үзүүлэх нөлөөлөл өндөр. Ялангуяа хөргөлт болон толинуудыг цэвэрлэхэд ус болон химийн бодисуудыг их хэмжээгээр ашигладаг учир зарим төслүүд эдгээрийг багасгах янз бүрийн арга хэрэгслүүдийг судалж, туршиж байна.

Хүснэгт 10. нарны хавтангийн үйлдвэрлэлийн төрлүүд

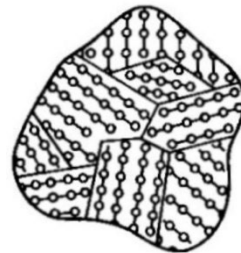
Монокристалл цахиурт нарны зайн хавтан	Поликристалл цахиурт нарны зайн хавтан	Нимгэн-хальсан цахиурт нарны зайн хавтан	Аморф цахиурт нарны зайн хавтан	Бусад нимгэн хальсан нарны зайн хавтан
<ul style="list-style-type: none"> Энэ нь нэг цилиндр цахиураас хэрчсэн эсүүдийг ашиглаж хийгддэг ба хамгийн үр ашиг өндөртэй фотоэлектрикийн технологи юм. ойролцоогоор нарны энергийн 15%-ийг цахилгаанд хувиргадаг. уг хавтанг үйлдвэрлэх процесс нарийн төвөгтэй тул бусад технологиудаас арай өндөр өртөгтэй байдаг. 	<ul style="list-style-type: none"> Олон талст гэж нэрлэгддэг поликристалл цахиурын эсийг хайлуулсан болон дахин талстжуулсан цахиурын хэсгийг тасдаж маш нимгэн хэсэг болгон хувааж нэгтгэн хийдэг. Энэ нь монокристаллаас хямд байдаг боловч үр ашгийн хувьд арай бага ойролцоогоор 12% байна. 	<ul style="list-style-type: none"> Энэ нь олон талст цахиурын технологийн нэг хувилбар бөгөөд цахиур нь нарийн ширхэгтэй, гялалзсан байдаг. Бүх кристал хавтангуудын нэгэн адил шилэн бүрхүүлтэй тунгалаг тусгаарлагч полимерт нэгтгэгдэж металл хүрээгээр модульд холбогддог. 	<ul style="list-style-type: none"> Уг технологи нь цахиурын талст бүтэцийг бий болгох бус харин нимгэн нэгэн төрлийн цахиурын давхаргыг бий болгох замаар хийгддэг. Кристалл цахиураас илүү гэрэл шингээдэг ба илүү нимгэн байдаг учир зарим тохиолдолд "нимгэн хальс" гэж нэрлэдэг. Муруй гадаргуу дээр хамгийн тохиромжтой. 	<ul style="list-style-type: none"> Нарны хавтанд кадми теллурид (CdTe), зэсийн индий диселенид (CIS) гэх мэт олон материалыг ашиглаж байна. Өртгийн хувьд кристалл цахиураас хямд, үр ашгийн хувьд аморф цахиураас өндөр байдаг. Кадми зэрэг хортой металл агуулдаг учир үйлдвэрлэлийн болон ашиглалтын хугацаа дуусахад сайтар хянах шаардлагатай.

Фотоцахилгаан нь физик, фотохимийн болон электрохимийн үзэгдэл болох фотоэлектрикийн үр дүнд хагас дамжуулагч материал ашиглан гэрлийг цахилгаан энергид хувиргах явдал юм. Фотоэлектрик систем нь нарны модулийг ашигладаг бөгөөд тус бүр нь цахилгаан эрчим хүч үүсгэх олон тооны нарны зайнуудаас бүрддэг (нарны зайн хавтан гэж нэрлэнэ) Хүснэгт 10. Нарны зайнууд нь нарыг гэрлээс шууд гүйдэл үүсгэдэг бөгөөд анх сансрын хөлөг, хиймэл дагуулд

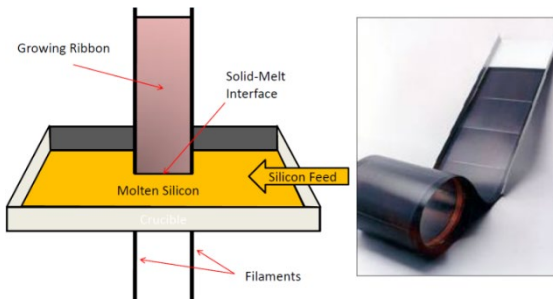
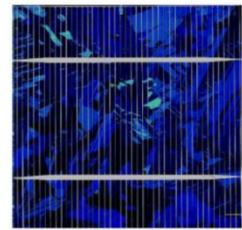
ашигладаг байсан бол сүүлийн жилүүдэд сүлжээнд холбогдсон системээр цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэхэд ашиглаж байна. 1882 онд Чарльз Фриттс алтаар бүрсэн селений (selenium) нимгэн хуудас бүхий нарны зайг амжилттай хийж ажиллуулж байжээ. Үүнээс хойш тасралтгүй шинэчлэн сайжирсаар 1954 онд Бэлл анхны кристал цахиурын нарны зайг үйлдвэрлэв. Уг нарны зай нь нарны энергийн 4%-ийг ЦЭХ-д хувиргаж байсан бол түүний өв залгамжлагч эрдэмтэн Дэрил, М.Чарпин нар нарны зайн хавтангийн үр ашгийг 6%-д хүргэж байв. Нарны эрчим хүчний технологи нь гайхалтай өөрчлөлтийг мэдэрч ирсэн ба өнөөдрийн байдлаар хэд хэдэн төрлийн нарны зайн хавтангууд үйлдвэрлэгдэж байгааг Зураг 25–Зураг 29-д үзүүлэв. Үүнд:



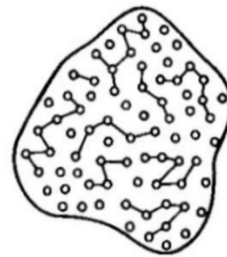
Зураг 25. Монокристалл цахиур



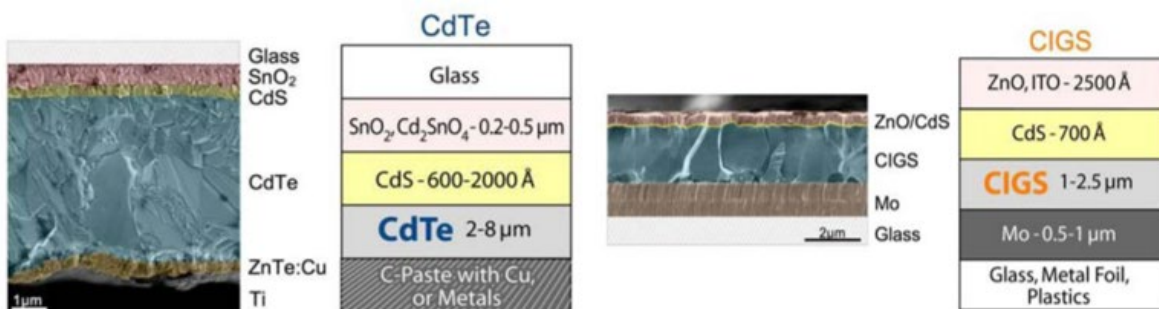
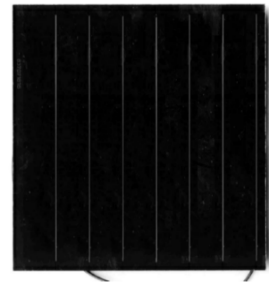
Зураг 26. Поликристалл цахиур



Зураг 27. Хальсан цахиурт модуль



Зураг 28. Аморф цахиур



Зураг 29. Кадми теллурид (CdTe), зэсийн индий диселенид (CIS) хавтангууд

Хүснэгт 11. Нарны фотоэлектрик технологийн харьцуулалт

№	Үзүүлэлт	Монокристалл	Поликристалл	Нимгэн хальсан (аморф кристалл, CdTe, CIGS)
1	Үр ашиг	хамгийн өндөр	дундаж	хамгийн бага
2	Өртөг	хамгийн өндөр	дундаж	хамгийн бага
3	1 кВт тутамд эзлэх талбай	хамгийн бага	дундаж	хамгийн өндөр
4	Өндөр температурын үзүүлэлт	муу	муу	сайн

Технологийн дэвшил, үйлдвэрлэлийн цар хүрээ нэмэгдэхийн хэрээр зардлыг бууруулж, найдвартай байдлыг нэмэгдүүлснээр нарны хавтан суурилуулалтын үр ашгийг дээшлүүлж байна. (Хүснэгт 11) Мөн түүнчлэн улс орны засгийн газраас нарны эрчим хүчний үүсгүүрт хөнгөлөлттэй тариф олгож санхүүгийн хөшүүрэг үзүүлж байгаа нь дэлхийн олон оронд нарны хавтан ашиглах гол түлхэц болж байна. Өнөөдрийн байдлаар дэлхийн 100 гаруй улс нарны зайн хавтанг ашиглаж байгаа бөгөөд 2016 оны байдлаар суурилагдсан хүчин садал нв 300 ГВт гаруй болж дэлхийн цахилгаан эрчим хүчний хэрэглээний 2 орчим хувийг хангаж байна. Нарны зайн хавтан нь газарт суурилсан, дээвэр дээр суурилсан, хананд суурилсан эсвэл хөвөгч хэлбэртэй байж болно.

- Дээврийн болон барилгын нэгдсэн систем нь барилгын дээвэр болон гадаргууд нарны зайн хавтанг суурилуулж, тухайн барилгад хэрэгцээтэй цахилгаан эрчим хүчээр хангах, бүр цаашлаад тархмал нарны эх үүсвэр үүсгэн цахилгаан сүлжээг буцааж тэжээх хэлбэрээр ЦЭХ үйлдвэрлэхийг хэлнэ. Уг систем нь нарны зайн хавтангаас гадна суурь, цахилгааны утас, инвертэр, цэнэг хураагуур гэх мэт олон төрлийн бүрдэл хэсгүүдээс бүрдэнэ. Хувийн орон сууцны дээвэр дээр ихэвчлэн 5-20 кВт хүчин чадалтай нарны эрчим хүчний систем суурилуулдаг бол үйлчилгээний зориулалттай барилга байгууламжид хэдэн зуун кВт хүртэл хүчин чадалтай систем суурилуулах боломжтой байдаг.

Нарны зайн хавтангуудыг барилга байгууламжийн дээвэр дээр суурилуулахаас гадна барилгын хананд, цонх хэлбэрээр, фасад хэлбэрээр суурилуулж болно. Ингэхдээ цаг уурын нөхцөл, барилгын хийц, байршил, нарны гийгүүлэлтийн хугацаа, сүүдэрлэлт зэргийг сайтар тооцоолох шаардлагатай байдаг. Тус системийг бие даасан байдлаар хийж болохоос гадна дизель генератор, салхин турбин зэрэг өөр бусад эх үүсвэртэй, бүр цаашлаад сүлжээтэй зэрэгцээ ажиллах маягаар хосолмол байдлаар ажиллуулах боломжтой.

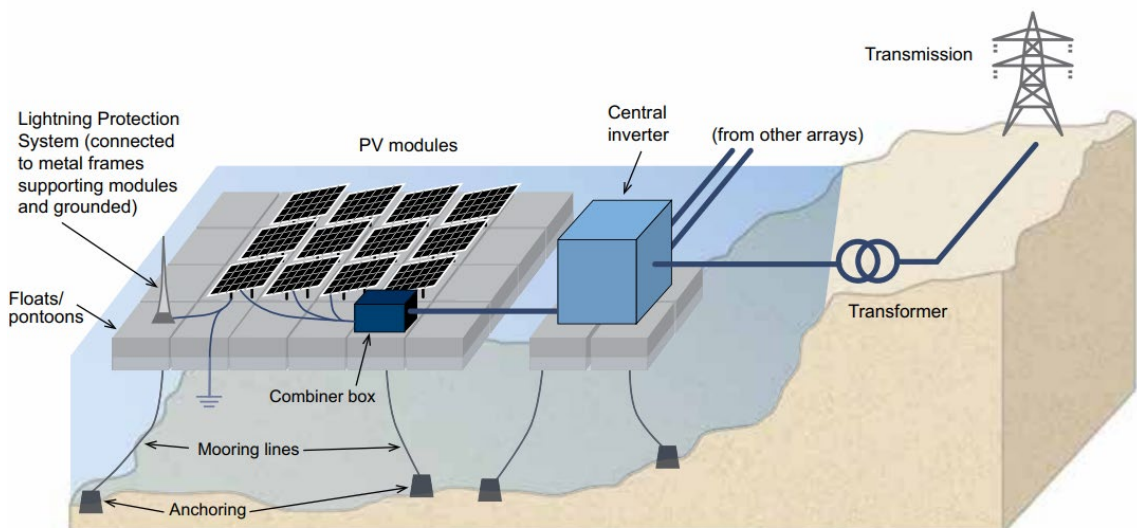
- Нарны цахилгаан станц нь олон тооны нарны зайн хавтангуудын тусламжтайгаар хэдэн МВт-аас эхлээд хэдэн мянган ГВт хүртэлх хүчин чадал бүхий нарны цахилгаан станцыг үүсгэн эрчим хүч үйлдвэрлэн хэрэглэгчдэд борлуулах систем юм. Хамгийн анхны нарны цахилгаан станц нь 1982 онд Калифорни мужийн

Хэспериа хотод 1 МВт-ын хүчин чадалтай байгуулагдаж байсан бол өдгөө хамгийн том нарны цахилгаан станц БНХАУ-ын Ниншиа мужийн Жонгвэй хотод байрлах 2016 онд баригдсан 1547 МВт-ын суурилагдсан хүчин чадалтай нарны цахилгаан станц юм (12).

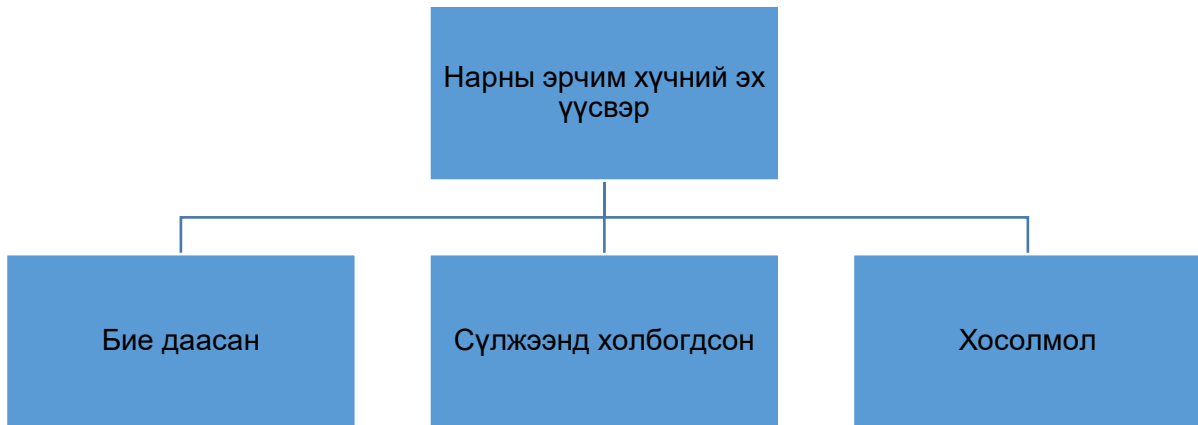
Мөн үүнээс гадна 2016 оноос хойш СЭХ-ний салбарт хурдацтай хөгжиж буй технологи бол хөвдөг нарны хавтангийн систем бөгөөд энэ нь ихэвчлэн далай тэнгис, нуур, цөөрөм гэх мэт усны гадаргууд суурилагддагаараа онцлог юм. Энэ төрлийн системийн зардал нь газарт суурилагддаг нарны цахилгаан станцаас 20-25% илүү байдаг хэдий ч 2018 оны байдлаар суурилагдсан хүчин чадал нь 1.1 ГВт хүрээд байна. Хөвөгч нарны цахилгаан станц нь газар ашиглахгүй, усны ууршилт, тоосжилтыг бууруулахаас гадна ус өөрөө хөргөлтийн үүрэг гүйцэтгэж нарны зайн хавтангуудын гарцыг дээшлүүлж, үр өгөөжийг нэмэгдүүлдэг давуу талтай.



Зураг 30. Хөвөгч хэлбэрийн нарны хавтангууд

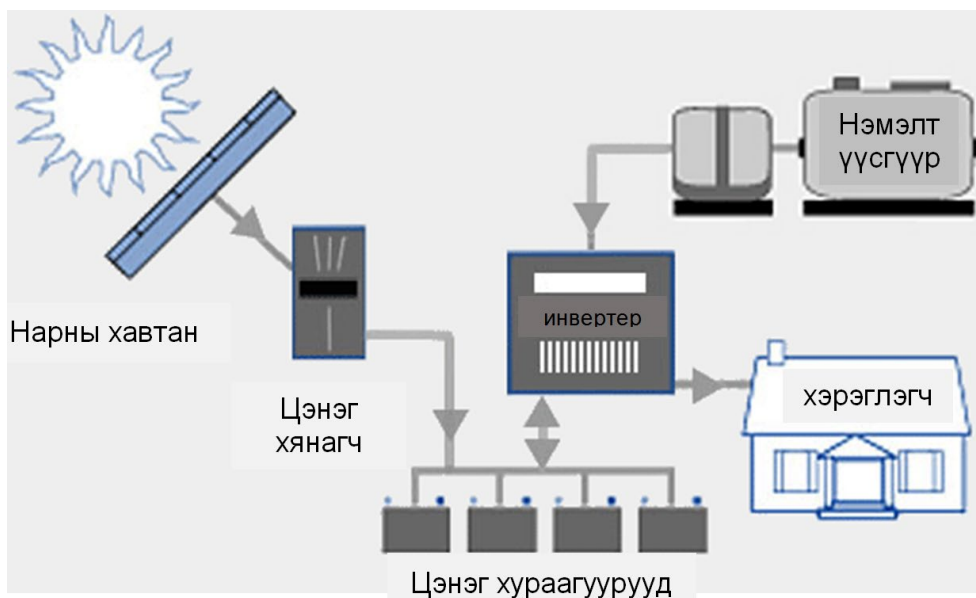


Зураг 31. Хөвөгч хэлбэрийн нарны зайн хавтангийн ерөнхий схем



Зураг 32. Нарны цахилгаан системийн ерөнхий ангилал

• Нарны эрчим хүчний бие даасан систем нь ихэвчлэн айл өрхүүд эсвэл төвийн эрчим хүчний системд холбогдох боломжгүй хэрэглэгчдийн хувьд илүү тохиромжтой. Нарны эрчим хүчний бие даасан систем нь цэнэг хураагуур шаарддаг ба ихэвчлэн 10 орчим жилийн дараа цэнэг хураагууруудыг солих шаардлага гардаг учир үнийн хувьд харьцангуй өндөр байдаг. Гэсэн хэдий ч алслагдсан бүс нутагт цахилгаан дамжуулах агаарын шугам барихаас хамаагүй хямд бөгөөд үр ашиг өндөртөйд тооцогддог систем юм. Мөн төвийн эрчим хүчний системээс хараат бус өөрөө өөрийгөө хангах систем нь нэг талаар ЦЭХ-ний бие даасан аюулгүй байдлын нэг хэлбэр юм. Нарны эрчим хүчний бие даасан системийн ерөнхий схемийг Зураг 33-д үзүүлэв.

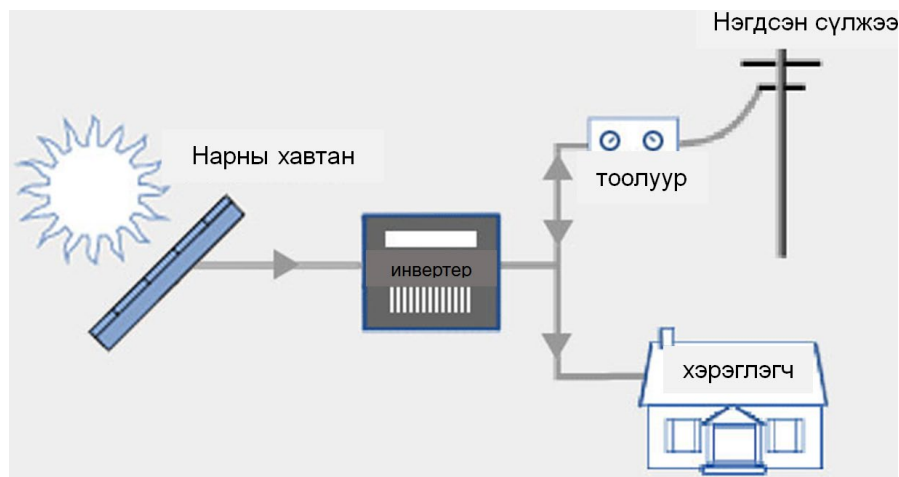


Зураг 33. Нарны эрчим хүчний бие даасан систем

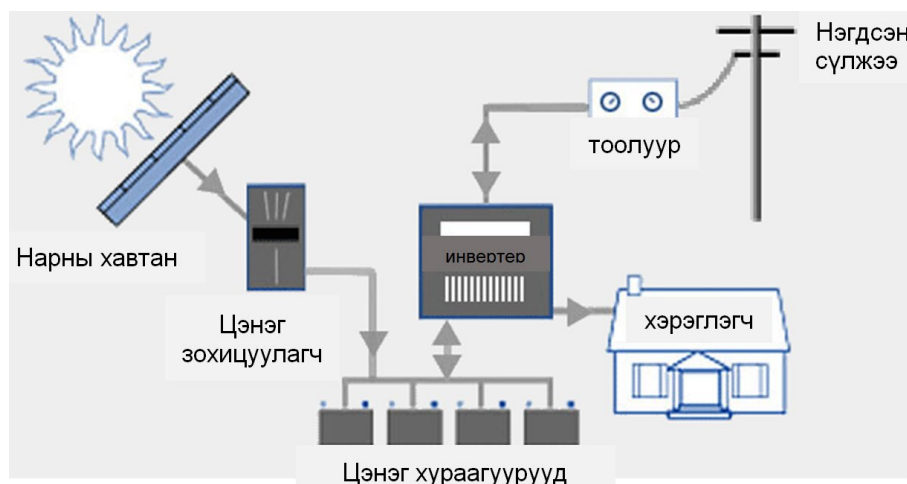
• Нарны эрчим хүчний сүлжээнд холбогдсон систем нь сүлжээнд холбогдсон нарны эрчим хүчний эх үүсвэр бөгөөд суурилуулах тоног төхөөрөмж багатайгаас гадна ухаалаг тоолуурын тусламжтайгаар илүү их мөнгө хэмнэх боломжийг олгоно.

Учир нь хэрэв нарны зайн хавтангууд тухайн хэрэглэгчийн хэрэглээнээс илүү их ЦЭХ үйлдвэрлэх тохиолдолд илүүдэл эрчим хүчийг ухаалаг тоолуурын тусламжтайгаар сүлжээнд нийлүүлэх боломжтой юм. Эсрэгээрээ шөнийн цагаар эсвэл үүлтэй бүрхэг үед нарны эрчим хүчний эх үүсвэрийн үйлдвэрлэлт хангалтгүй үед хэрэглэгч сүлжээнээс тэжээгдэх маягаар зохицуулж болдог нь уг системийн гол давуу тал юм. Нарны эрчим хүчний сүлжээнд холбогдсон системийн ерөнхий схемийг Зураг 34-д үзүүлэв.

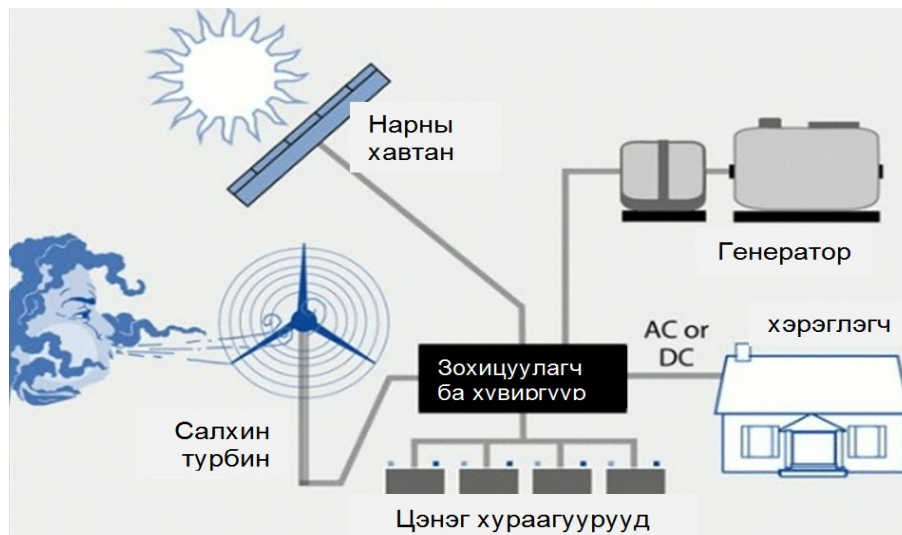
• Нарны эрчим хүчний хосолмол систем гэдэг нь нарны зайн хавтанг өөр эрчим хүчний эх үүсвэртэй хослуулдаг хосолмол цахилгаан систем юм. Хосолмол системийн эх үүсвэрүүдэд салхин сэнс, дизель генератор, термоэлектрик генератор болон нарны зайн үүсгүүрүүд багтах ба хамгийн түгээмэл хэлбэр нь нарны зайн хавтан – дизель генераторын хосолмол систем юм. Нарны эрчим хүч нь тодорхой бус хэлбэлзэлтэй, дизель генератораас үйлдвэрлэх эрчим хүч хязгаарлагдмал байдаг тл хосолмол системийн үед үйлдвэрлэлийг оновчтой болгох үүднээс цэнэг хураагуурыг ашигладаг. Зураг 35–Зураг 36-д хосолмол системийг харуулав.



Зураг 34. Нарны ЭХ-ний сүлжээнд холбогдсон систем



Зураг 35. Нарны эрчим хүчний хосолмол систем



Зураг 36. Нар ба Салхин хосолсон систем

4.3. Тархмал нарны эрчим хүчний эх үүсвэрийн систем

Тархсан бага эрчим хүчний судалгааны ерөнхий тойм: Цахилгаан энергийн үйлдвэрлэлийн өндөр бөөгнөрөлд том эрчим хүчний системд, өөрөөр хэлбэл үндсэн үүсгэгчид нь их хүчин чадалтай цөөн тооны цахилгаан станцууд ба хэрэглээний бүтцэд энерги багтаамжтай үйлдвэрүүд их хэмжээний хэсгийг эзэлдэг. Хэвийн болон аварын горимын удирдлагын төвлөрсөн систем илүү үр дүнтэй байдаг.

Их хүчин чадалтай цахилгаан станцтай зонхилох үүсгэгчтэй том үйлдвэрүүд бүхий хэрэглэгчидтэй ийм том систем хэрэглэгчдийн төрөл бүрийн ба эрс өөрчлөлттэй шинэ шаардлагуудад зохицдоггүй бөгөөд шинэ эдийн засгийн үр дүнтэй техникийн шийдлийг хайх шаардлагатай болдог. Ийм шийдлийн нэг бол гол төлөв тархсан үйлдвэрлэлд хамрагдах энергийн төхөөрөмжүүдээс бүрдсэн өөрийн цахилгаан хангамжид шилжих явдал юм. Тархсан үйлдвэрлэлийн ачаар улс орныхоо эрчим хүчний хөгжлийн процессыг сааруулах цахилгаан нь зүй ёсны болон зохиомол шинж чанартай юм.

Зүй ёсны чанарт улс орны нутаг дэвсгэр дээр тодорхой байдлаар тархсан эрчим хүчний анхдагч хялбар эх үүсвэрүүдийн хязгаарлагдмал байдал юм. Зохиомол чанарт журмын хэм хэмжээт болон албан ёсны саад тотгоруудыг оруулж болно. Өөрөөр хэлбэл бүс нутгийн шугам сүлжээний байгууллагууд ба төвлөрсөн удирдлагын системийн талаас үзүүлэх эсрэг ажиллагаа юм. Дэлхийн олон улс орнууд энергийн сэргээгдэх эх үүсвэрүүд дээрх тархсан үйлдвэрлэлийн өсөлтийг хурдасгахад бүх нийтийн дэмжлэг туслалцаа үзүүлж байна. Үүнийг дараах гурван үндсэн шалтгаанаар тайлбарлаж болно.

1. Цаг уурт сөрөг нөлөө үзүүлдэг нүүрстөрөгчийн түлшний шаталтаас бий болох хаягдлын хэмжээг бууруулахад тавигдах экологийн шаардлагууд

2. Цахилгаан энергийн үйлдвэрлэлийн уламжлалт технологийг ашигладаг дэлхий дээрх байгалийн энергийн эх үүсвэрүүдийн хязгаарлагдмал байдал
3. Нүүрс устөрөгчийн түлшний олборлолт, нийлүүлэлтийг гүйцэтгэдэг гуравдагч орны эрчим хүчний хамаарлыг багасгах болон эрчим хүчний аюулгүй байдлыг дээшлүүлэх шаардлага

Дэлхийн энергийн сэргээдэх эх үүсвэрүүдийн хөгжил: Дэлхийн цахилгаан эрчмийн үйлдвэрлэлийн бүтцэд энергийн сэргээгдэх эх үүсвэрүүдийн хувь сүүлийн 20 орчим жилд өсөж байна.

Хүснэгт 12. Дэлхийн сэргээдэх эх үүсвэрүүдийн суурилагдсан чадал

Он	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Вт	89,2	97,2	106,8	118,9	131,9	146,3	167,8	199,3	231,1	277,1	332,5

2011	2012	2013	2014	2015	2016
408,9	496,1	570,6	661,3	784,7	916,3

2016 онд нэгж энергийн үйлдвэрлэлтэд уламжлалт органик түлшний зардал, ЭСЭҮ-ийн зардал хоёр тэнцэж эргэлтийн үе болсны зэрэгцээ энэ онд ЭСЭҮ-ийн 161 ГВт чадал бүхий шинэ эх үүсвэрүүд ашиглалтад орсон нь рекорд амжилт байв.

Цахилгаан энергийн хэмжээгээр: Нарны энерги-71 ГВт , Салхины үйлдвэрлэл-51 ГВт -аар тэргүүлж байна. Энэ нь өрсөлдөгч эрчим хүч илүү өрсөлдөх чадвартай ба эдийн засгийн үр дүнтэй болохыг харуулж байна.

ЭСЭҮ-үүд чухал үүрэг гүйцэтгэх үндсэн байрлал бол зөөврийн түлшээр ажилладаг үйлдвэрлэлийн тусгаарлагдсан районууд юм. Эдгээр районууд зөөврийн дизель түлш, нүүрсээр ажилладаг. Ийм учраас эдгээр районд нарны болон салхины цахилгаан станцуудыг байгуулснаар эдийн засгийн асар их үр ашиг гарган авч болно.

Органик түлшний цахилгаан дулааныг хослон үйлдвэрлэх бага станцын хөгжил өнөө үед дэлхий дээр цахилгаан дулааны, энергийг хослон үйлдвэрлэдэг хийн турбинт төхөөрөмж (ХТТ) ба хийн уурын төхөөрөмж (ХУТ) дээрх цахилгаан станцууд өргөн нэвтэрч байна. Энэ чиглэлээр Европын холбооны орнууд болон Дани, Голланд, Финлянд, улсууд тэргүүлж байна. Европын холбооны орнууд цахилгаан дулааны хослон үйлдвэрлэлтээс хоёр ашигтай байдлыг ухамсарлаж байна.

Эдийн засгийн үүднээс энэ нь цахилгаан хангамжийн найдвартай ажиллагаа, энергийн үр ашигтай хэрэглээ, анхдагч энергийн хэмнэлт. Хүрээлэн буй орчныг хамгаалах үүднээс энэ нь нүүрс хүчлийн хийн хаягдлын багасалт, цаг уурын өөрчлөлтийн киотын гэрээний хүрээн дэх үүргийн биелэлт.

Хослон үйлдвэрлэл түлшний эрчим хүчний чадавхыг хамгийн ихээр ашиглах боломж олгодог. Өөрөөр хэлбэл цахилгаан дулааны энергийн ижил тоо хэмжээтэй үйлдвэрлэл бага түлш шаарддаг. Тусдаа үйлдвэрлэдэг уламжлалт системтэй харьцуулахад анхдагч энерги буюу түлшний хэмнэлт 10 хувиас 35 хувь хүрдэг.

Эдийн засгийн үүднээс эрчим хүчний тийм үр ашиг нь энерги үйлдвэрлэх зардал (шугам сүлжээнээс худалдан авсан энергийн тоо хэмжээний багасалт дулааны энергийн үйлдвэрлэлтийн өртгийн оновчлол) эрс багасалт ба үйлдвэрлэсэн энергийг шугам сүлжээнүүдэд дамжуулан худалдсаны үр дүнд орлогын буюу эрс хэмнэлтийг гаргахад оршино.

Дэлхийд 2016 онд хослон үйлдвэрлэх төхөөрөмжүүдийн нийт суурилагдсан хүчин чадал 755 ГВт болсон байна. Цахилгааны горимоор ХУТ-ны ажиллагаа зуухны дулааны үйлдвэрлэлийг багасгаж ингэснээрээ түлш хэмнэж, агаар мандал дахь хортой бодисын хаягдлыг бууруулж, дулааны ерөнхий өөрийн өртгийг бууруулдаг.

Монгол улс зөвхөн нүүрсний баялгаар төдийгүй нарны болон салхины энерги гэх мэт ЭСЭҮ-ийн нөөцөөр баялаг орон юм. Монголын чадавхыг илрүүлсэн болон эрчим хүчний нөөцийг Хүснэгт 13-д харуулав.

Хүснэгт 13. Монголын эрчим хүчний нөөц

Баялаг	Нөөц ба чадавхи
Нүүрс	15 нүүрсний ордууд дахь үнэлгээний нөөц 173 тэрбум тн, Батлагдсан нөөц 12 тэрбум тн(үүнээс 2 тэрбум нь коксжих нүүрс) метаны нөөц 40сая т.
Нефть	Илрүүлсэн нөөц 332 сая т.
Нарны	Нарны эрчимжилттэй м2 (4,3-4,7) квт.ц/м2 өдөрт нарны энергийн дундаж хэмжээ 1400 кВт.ц цацрагын жилийн нийт эрчимжилт $-2,2 \cdot 10^6$ ГВт,
Усны	Онолын чадавхи 6,2 ГВт, илрүүлсэн 1 ГВт
Салхины	Салхины цахилгаан чадавхи-1100 ГВт. Цахилгаан энергийн боломжит цахилгаан үйлдвэрлэл- жилд 2,5 их наяд кВт.ц
Уран	Монголын геологчдын өгөгдлөөр-60000 тн, ОХУ-ын шинжээчдийн үнэлгээгээр 120000-150000 тн

Монгол улс энергийн сэргээгдэх эх үүсвэрүүдийн хүрээнд, энергийн сэргээгдэх эх үүсвэрүүдийн суурилагдсан хүчин чадлыг 2023 онд 20 хувиар, 2030 онд 30 хувьд хүргэх хоёр үе шаттай зорилтыг дэвшүүлсэн. Цэвэр нарны буюу салхины эсвэл гибрид Minigrid ба Microgrid станцуудын тодорхойломжуудыг энэ судалгааны 3.4-д тодорхой харуулав.

Нарны энергийг нарны зайн хавтанд цуглуулж эрчим хүч үйлдвэрлэх технологи нь тархмал эх үүсвэрийн хамгийн чухал, ирээдүйтэй технологи юм. Энэ нь дэлхий даяар суурилагдсан хүчин чадал нь ойролцоогоор 2 жил тутамд 2 дахин нэмэгдэж асар хурдтай хөгжиж байгаа технологи юм. Нарны эрчим хүчний систем нь уламжлалт эх үүсвэрүүдийг бодоход түлшний зардал, ашиглалтын бохирдолгүй

байна. Өдөр бүрийн үдийн нар гийх хугацаа нь нарны эрчим хүчний системийн цахилгаан эрчим хүч үйлдвэрлэх оргил үе байдаг бөгөөд чадлын хүчин зүйл нь 20 орчим хувь байдаг.

Тархмал нарны эрчим хүчний систем нь цахилгаан хангамжийн системд бага-хүчдэлийн трансформаторуудтай холбогдож тухайн газар нутагт эрчим хүч үйлдвэрлэдэг. Ингэснээр дамжуулах шугамын алдагдлыг бууруулж, сүлжээний тэсвэртэй байдлыг нэмэгдүүлж, үйлдвэрлэлийн зардал гарахаас зайлсхийх боломжтой байдаг төдийгүй шинэ эх үүсвэр барих хөрөнгө оруулалтын зардлыг бууруулна. Оновчтой тоног төхөөрөмж, тохируулгын тусламжтайгаар тархмал нарны эрчим хүчний систем нь цахилгаан эрчим хүчний тасалдал эсвэл 0 зогсолтын үеийн эрчим хүчний хэрэглээг хангах замаар сүлжээний найдвартай байдлыг хангах боломжтой байдаг.

Эдүгээ дэлхий дахинаа тархмал нарны эрчим хүчний системийг эрчимтэй дэмжиж, засгийн газраас бодлогоор дэмжиж эхлээд байна. Жишээлбэл: Япон улс нь айл өрхийн цахилгаан эрчим хүчний зах зээлийн төрийн зохицуулалтыг халж, хэрэглэгчид орон нутгийн цахилгаан эрчим хүчний хангамжийг эзэмшдэг үндэсний 10 компаниас хараат бусаар өөрсдийн эрчим хүч нийлүүлэгчийг сонгох боломжийг олгохоор ажиллаж эхлээд байна. Ингэснээр цахилгаан хангамжийн жижиг компаниудын зах зээлд нэвтрэх боломжийг нээж өгөхөөс гадна тархмал эрчим хүчний системд шинэ боломжийг бий болгох юм. Учир нь Япон улс газар хөдлөлтөөс өмнө төвлөрсөн эрчим хүчний систем нь эрчим хүчээр хангах хамгийн хямд, найдвартай гэж үзэж байсан нь алдаатай байсныг хүлээн зөвшөөрсөн явдал юм. Иймээс Япон улс тархмал эрчим хүчний системийг одоо байгаа төвлөрсөн системд нийцүүлэн үр дүнтэй ашиглах талаар судалгааны баг байгуулан ажиллаж байна.

Харин БНХАУ нь өнөөдөр сэргээгдэх эрчим хүчний суурилагдсан хүчин чадлаараа дэлхийд тэргүүлж байна. Энэ нь эрчим хүчний аюулгүй байдлыг хангах, хотын агаарын бохирдлыг арилгахад ихээхэн ач холбогдолтой юм. Хятад улсын хот суурин газрын төвлөрсөн халаалтын 60 гаруй хувь нь төвлөрсөн бус эрчим хүчний сүлжээнээс хангагдаж байна. Цаашид Хятадын засгийн газраас сэргээгдэх эрчим хүчээр дамжуулан тархмал эрчим хүчний дэд бүтцийг сайжруулахыг эрмэлзэж байна.

Тайваны засгийн газраас тархмал нарны эрчим хүчний дээврийн системийг тарифын бодлогоор дэмжиж байна. Ингэснээр 2010 оноос хойш хувийн хэвشلүүд нарны эрчим хүчний төхөөрөмжийг суурилуулах сонирхол нэмэгдэж 2015 оны эцэс

гэхэд нарны эрчим хүчний системийн суурилагдсан хүчин чадал нь 728.5 МВт-д хүрсэн байна.

Бразил улсын хувьд тархмал нарны эрчим хүчний системийг эрчимтэй дэмжиж байгаа бөгөөд 2017 оны байдлаар суурилагдсан хүчин чадал нь 139.7МВт-д хүрчээ. Нийтдээ 12293 эрчим хүчний системийг ухаалаг тоолуурын тусламжтайгаар сүлжээнд холбосноос 12171 буюу 99 хувь нь нарны эрчим хүчний систем юм. Нарны эрчим хүч ашиглах технологийн өртөг буурахтай зэрэгцэн орон сууц өмчлөгчид болон жижиг бизнес эрхлэгчдийн дунд энэ технологийн үр ашиг боломжийн талаар өргөн хүрээний ойлголттой байгаа нь тус улсад тархмал нарны эрчим хүчний системийн төслүүд нэмэгдэх гол хөшүүрэг болж байна.

Япон улс нь айл өрхийн цахилгаан эрчим хүчний зах зээлийн төрийн зохицуулалтыг халж, хэрэглэгчид орон нутгийн цахилгаан эрчим хүчний хангамжийг эзэмшдэг үндэсний 10 компаниас хараат бусаар өөрсдийн эрчим хүч нийлүүлэгчийг сонгох боломжийг олгохоор ажиллаж эхлээд байна. Ингэснээр цахилгаан хангамжийн жижиг компаниуд зах зээлд орж ирэх боломжийг нээж өгөхөөс гадна тархмал эрчим хүчний системд шинэ боломжийг бий болгох юм. Тухайлбал Япон улс газар хөдлөлтөөс өмнө төвлөрсөн эрчим хүчний систем нь эрчим хүчээр хангах хамгийн хямд, найдвартай гэж үзэж байсан нь алдаатай байсныг хүлээн зөвшөөрсөн явдал юм. Одоо Япон улс тархмал эрчим хүчний системийг одоо байгаа төвлөрсөн системд нийцүүлэн үр дүнтэй ашиглах талаар судалгааны баг байгуулан ажиллаж Carbon Neutrality-CO₂-ыг бүрэн устгах гэдэг бодлого гаргаж баталсан (13). Энэ хүрээнд 2050 он гэхэд нийт эх үүсвэрийн 50-60% хувийг СЭХ-ээс, 30-40% цөмийн эрчим хүчнээс, 10% устөрөгч болон бусад эх үүсвэрээс гаргана гэж тусгайлсан хөтөлбөрийг 2020 онд баталсан байна. АНУ-д 12 сая гаруй тархмал эх үүсвэрийн систем байдаг бөгөөд энэ нь тус улсын одоо байгаа төвийн цахилгаан станцуудын хүчин чадлын 1/6-тай тэнцэж байна. Тус оронд тархмал эх үүсвэрийн хэрэглээ нь дараах янз бүрийн шалтгааны улмаас нэмэгдэж байна.

- Нарны зайн хавтан мэтийн СЭХ-ний технологиуд нь айл өрх болон бизнес эрхлэгчдэд зардлын хувьд ашигтай болж эхэлж байна.
- Хэд хэдэн муж болон орон нутгийн захиргаа эрчим хүчний үр ашиг, уян хатан байдал, хүлэмжийн хийн бууралтыг харгалзан СЭХ-ний технологийг байршуулах, түүний хөгжлийг дэмжих томоохон бодлого баримталж байна.
- Түгээмэл үйлдвэрлэсэн систем, ялангуяа дулаан, цахилгаан, онцгой байдлын үүсгүүрийг цахилгаан эрчим хүч тасалдах үед, ялангуяа хүчтэй шуурганы

дараа, эрчим хүч их шаарддаг өдрүүдэд цахилгаан эрчим хүчээр хангах зорилгоор ашиглаж байна.

Тархмал нарны эх үүсвэрийн загварчлал, барилгын менежмент нь барилгын архитектурын эффект, тухайн байршил дахь нарны гийгүүлтэл, нарны зайн хавтангийн ашиглалт, засвар үйлчилгээ, эрчим хүчний үйлдвэрлэл, эдийн засгийн үр ашиг гэх мэт янз бүрийн зорилго, зорилт бүхий олон талт оролцогчдыг хамарсан цогц процесс юм. Тиймээс нарны эрчим хүчний эх үүсвэрийн төслийг эдийн засгийн хувьд ашигтай, бүтээмжийн хувьд үр ашигтай болгоход менежмент төлөвлөлтийн асуудал маш чухал. Австралийн RMIT их сургуулийн харьяа Үл хөдлөх хөрөнгө, барилга, төслийн менежментийн сургуулийн хэсэг судлаачид 23 программ, гар утас, таблетын 4 аппликэйшн болон бусад судалгаа шинжилгээний ажлыг үндэслэн дүгнэлт хийж, нарны цахилгаан станцын төслийн загварчлал ба менежментэд зайлшгүй шаардлагатай 15 гол үзүүлэлтүүдийг нэгтгэн гаргажээ **(9)**. Энэхүү 15 үзүүлэлтийг байгаль орчин, геофизик, техник, эдийн засгийн гэсэн үндсэн 4 бүлэгт хувааж үзсэн байна

Байгаль цаг уур, техник, эдийн засгийн хувьд хамгийн оновчтой төлөвлөгдсөн нарны эрчим хүчний эх үүсгүүрийг шаардлагатай газар нь хамгийн оновчтой байдлаар сүлжээнд холбосноор тархмал нарны эрчим хүчний эх үүсвэрийн хамгийн өндөр үр ашиг хүртэх хувилбарыг бий болгох юм. Тархмал эх үүсвэрүүдийг сүлжээнд синхрон генератор ба индукцийн генераторуудаар шууд, цахилгаан эрчим хүчний хувиргууруудаар шууд бус байдлаар холбож болно.

Монгол орны СЭХ-ний хөгжилд идэвхитэй хөрөнгө оруулалт хийсэн 2007-2009 онд гол нь тухайн үед төвлөрсөн цахилгаан системид холбогдоогүй байсан сум суурин газруудыг бие даасан сэргээгдэх эх үүсвэрээс хангах гол бодлого байсан боловч бага чадлын сэргээгдэх эх үүсвэрийн суурилуулалт, ашиглалтын явцад гарсан алдаа, доголдлууд, иргэдийн гомдолоос үүдэн 2011-2017 онд ихэнхи эх үүсвэрийг төвлөрсөн цахилгаан сүлжээнд холбон сэргээгдэх эх үүсвэрүүдээ хэрэгцээтэй газарт нь шилжүүлэн байрлуулсан. Энэ үед тухайн жижиг эх үүсвэрүүдийг тахрмал байдлаар төвлөрсөн сүлжээнд холбон түгээх сүлжээний техникийн байдлыг сайжруулахад ашиглах боломж бага байсан. Учир нь ихэнхи жижиг эх үүсвэрүүд төвлөрсөн системд зэрэгцээ ажиллах ашиглалтын шаардлага хангахгүй байсан. Харин үнэ тарифын таатай нөхцөл байдал хуулинд тусгагдсаны дараа судалгаа тооцоо, зураг төсөл олноор хийгдэж гадаадын хөрөнгө оруулалт татах таатай боломж бий болсноор 2011-2020 онуудад нар салхины эх үүсвэр олноор ашиглалтад орсноор суурилагдсан хүчин чадлын сэргээгдэх эрчим хүчний

эзлэх хувь огцом өссөн боловч үнэ тарифын нөхцөл байдал, худалдах, худалдан авах гэрээний үүргийн биелэлтийг хангахад зохицуулалтын хүндрэл гарч ирсэн нь шинэ бэрхшээл, шийдэх асуудалтай тулгарсан. Гадны хөрөнгө оруулалтаар баригдсан эх үүсвэрүүд нь ихэвчлэн төвийн бүсийн гол дэд станцуудын ойролцоо баригдсан нь цахилгаан системийн ялангуяа түгээх сүлжээний алдагдлыг бууруулах, хүчдэлийн түвшин чанарыг сайжруулахад эерэг нөлөө үзүүлж чадахгүй байсан. Иймд СЭХ-ний эх үүсвэрийг хаана байрлуулах асуудлыг цахилгаан системийн горим ажиллагаатай уялдуулан сонгох, сонгосон байрлал дээр аукцион зарлах хэлбэрээр хөрөнгө оруулагчийг сонгох бодлогын чиглэлтэй уялдуулан тархмал нарны эх үүсвэрийг хэрхэн хөгжүүлэх талаар судалгаа явуулах шаардлага үүссэн. Иймээс энэхүү судалгааг зөвхөн айл өрх, албан байгууллагыг тархмал нарны эх үүсвэрээс хангах хүрээнд бус тархмал эх үүсвэрийг Монголын цахилгаан түгээх сүлжээнд хэрхэн холбох, түгээх сүлжээний техникийн алдагдлыг бууруулах, одоогийн тохиолдож буй хүндрэл бэрхшээлийг шийдэх боломжийг эрэлхийлэн цахилгаан түгээх сүлжээний горим ажиллагааны нөхцөл байдалтай уялдуулан төрөл бүрийн горим ажиллагааны тооцоог хийж үнэлэлт дүгнэлт гаргалаа.

ТАВ. МОНГОЛ ОРОНД ТАРХМАЛ НАРНЫ ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ ЭХ ҮҮСВЭР АШИГЛАХ ШААРДЛАГА БА БОЛОМЖ

5.1. Тархмал нарны эрчим хүчний эх үүсвэр хөгжүүлэх асуудал

Монгол улс 2015 онд “Төрөөс эрчим хүчний талаар баримтлах бодлого”-ыг баталж эрчим хүчний салбарын стратегийн дунд болон хэтийн хугацааны зорилго, зорилтуудыг тодорхойлсон. Энэхүү бодлогод “Найдвартай хангамж-Үр ашиг-Байгаль орчин” гэсэн гурван тэргүүлэх чиглэлийн хүрээнд 6 стратегийн зорилго, 27 зорилтыг тодорхойлж, тэдгээрийг “2015-2023 онд түлш, эх үүсвэрийн чадлын нөөцийг бүрдүүлж, сэргээгдэх эрчим хүчийг хөгжүүлэх суурийг бий болгох үе”, “2024-2030 онд эрчим хүч экспортлох, сэргээгдэх эрчим хүчийг тогтвортой хөгжүүлэх үе” гэсэн 2 үе шаттайгаар хэрэгжүүлэхээр төлөвлөсөн (3).

Энэхүү бодлогын барим бичигт эрчим хүчний системд СЭХ-ний эх үүсвэрийг түлхүү холбож, суурилагдсан хүчин чадлыг хоёр дахин нэмэгдүүлснээр 10%-ийн нөөц бий болгох төдийгүй 2020 он гэхэд нийт цахилгаан эрчим хүчний 20%-ийг, 2030 онд 30%-ийг СЭХ-ний эх үүсвэрүүдээс хангахаар тусгагдсан байгаа нь засгийн газраас СЭХ-ийг бодлогоор дэмжиж, хувийн хэвшил, өрсөлдөөнт зах зээлд суурилсан үр ашигтай, хэмнэлттэй, байгаль орчинд ээлтэй СЭХ-ний эх үүсвэрүүдийг барьж байгуулах боломжийг олгож байна.

Нөгөө талаас манай орны нийт цахилгаан эрчим хүчний хэрэглээний дийлэнх хувийг ахуйн хэрэглээ эзэлдэг ба өргөн уудам газар нутагт тархуу байрласан айл өрхийн хэрэглээг цөөхөн хэдэн эх үүсвэрээс хол зайд шугам татаж хангаж байгаа нь эдийн засгийн талаасаа үр ашиггүй төдийгүй цахилгаан системийн хувьд өглөө, оройн ачааллын үед цахилгаан системийн хүчдэлийн горим, хуурмаг чадлыг зохицуулахад хүндрэл учирч байдаг.

2020 оны байдлаар Төвийн бүсийн эрчим хүчний системийн цахилгаан дамжуулалт, түгээлтийн алдагдал 13.8% болж өмнөх оноос 0.2 нэгжээр, Зүүн бүсийн эрчим хүчний системийн дамжуулалт, түгээлтийн алдагдал 3.85% болж өмнөх оноос 0.35 нэгжээр, Баруун бүсийн эрчим хүчний системийн дамжуулалт, түгээлтийн алдагдал 24.27% болж өмнөх оноос 0.5 нэгжээр, Алтай-Улиастайн эрчим хүчний системийн дамжуулалт, түгээлтийн алдагдал 21.47% болж өмнөх оноос 1.06 нэгжээр тус тус буурсан байна (14).

Иймд цахилгаан дамжуулах шугамын алдагдлыг бууруулж хэрэглээнд ойр эрчим хүчний эх үүсвэр барьж байгуулах, цахилгаан ачааллын хэлбэлзлийг тохируулах эх үүсвэрийг судалж, эрчим хүчний системийн аюулгүй, найдвартай байдлыг хангах гарцыг эрэлхийлэх шаардлагатай.

Монгол орны хувьд нийт нутаг дэвсгэрийн 50 гаруй хувьд нарны энергийг ашиглан хэрэглэгчдийг цахилгаан, дулаанаар хангах боломжтой нь батлагдсан бөгөөд хамгийн найдвартай, тогтвортой эх үүсвэр болох нарны эх үүсвэрийг, тэр дундаа тархмал нарны эрчим хүчний эх үүсвэрийг ашиглаж эрчим хүчний хангамжийн аюулгүй байдлыг сайжруулах, түгээх дамжуулах үеийн алдагдлыг бууруулах хэрэгжилтийг судалж, эрчим хүчний чанар, эдийн засгийн ашиг тусыг хүртэх нь нэн чухал

Сэргээгдэх эрчим хүчний талаар төрөөс баримтлах бодлогын баримт бичигт эрчим хүчний системд сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрийг түлхүү холбож, суурилагдсан хүчин чадлыг нэмэгдүүлснээр 2020 он гэхэд нийт цахилгаан эрчим хүчний 20%-ийг, 2030 онд 30%-ийг сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрүүдээс хангахаар тусгагдсан. Энэ нь засгийн газраас СЭХ-ийг бодлогоор дэмжиж, хувийн хэвшил, өрсөлдөөнт зах зээлд суурилсан үр ашигтай, хэмнэлттэй, байгаль орчинд ээлтэй сэргээгдэх эрчим хүчний эх үүсвэрүүдийг барьж байгуулах боломжийг олгож байна.

СЭХ-ний талаар баримтлах бодлого тодорхой болж, хууль эрх зүйн орчин бүрдсэнээр олон тооны судалгаа, техник эдийн засгийн үндэслэл гарч гадны хөрөнгө оруулагчдын сонирхол татагдаж СЭХ-ээр Монгол орны дотоод хэрэгцээг хангах, бүс нутгийн хамтын ажиллагааны хүрээнд хөгжүүлэх зэрэг өргөн хүрээний ажил хийгдэж байна. Энэ судалгааны хувьд тархмал эх үүсвэр ашиглан цахилгааны хэрэглээг хангахдаа цахилгаан систем болон түгээх сүлжээний үр ашгийг дээшлүүлэхэд чиглэгдсэн болно.

Монгол орны хувьд нийт нутаг дэвсгэрийн ихэнх нь нарны энергийг ашиглан хэрэглэгчдийг цахилгаан, дулаанаар хангах боломжтой нь батлагдсан бөгөөд хамгийн найдвартай, тогтвортой эх үүсвэр болох нарны эх үүсвэрийг ашиглаж эрчим хүчний хангамжийн аюулгүй байдлыг сайжруулах, цахилгаан ачааллын хэлбэлзлийг тохируулах, түгээх дамжуулах үеийн алдагдлыг бууруулах нь нэн чухал шаардлагатай байна.

Түгээх сүлжээний нэвтрүүлэх чадварыг сайжруулан хөдөө орон нутагт жижиг, дунд үйлдвэрлэлийг хөгжүүлэх боломжийг хангах нь эрчим хүчний салбарын шийдвэрлэх чухал асуудлын нэг болсон байна. Өнөөгийн бодит техникийн нөхцөл байдал нь шугам сүлжээний бүтцийг өөрчлөх, бусад хэлбэрийн хүчдэл тохируулах арга хэрэгслээр дамжуулан хүчдэлийн түвшинг тохируулах боломж муу болсон байна.

Энэ байдлаас гарах арга замын нэг нь түгээх сүлжээнд шууд холбох тархмал эх үүсвэрийг барьж ашиглалтад оруулах асуудал юм [13]. Манай улсын онцлог нь хүн амын нягтаршил болон хэрэглээ бага тул өөрийн онцлогт тохирсон бага чадлын эх үүсвэрүүдийг хэрэглэгчийн ойр байрлуулах нь горим ажиллагааны хувьд оновчтой. Иймд СЭХ-ний эх үүсвэрийг хаана байрлуулах нь манай цахилгаан системийн хувьд илүү үр ашигтай гэдгийг эхэлж тодорхой болгоод дараа нь тэр байрлал дээр ямар эх үүсвэр барих асуудлыг шийдэх нь зүйтэй байна.

5.2. Баруун бүсийн эрчим хүчний систем, түүний горим ажиллагааны онцлог

Баруун бүсийн эрчим хүчний систем нь 1995 оноос ОХУ-ын Красноярскийн эрчим хүчний системээс цахилгаан эрчим хүч импортолж баруун 3 аймгийг хамарсан эрчим хүчний систем үүсгэж цахилгаан эрчим хүчээр хангаж байгаа билээ. Энд 12 МВт-ын чадал бүхий Дөргөний усан цахилгаан станц ажиллаж байгаа нь Монгол талын ганц эх үүсвэр болж байна. Баруун бүсийн эрчим хүчний системд дараах хүндрэлүүд үүсэж болзошгүйг тооцох зайлшгүй шаардлага гарч байна. Үүнд:

1. Өвлийн их ачааллын үед ББЭХС-ийн 110 кВ шугамууд их хүйтрэлээс болж мөсжилт үүсдэг. Энэ нь тус системийг аваарын байдалд оруулах нөхцөлийг бүрдүүлдэг тул энэ хүндрэлээс гарах техник зохион байгуулалтын арга хэмжээг байнга авч ажиллах шаардлагатай.
2. ОХУ-аас өвөл, зуны аль ч горимын үед шугам тасарч урт богино хугацаанд залгах боломжгүй болох өөр бусад шалтгааны улмаас ОХУ-аас хүчдэл авах боломжгүй болсон тохиолдолд нэлээд хөлдөлт үүсэх зэрэг онцгой гэж болохоор хүндрэл үүсэх юм.
3. Дөргөний УЦС аваарын үед 3 аймгийн төвийг “ямар хэмжээнд хангаж ажиллах боломжтойг тооцож тодорхойлох.
4. Увс аймгийн аваарын дизелийг бэлэн байдалд оруулах боломжгүй нөхцөл үүсвэл аваарын үед онцгой хэрэглэгчдийг эрчим хүчээр хангахад хүндрэл үүснэ.
5. Энэ системд бүс нутгийн хэрэгцээг бүрэн хангах чадал бүхий дунд чадлын “Цахилгаан станц”-ыг барьж ашиглах явдал юм.

ББЭХС-ийн гол эх үүсвэр нь ОХУ-ын Красноярскийн хязгаарын цахилгаан систем бөгөөд Тува мужийн Кызыл хотоос урагш 130 гаруй км зайд байх Чаданы 220\110 кВ-ын дэд станцад холбогдсон ба тухайн тооцооны үед Чадан дэд станцаас Улаангомын чиглэлд 20 МВт импортын урсгал ирж байх нөхцөлд горимын тооцоог

DlgSILENT “\Digital SimuLation of Electrical NeTworks\” компанийн Power Factory тооцооллын программ дээр хийж гүйцэтгэлээ. Энэ программ нь цахилгаан дамжуулалт, түгээлт, үйлдвэрийн цахилгаан хангамжийн системүүдэд дүн шинжилгээ хийх зорилго бүхий компьютер дээр суурилсан инженерийн хэрэгсэл юм. Уг программ нь эрчим хүчний систем, түүний удирдлагын дүн шинжилгээ хийх, тэдгээрийг төлөвлөх, оновчлол хийх үндсэн зорилго бүхий интерактив болон цогц программ хангамжийн багцтайгаар дизайн хийгдсэн байна. DlgSILENT Version 7 нь график, схем хэлбэрээр дүрслэгдэх интерфэйстэй эрчим хүчний системийн дүн шинжилгээ хийх анхны программ бөгөөд схем хэлбэрээр дүрслэгдэх диаграм нь зургийн функцүүд, засварлах боломж, найдвартай ажиллагаа бүхий статик болон динамик тооцооны шинж чанаруудыг өөртөө агуулдаг.

Power Factory программ нь эрчим хүчний системийн дүн шинжилгээний функцүүдийн иж бүрэн нийцэмжийг хангах цогц инженерийн хэрэгслүүдээр дизайн хийгдсэн бөгөөд доорх үндсэн шинж чанаруудыг өөртөө багтаадаг байна. Үүнд:

- Power Factory core функцүүд нь тухайн хэсгийн тодорхойлолт, өөрчлөн засварлах болон зохион байгуулалт хийх, хэд хэдэн тооны давталтууд; гаралт болон бичвэрийн функцүүдийг агуулна.
- Цогц интерактив цахилгааны схем дүрслэл болон тэдгээртэй харилцах өгөгдлүүдийг агуулна.
- Эрчим хүчний системийн элементүүд болон үндсэн суурь өгөгдлийн сантай.
- Иж бүрэн тооцооллын функцүүд (жишээлбэл геометр хэмжээс болон паспортын өгөгдөл дээр суурилсан шугам, цахилгаан машины параметрийн тооцоолол).
- On-line SCADA хандалт болон интерактив байдлаар илэрхийлэгдэх эрчим хүчний сүлжээний тохируулга.
- Компьютерын системд зориулсан үндсэн интерфэйсүүдтэй.

Нөгөө нэг эх үүсвэр нь Тайширын УЦС бөгөөд тус станц нь 11 МВт суурилагдсан хүчин чадалтай бөгөөд тухайн тооцооны үед ачаалал 3 МВт буюу нэг гидротурбин ажилд залгаатай байсан болно.

Хүчдэлийн тохируулга нь хэрэглэгчдийн шин дээрх хүчдэлийн утга хэвийн утгаасаа хазайх хазайлтыг стандартын зөвшөөрөгдөх хэмжээнд хязгаарлах техникийн арга хэмжээнүүдийн цогцын хувьд тохируулгын арга хэмжээг цахилгаан станц, дамжуулах түгээх сүлжээ, хэрэглэгчийн түвшинд тухайн ачаалал, горимын нөхцөл, хуурмаг чадлын хэрэглээтэй уялдуулж хийх шаардлагатай байдаг (15).

Хүчдэлийн тохируулга шугам сүлжээ ба хэрэглэгчдийн шин дээр хуурмаг чадлын баланстай холбоотой. Хүчдэл буурах нь гол төлөв хуурмаг чадлын дутагдалтай бүсэд гардаг. Цахилгаан системийн хүчдэлийн доод түвшин нь хуваарилах шугам сүлжээний хүчдэлийн тохируулгын нөхцөлүүд, системийн тогтворжилтоор тодорхойлогддог.

Цахилгаан системийн чадлын хэрэглээ хугацааны туршид байнга өөрчлөгдөн хэрэглэгчийн горим ажиллагаанаас хамаарч чадлын урсгал дагаж өөрчлөгдөхийн зэрэгцээ алдагдал, хүчдэлийн түвшин янз бүр байдаг. Хамгийн их ачааллын горимд цахилгаан систем хамгийн их ачаалагдаж шугам, дэд станц бусад элементүүд дээрх хүчдэлийн алдагдал ихэсдэг. Бусад хэвийн горимуудад хүчдэлийн алдагдал бага байх ба хамгийн бага ачааллын горимд алдагдал хамгийн бага байдаг. Цахилгаан шугам сүлжээ ба цахилгаан хэрэглэгчдийн шин дээрх хүчдэлийн хазайлтад тавигдах шаардлагууд цахилгаан системийн бүх түвшинд хүчдэлийн тохируулга хийхийг шаарддаг.

Хүчдэлийн тохируулгыг төвлөрсөн ба бүс нутаг, шугам сүлжээний гэсэн ангиллаар хийдэг. Эх үүсвэрийн зангилган дах төвлөрсөн тохируулгаар хамгийн ойрхон байх групп хэрэглэгчдийн хувьд хүчдэлийн зөвшөөрөгдөх утгыг нэгэн зэрэг хэвийн утгад барих боломжтой байдаг. Харин бүс нутгийн сүлжээний хувьд тухайн хэрэглэгчийн шин болон төгсгөлийн хүчдэлийн уналтыг хэвийн зохицуулах шаардлага гардаг тул өөрийн онцлогт тохирсон тохируулга шаардлагатай болдог. Манай орны хувьд төвийн бүс, баруун,зүүн, Алтай-Улиастай болон өмнөд говийн хэрэглэгчийн хувьд дээрх төвлөрсөн болон бүс нутгийн зохицуулалт хийгдэж байна. Систем бүр өөрийн эх үүсвэр болон тусгайлсан төхөөрөмж, трансформатораар дамжуулан зохицуулалт хийж байна. Цахилгаан сүлжээ хэт урт болсон тул хэдийгээр нэг эх үүсвэрээс тэжээгдэж байгаа ч төвлөрсөн тохируулга нь эцсийн хэрэглэгчийн түвшинг тохируулж чадахгүй тул завсарын төхөөрөмж, трансформаторын тохируулга ашиглаж байгаа хэдий ч зарим тохиолдолд хангалтгүй байдаг.

5.2.1. ББЭХС-ийн тогтсон горим ба тогтворжилтын судалгаа

Цахилгаан эрчим хүчний салбарын хөгжлийн түшингээс улс орны бүхий л салбарын хөгжил хамаарахын зэрэгцээ тэдгээрийн найдвартай ажиллагаа ихээхэн хамаардаг. Ийм учраас цахилгаан эрчим хүчний систем (ЦЭХС)-ийн найдвартай ажиллагааг хангах асуудал түүний хөгжлийн бүх үе шатанд үндсэн зорилт болж байдаг. ЦЭХС-ийн найдвартай ажиллагаа нь системийн бүтэц зохион байгуулалт, түүний элементүүдийн техникийн түвшин, автоматжуулалтын түвшин, ажиллах

хүчний мэргэжлийн ур чадвар, хариуцлага зохион байгуулалт зэрэг олон хүчин зүйлээс хамаарах цогц асуудал юм.

Монгол улсын ББЭХС нь төвийн бүсийн эрчим хүчний системээс алслагдсан Ховд, Увс, Баян-Өлгий аймгуудыг цахилгаан эрчим хүчээр хангадаг бөгөөд өнөөдрийн байдлаар дээрх аймгуудын нийт хэрэглэгчдийн хүчин чадал (35 МВт)-ын дөнгөж 30 орчим хувийг хангахуйц хүчин чадалтай Дөргөний усан цахилгаан станц бүхий өөрийн эх үүсгэгчтэйгээр ОХУ-ын эрчим хүчний системтэй зэрэгцээ ажиллаж хэрэглэгчдийн цахилгаан хэрэглээний 70 орчим хувийг ОХУ-аас авч байна. Иймд тус бүс нутагт өөрийн цахилгааны эх үүсгэгч зайлшгүй дутагдалтай байгаа болно. Иймд тогтсон горимын болон тогтворжилтын судалгааг тооцоот хэрэглэгчдийн ачааллыг 2018 оны түвшинд авч үзэн ОХУ-ын АНАРЭС 2013 болон MUSTANG программын цогцолборуудаар мөн хийж гүйцэтгэсэн юм.

Дэлхийн банкны санхүүжилтээр тус бүс нутагт ойрын үед (2018, 2019 онуудад) 10 МВт-ын хоёр нарны цахилгаан станц, 5 МВт-ын нэг салхин цахилгаан станц АУЭХС-ийн 10 МВт чадалтай нарны станц, Хөвсгөлийн мөрөн хотод баригдаж байгаа био ДЦС-ын цахилгаан системд үзүүлэх нөлөөллийн тооцоог хийлээ. Эдгээр нь ББЭХС болон манай цахилгаан системд тархмал эх үүсвэрийн үзүүлэх нөлөөллийг бүрэн харуулж байгаа болно.

5.2.2. ББЭХС-ийн тогтсон горимын судалгаа, үр дүн

ББЭХС нь 110, 35, 15, 10 кВ-ын цахилгаан дамжуулах агаарын шугамтай ба үүнээс гол шугам сүлжээ нь 110 кВ, 35 кВ-ын шугам сүлжээ эзэлж байна. Энд 110 кВ-ын 868,2 км нийлбэр урттай шугам сүлжээ, 35 кВ-ын 825,2 км нийлбэр урттай шугам сүлжээ эзэлж байна. Цахилгаан шугам сүлжээний тогтсон горимын тооцоог бид зөвхөн 110, 35 кВ-ын шугам сүлжээг авч үзэж тооцоо хийсэн болно.

Трансформаторын дэд станцуудын хувьд 110 кВ-ын 9 дэд станц, 35 кВ-ын 25 дэд станцтайгаар тооцоо хийсэн юм. Мөн тус шугам сүлжээнд 2,4 МВАр-ын чадалтай (Дөргөний УЦС) нэг реактор, 3,3 МВАр-ын чадалтай 9 реактор (Улаангом, Малчин, Өмнөговь, Баян-Өлгий, Мянгад, Манхан дэд станцууд), 6,6 МВАр-ын нэг реактор (Мянгад) нийт 11 реактор суурилуулан ажиллаж байна. Иймд эдгээр реакторуудын аль болох боломжтой хувилбаруудыг авч үзэж тооцоо хийсэн болно. ББЭХС-ийн хэрэглэгчдийн цахилгаан ачааллын хэмжилтийг 2015 онд хийгдсэн үр дүнг (энэ хамгийн үнэн зөв бүрэн хэмжээгээр хийгдсэн) ашигласан ба нийт ачаалал 32 МВт байна.

Хэвийн тогтсон горимын тооцоог ОХУ-д боловсруулагдсан ОХУ-ын эрчим хүчний систем болон их дээд сургууль, эрдэм шинжилгээний байгууллагуудад өргөн

нэвтэрч ашиглагдаж байгаа АНАРЭС-2012 программын цогцолбороор гүйцэтгэсэн юм. Хэвийн тогтсон горимын тооцоог ББЭХС-ийн хөгжлийн өнөөгийн түвшин болон нарны ба салхин цахилгаан станцууд баригдах үеийн хэтийн төлөвийн түвшинд авч үзэж гүйцэтгэсэн юм.

Өнөөгийн түвшин дэх тогтсон горимын тооцооны үр дүнгээс үзэхэд хүчдэлийн түвшин бүрд хэрэглэгчдийн хамгийн алслагдсан цэг дэх хүчдэлийн хамгийн бага утга нь 6 кВ-ын шин дээр 6,1 кВ; 10 кВ-ын шин дээр 9,51 кВ; 15 кВ-ын шин дээр 13,29 кВ; 35 кВ-ын шин дээр 33,14 кВ; 110 кВ-ын шин дээр 106,6 кВ гэж гарсан байна. Ерөнхийдөө хүчдэлийн түвшин харьцангуй нэлээд буурсан байгаа боловч трансформаторуудын хүчдэлийн тохируулгын хязгаарт багтаж байна. 110 кВ-ын шугам сүлжээний толгойн хүчдэл ОХУ-ын Чадан дэд станц дээр 115 кВ байхаар тооцоо хийсэн болно. Бид энд тогтсон горимын тооцооны зангилаа болон салааны мэдээллийг хэтэрхий их хэмжээтэй тул бүгд харуулах боломжгүй байв. Энэ горимд цахилгаан шугам сүлжээ (ЦШС)-ний нийлбэр алдагдал 2,605 МВт байна.

Хэтийн төлөвийн тогтсон горимын тооцооны үр дүнгээс үзэхэд хамгийн алслагдсан хэрэглэгчдийн шин дээрх хүчдэлийн хамгийн бага утга хүчдэлийн түвшин бүрд авч үзвэл: 6 кВ-ын шинд 5,45 кВ; 10 кВ-ын шинд 9,22 кВ; 15 кВ-ын шинд 12,8 кВ; 35 кВ-ын шинд 32,03 кВ; 110 кВ-ын шинд 107 кВ гэж тус тус гарсан болно. Хэдийгээр энэ горимд хүчдэлийн утга буурсан боловч трансформаторуудын хүчдэлийн тохируулгын хязгаарт багтаж байгаа ба хамгийн гол нь ЦШС-ний нийлбэр алдагдал буурч 2,26 МВт болсон байна. Ер нь хүчдэлийн түвшнийг бид реакторуудын горимын зохицуулалтаар тохируулах бүрэн боломжтой ба энэ үед чадлын нийлбэр алдагдал бүр ихээр буурах болно.

5.2.3. ББЭХС-ийн тогтворжилтын судалгаа, үр дүн

Цахилгаан системийн найдвартай ажиллагааны хамгийн гол үзүүлэлт бол системийн тогтворжилт байдаг. ЦЭХС-д бий болох горимын их бага цочролын үед систем хуучин хэвийн горимоо хир зэрэг хадгалж чадаж байгааг харуулах үндсэн шалгуур бол системийн тогтворжилтын үнэлгээ юм. Иймд системд бий болох бага цочролын үед түүний шалгуур үнэлгээ болох статик тогтворжилт болон их цочрол (янз бүрийн хэлбэрийн богино залгаа, шугам, генератор, их ачаалалтай хэрэглэгчийн зангилаа тасрах)-ын үеийн шалгуур үнэлгээ болох динамик тогтворжилтын судалгаа, тооцоог зайлшгүй гүйцэтгэж үнэлэлт дүгнэлт өгөх шаардлагатай байдаг.

Энэ зорилгын үүднээс бид ББЭХС-ийн хөгжлийн өнөөгийн болон хэтийн төлөвийн үеийн системийн статик, динамик тогтворжилтын тооцоог дээр дурдсан АНАРЭС-2012 программын цогцолбороор хийж гүйцэтгэсэн юм. Эхлээд бид ББЭХС-ийн өнөөгийн түвшин дэх системийн статик тогтворжилтын тооцоог гүйцэтгэе. Системийн статик тогтворжилтын тооцоог хийхийн тулд хамгийн их чадал дамжиж буй гол систем үүсгэгч шугам болох Улаангом-Чаданы 110 кВ-ын нэг хэлхээт шугамын огтлолоор дамжих чадлын хязгаарыг тодорхойлоход оршино. Үүний тулд дээрх огтлолын хувьд шугамаар дамжих чадлын хязгаарыг Улаангом 110/35/10 кВ-ын дэд станцын нам талын шин дээрх бодит чадлыг 5 МВт-аар, хуурмаг чадлыг 1 МВАр-ын алхмаар ихэсгэх замаар системийн бүх зангилааны хүчдэлийг тохируулж болох хязгаарын зөвшөөрөгдөх утга хүртэл горимыг хүндрүүлэх замаар тодорхойлж статик тогтворжилтын хязгаарыг дараах дөрвөн хувилбараар авч үзсэн юм.

Хувилбар-1. Өвлийн их ачааллын горимд системд ажиллаж буй 5 реакторыг залгаатай байх горимд (энд нийт 15,6 МВАр хуурмаг чадал шингээнэ).

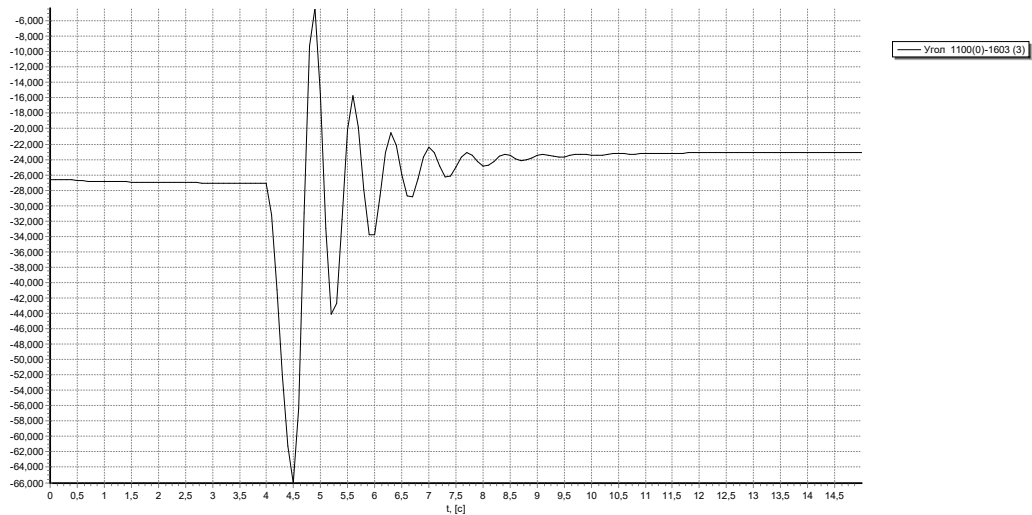
Хувилбар-2. Өвлийн их ачаалалтай үед байнгын ажиллагаатай 5 реакторыг таслах горимд (энд нийт 15,6 МВАр хуурмаг чадал шингээгдэхгүй).

Хувилбар-3. Улаангом-Өмнөговь хоёр хэлхээтэй шугам зэрэгцээ ажиллаж байх горимд.

Хувилбар-4. Чадан-Улаангом хоёр хэлхээтэй шугам зэрэгцээ ажиллах горимд.

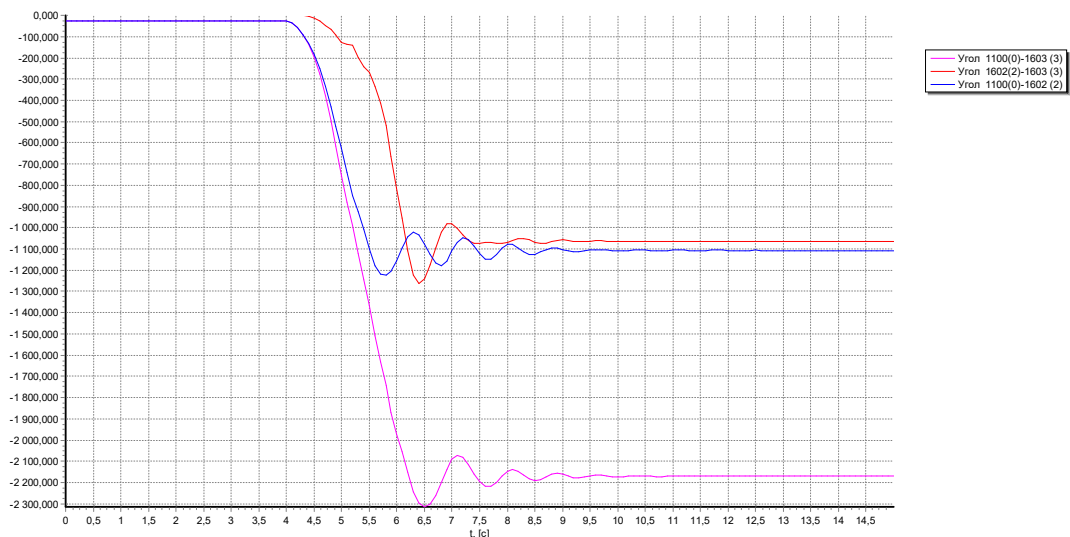
Хувилбар-1 горимоор гүйцэтгэсэн тооцооны үр дүнд шугамаар дамжих чадлын хязгаарын утга 34,11 МВт, статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициент 0,31, хувилбар-2 горимын үед чадлын хязгаар 49,47 МВт, нөөцийн коэффициент 0,49, хувилбар-3 горимын үед чадлын хязгаар 52,61 МВт, нөөцийн коэффициент 0,52, хувилбар-4 горимд чадлын хязгаар 63,11 МВт, нөөцийн коэффициент 0,62 гэж тус тус гарсан болно. Динамик тогтворжилтын тооцоог бид дараах хоёр цочрол бий болох үед авч үзсэн юм.

Цочрол-1. Дөргөний усан цахилгаан станц (УЦС)-ын генератор-2-ын гаргалга дээр 3 фазын богино залгаа болж 0,5 секундйн дараа таслуураар таслагдах үед. Энэ үед системийн динамик тогтворжилт хадгалагдан үлдэж байгаа ба баланслагч (Чадан) зангилаа болон генератор-3 хоёрын харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн графикийг Зураг 37-д харуулав.



Зураг 37. Баланслагч зангилаа, генератор-3 хоёрын харилцан өнцгийн өөрчлөлт

Цочрол-2. Өмнөговь 110 кВ-ын дэд станц ба отпайка-1 хоёрын хоорондын 110 кВ-ын 99,4 км шугамын дунд 3 фазын богино залгаа болж 1 секундийн дараа шугам таслагдах үед. Энэхүү горимд системийн динамик тогтворжилт хадгалагдан үлдэж байгаа ба харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн графикийг Зураг 38-д үзүүлэв.



Зураг 38. Харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн график

Одоо бид ББЭХС-ийн хэтийн төлөвийн статик, динамик тогтворжилтын тооцоог авч үзье. Системийн статик тогтворжилтын тооцоог ОХУ-ын Чадан дэд станц, Монгол улсын Улаангом 110 кВ-ын дэд станцуудыг холбосон нэг хэлхээтэй 110 кВ-ын шугамын огтлолоор дамжих чадлын хязгаарыг Улаангом 110/35/10 дэд станцын нам талын ачааллыг 5 МВт-ын алхмаар, Чадан дэд станцаас дамжих чадлыг 5 МВт-аар ихэсгэх замаар дараах дөрвөн хувилбараар авч үзсэн болно.

Хувилбар-1. Системд 5 реактор залгаатай байх горим.

Хувилбар-2. Системд 5 реактор залгаагүй байх горим.

Хувилбар-3. Улаангом-Өмнөговийн хоёр хэлхээтэй шугамтай, 5 реактор залгаагүй байх горим.

Хувилбар-4. Чадан-Улаангомын хоёр хэлхээтэй шугамтай, 5 реактор залгаатай байх горим.

Статик тогтворжилтын чадлын хязгаар нь хувилбар-1-ын хувьд 11,22 МВт, нөөцийн коэффициент 0,81, хувилбар-2-д чадлын хязгаар 20,43 МВт, нөөцийн коэффициент 0,89, хувилбар-3-д чадлын хязгаар 23,0 МВт, нөөцийн коэффициент 0,88, хувилбар-4-д чадлын хязгаар 28,93 МВт, нөөцийн коэффициент 0,92 гэж тус тус гарч систем статик тогтвортой байна.

Динамик тогтворжилтын тооцоог дараах 5 цочролын тохиолдолд хийж гүйцэтгэсэн юм.

Цочрол-1. Дөргөний УЦС-ын генератор-2-ын гаргалга дээр 3 фазын богино залгаа болж 0,22 секундйн дараа таслагдах горим.

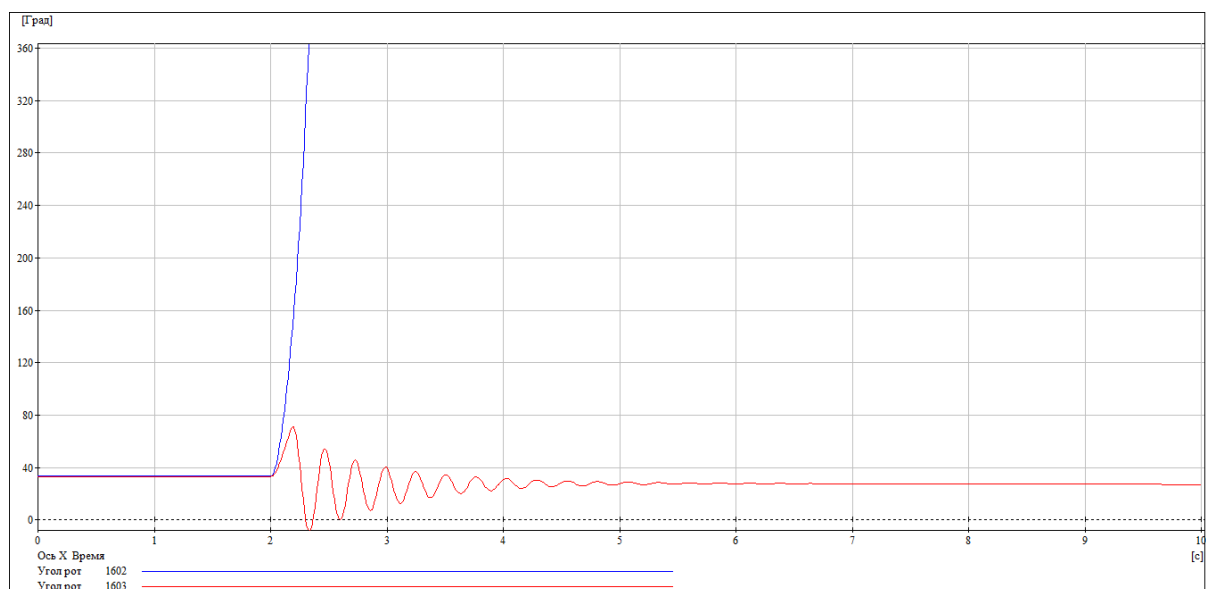
Цочрол-2. Өмнөговь 110 кВ-ын дэд станц ба отпайка 1 110 кВ-ын 99,4 км шугамын төгсгөлд 3 фазын богино залгаа болж 0,22 секундйн тасрах горим.

Цочрол-3. Өмнөговь 110 кВ-ын дэд станц ба отпайка-1 110 кВ-ын 99,4 км шугамын төгсгөлд 2 фаз газартай богино залгаа болж 0,22 секундйн дараа тасрах горим.

Цочрол-4. Мянгадын НЦС системээс огцом тасрах горим.

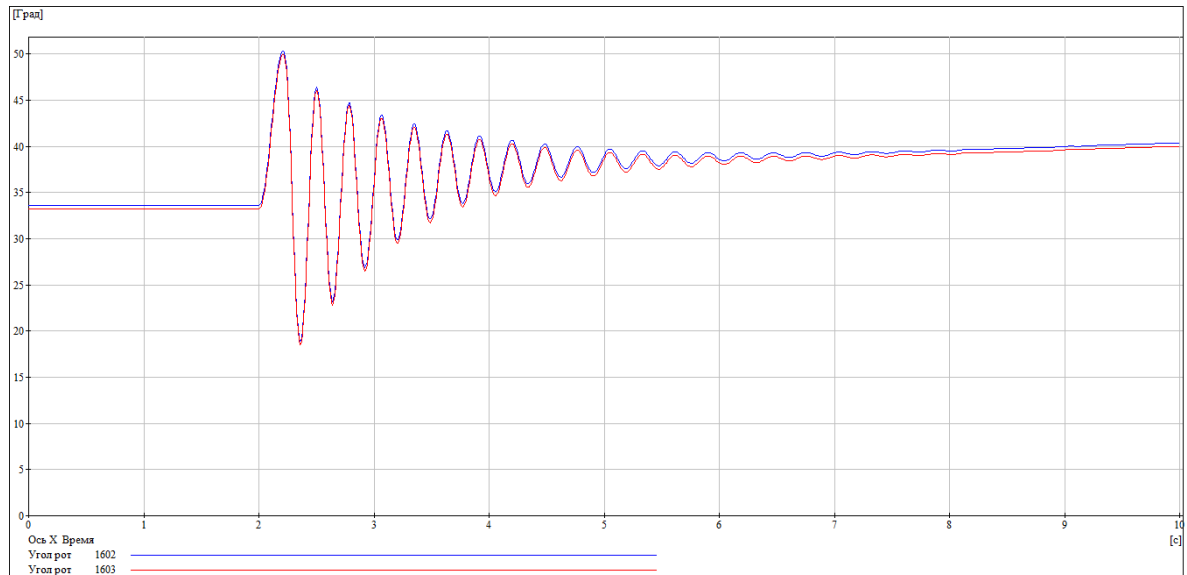
Цочрол-5. Мянгадын НЦС-ыг холбосон 110 кВ-ын шугамын эхэнд 3 фазын богино залгаа болж НЦС системээс тасрах горим.

Цочрол-1 горимд Дөргөний УЦС-ын генератор-3 динамик тогтворжилтоо хадгалан үлдэж харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн графикийг Зураг 39 дээр харуулав.



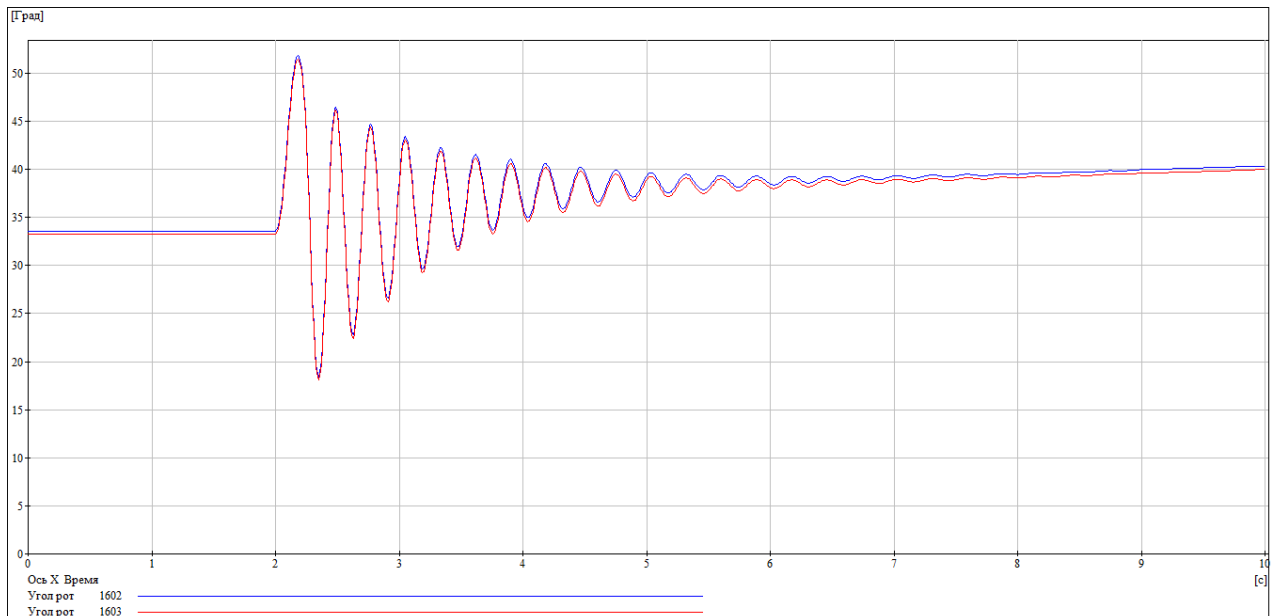
Зураг 39. Дөргөний УЦС-ын генераторуудын роторын өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл

Цочрол 2 горимд системийн динамик тогтворжилт хадгалагдан үлдэж харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн графикийг Зураг 40 дээр үзүүлэв.



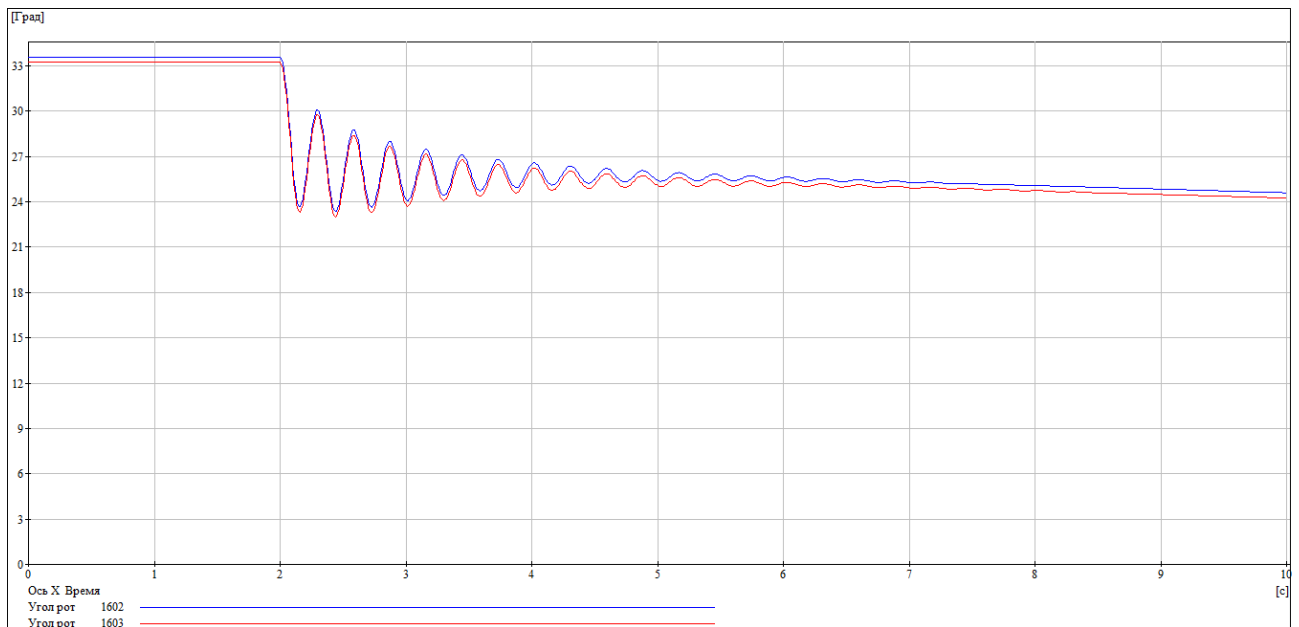
Зураг 40. Дөргөний УЦС-ын генераторуудын роторын өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл

Цочрол 3 горимд системийн динамик тогтворжилт хадгалагдан үлдэж харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн графикийг Зураг 41 дээр үзүүлэв.



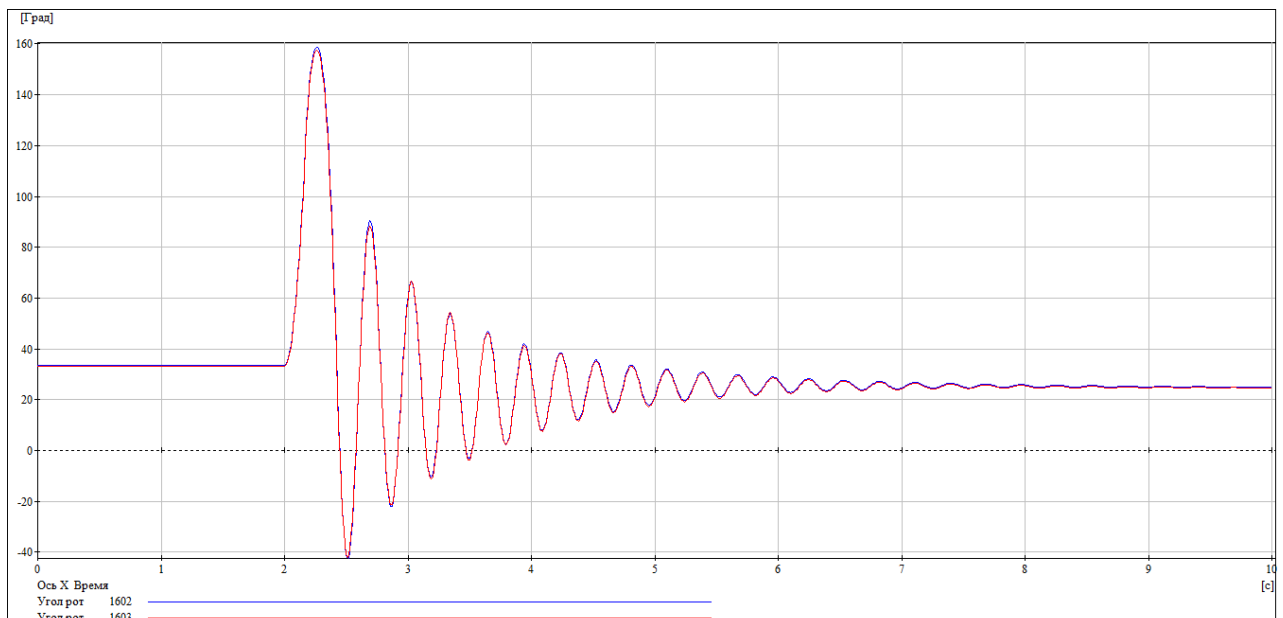
Зураг 41. Дөргөний УЦС-ын генераторуудын роторын өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл

Цочрол 4 горимд систем динамик тогтворжилтоо хадгалан үлдэж байгаа ба өнцгийн өөрчлөлтийн графикийг Зураг 42 дээр харуулав.



Зураг 42. Дөргөний УЦС-ын генераторуудын роторын өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл

Цочрол 5 горимд 0,22 секундйн дараа тасрах үед системийн тогтворжилт алдагдаж байгаа тул 0,17 секундйн дараа тасрах үед системийн тогтворжилт хадгалагдаж байгаа ба харилцан өнцгийн өөрчлөлтийг Зураг 43 дээр харуулав.



Зураг 43. Дөргөний УЦС-ын генераторуудын роторын өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл (Богино залгааг таслах хугацаа 0.17 сек)

5.2.4. Горим тооцооны дүгнэлт

ББЭХС-ийн өнөөгийн болон хөгжлийн хэтийн төлөвийн түвшинд тогтсон горим болон тогтворжилтын судалгаа хийж дараах дүгнэлтийг хийж байна.

1. ББЭХС-ийн өнөөгийн болон хэтийн төлөвийн тогтсон горимын тооцооны үр дүнгээр системийн бүх хэрэглэгчдийн зангилааны хүчдэл зөвшөөрөгдөх

хэмжээнд гарч трансформаторуудын хүчдэлийн тохируулгын хязгаарт багтаж байна.

2. Системийн статик тогтворжилтын судалгаагаар бид хэд хэдэн шугамын огтлолын дамжих чадлын хязгаарыг тодорхойлсон болно. Энд системийн гол шугам болох Чадан-Улаангомын 110 кВ-ын шугамын дамжих чадлын хязгаар болон статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициент хангалттай түвшинд байна.
3. Системийн динамик тогтворжилтын тооцоог бид аваарын хамгийн хүнд тохиолдол болох 3 фазын болон хоёр фаз газартай богино залгааг хэд хэдэн цэгт авч үзэж тооцоо хийхэд таслах хязгаарын хугацаа 0,17 секундээс 0,22 секунд гэж гарсан ба систем энэ тохиолдолд динамик тогтворжилтоо хадгалан үлдэж байна.

5.3. Хөвсгөл аймгийн мөрөн хотод баригдах 15 МВт чадалтай био ДЦС ТБЭХС-тэй зэрэгцээ ажиллах үеийн системийн тогтсон горим ба тогтворжилтын судалгаа

Төвлөрсөн эрчим хүчний системээс тархсан бага оюунлаг эрчим хүчинд шилжих нь дэлхийн эрчим хүчний өөрчлөлтөд хувь нэмрээ оруулах урт хугацааны үндсэн чиглэл юм. Өнөө үед тархсан бага эрчим хүч “Байгаль ба хүний нийгмийн эргүүлэг”-ээр тодорхой үе шаттайгаар хөгжиж байна. Сүүлийн жилүүдэд өндөр хөгжилтэй орнуудад тархсан бага эрчим хүчинд шилжих эрчим хүчний хөгжлийн гол замыг сонгож байна. Тархсан бага эрчим хүчний энергийн анхдагч үүсгэгчдийг төрлөөр нь дараах байдлаар ангилж болно: уламжлалт түлшээр ажилладаг цахилгаан, дулааны энергийн хосолсон үүсгэгчид, атомын, сэргээгдэх эх үүсвэрүүд, өрсөлдөгч үүсгэгчид. Эдгээрийн дотроос хамгийн ирээдүйтэй нь энергийн сэргээгдэх үүсгэгчид гэж үздэг.

Эрчим хүчний анхдагч эх үүсвэрүүдийн дийлэнх нь (цөмийн, халуун цөмийн, газрын гүний үүсгэгчдийг оруулахгүй) хугацааны янз бүрийн үеүүдэд нарны энергийн хувиргалтын бүтээгдэхүүн байдаг (9). Манай улсын эрчим хүчний системийн энергийн үйлдвэрлэл дулаан цахилгааны төвүүд, цөөн тооны нар, салхины болон усан цахилгаан станцууд дээр явагдаж цахилгаан энергийн тээвэрлэлт, дамжуулалт үүсгэгчдээс хэрэглэгчид хүртэл 220-110 кВ-ын 1000 км хүртэлх цахилгаан дамжуулах шугамаар түгээгдэж байгаа нь хөдөөгийн алслагдсан хэрэглэгчдийг төвлөрсөн эрчим хүчнээс хангах боломжгүй байдаг. Ийм нөхцөлд энергийн

сэргээгдэх үүсгэгчид дээр суурилсан тархсан бага эрчим хүчийг хөгжүүлэх шаардлагатай юм.

5.3.1. Био ДЦС ТБЭХС-тэй холбох үеийн тогтсон горимын судалгаа

Монгол улсын ТБЭХС-ийн өнөөгийн түвшинд цахилгаан системийн тогтсон горим ба тогтворжилтын судалгааны хялбаршуулсан (220-110 кВ-ын) схемийг боловсруулж тооцоонд шаардлагатай параметруудийг цуглуулж анхдагч өгөгдлийн санг бүрдүүлсэн юм. Мөн Мөрөн хотод баригдах 15 МВт чадалтай Био ДЦС-ын системд холбогдох схемийг боловсруулж ТБЭХС-ийн тооцооны схемийг гаргасан болно.

ТБЭХС-ийн тогтсон горимын тооцооны хэрэглэгчдийн ачааллыг 2018 оны түвшинд авч тооцоог ОХУ-ын АНАРЭС 2013 болон MUSTANG программын цогцолборуудаар хийж гүйцэтгэсэн юм. Их ачааллын үеийн горимын тооцоог Био ДЦС ТБЭХС-д холбогдоогүй болон холбогдсоны дараа хоёр хувилбараар гүйцэтгэж үр дүнд дүн шинжилгээ хийсэн. Тогтсон горимын тооцооны үр дүнгээс үзэхэд ТБЭХС-ийн нийт ачаалал 1047 МВт гарсан, үүний 918 МВт чадлыг дотоодын үүсгэгчдээс авч байна.

Судалгааны үр дүнд зангилааны хүчдэлийн утгууд 220 кВ-ын хүчдэлийн түвшинд $220,2 \leq U_i \leq 242,0$ кВ, 110 кВ-ын хүчдэлийн түвшинд $106,15 \leq U_i \leq 122,8$ кВ, 35 кВ-ын сүлжээнд $35,15 \leq U_i \leq 39,09$ кВ байгаа нь зөвшөөрөгдөх хэмжээнд байгааг харуулж байна. Био ДЦС ТБЭХС-д холбогдоогүй үед системийн нийлбэр чадлын алдагдал 27,95 МВт буюу 2,67% байна.

Био ДЦС ТБЭХС-д холбогдох үеийн тогтсон горимын тооцооны үр дүнд хүчдэлийн утгууд 220 кВ-ын түвшинд $220,39 \leq U_i \leq 242$ кВ, 110 кВ-ын хүчдэлийн түвшинд $106,4 \leq U_i \leq 123,95$ кВ, 35 кВ-ын түвшинд $34,9 \leq U_i \leq 39,3$ кВ гэж тус тус гарсан бөгөөд энэ нь хүчдэлийн утга зөвшөөрөгдөх хэмжээнд байхын зэрэгцээ тодорхой хэмжээгээр ихсэж улмаар системийн нийлбэр чадлын алдагдал 22,1 МВт буюу 2,1 % болж буурсан байна. Энд нийлбэр чадлын алдагдал 5,85 МВт-аар буурсан байна.

5.3.2. Био ДЦС ТБЭХС-тэй холбох үеийн системийн статик тогтворжилтын судалгаа

Цахилгаан системийн статик тогтворжилтын гол зорилго нь системийн өндөр хүчдэлийн цахилгаан дамжуулах шугамын огтлолууд дахь чадлын урсгалын дамжих хязгаарын утгыг тодорхойлоход оршдог. Иймд тухайн эрчим хүчний системийн

хамгийн чухал (статик тогтворжилтын үүднээс) гэсэн огтлолуудыг сонгон авч тэдгээрийн дамжих чадлын хязгаарыг тогтоох шаардлагатай. Цахилгаан системийн бодит чадлаар үелсэн бус статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициентыг дараах байдлаар олно:

$$K_{PH} = \frac{P_{хяз} - (P_0 + \Delta P_{хэл})}{P_{хяз}}, \quad (1)$$

үүнд: $P_{хяз}$ - системийн авч үзэж буй огтлол дахь бодит чадлын хязгаарын утга; P_0 - авч үзэж буй огтлолын хэвийн горимын чадал, $P_0 > 0$; $\Delta P_{хэл}$ - өгөгдсөн огтлол дахь бодит чадлын хэлбэлзлийн хамгийн их утга.

Өгөгдсөн огтлолын хувьд бодит чадлын хэлбэлзлийн хамгийн их утгыг хэмжилтийн өгөгдлөөр тогтоодог. Хэрэв ийм хэмжилтийн өгөгдөл байхгүй бол чадлын хэлбэлзлийн хамгийн их утгыг дараах байдлаар тооцож олно:

$$\Delta P_{хэл} = K \sqrt{\frac{P_{ач} \cdot P_{ач2}}{P_{ач1} + P_{ач2}}}, \quad (2)$$

үүнд: $P_{ач1}, P_{ач2}$ - өгөгдсөн огтлолын хоёр талын (шугамын эхлэл, төгсгөлийн) хэрэглэгчдийн нийлбэр ачааллууд, Энд K коэффициентыг огтлол дахь чадлын урсгалын гар тохируулгын үед 1,5 ба автомат тохируулгын үед 0,75 гэж авна.

Ачааллын зангилааны хүчдэлээр системийн статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициентыг дараах томъёогоор олно:

$$K_{UH} = \frac{U_0 - U_{хяз}}{U_0}, \quad (3)$$

үүнд: U_0 - хэвийн горимын хүчдэлийн утга; $U_{хяз}$ - хэрэглэгчдийн статик тогтворжилтын мужийн хязгаарт харгалзах зангилааны хүчдэлийн утга.

Одоо бид Био ДЦС ТБЭХС-д холбогдох үеийн хязгаарын горимын судалгааг авч үзье. Энд Хөвсгөлийн Мөрөн хотоос АУЭХС ба Мөрөнг тэжээж буй гол шугам нь болох Булган-Мөрөнгийн 110 кВ-ын 293 км шугамын огтлолыг авч үзье. ТБЭХС-ийн горим хүндрэх зангилаагаар Мөрөн дэд станцыг сонгон авсан бөгөөд түүний 35 кВ-ын шинийн ачааллыг алхам тутамд хүндрүүлэх замаар тус огтлолоор дамжих чадлын хязгаарыг тодорхойлсон болно.

Тус шугамаар хэвийн горимд дамжих чадлын хэмжээ $P_0^{огтлол} = 8,01$ МВт байгаа бөгөөд дамжих чадлын хязгаарын утга $P_{хяз}^{огтлол} = 40,12$ МВт гарсан нь статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициент $K_{нөөц} = 60,76$ % гарч байна. Хэвийн горимд статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициент 20 хувиас багагүй байх ёстой. Иймд

тус станцыг ТБЭХС-д холбосноор системийн статик тогтворжилт эрс сайжирч (холбоогүй үед $K_{нөөц} = 15\%$ байсан) байна.

5.3.3. Био ДЦС ТБЭХС-д холбогдох үеийн системийн динамик тогтворжилтын судалгаа

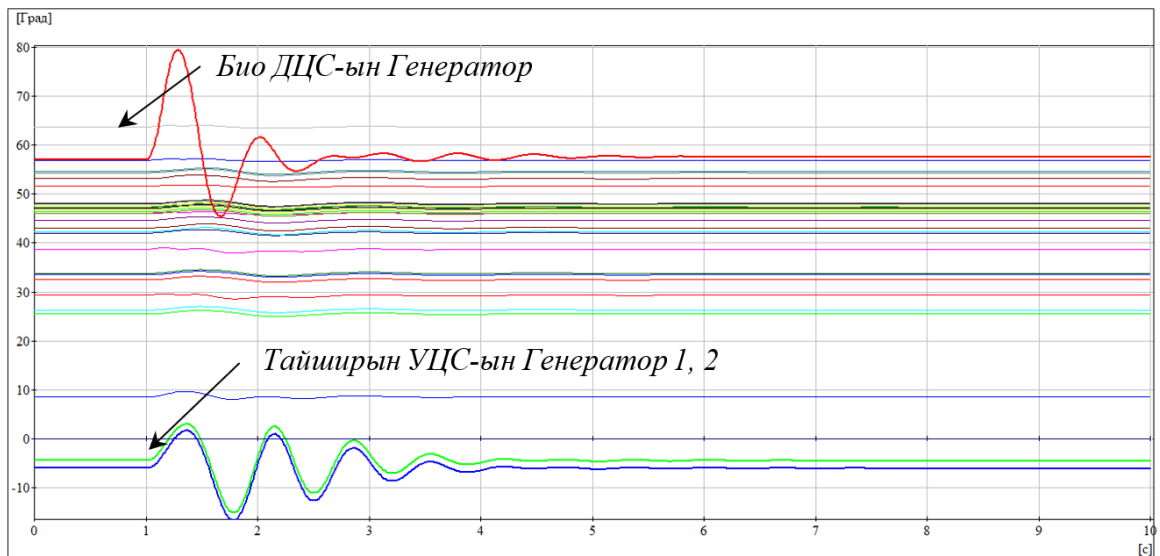
Цахилгаан системийн динамик тогтворжилтын судалгааг гүйцэтгэхдээ ерөнхий аргачлал, зааврын дагуу хэд хэдэн групп цочролыг авч үзэх шаардлагатай байдаг. Энд бид 15 МВт чадалтай Био ДЦС-ыг Мөрөн дэд станцад холбогдох үеийн динамик тогтворжилтын тооцоог гурван хэлбэрийн цочролыг авч үзэж гүйцэтгэсэн болно.

Цочрол 1. Мөрөн хотын төслийн 15 МВт чадалтай Био ДЦС-ыг холбох 35 кВ-ын 2 хэлхээт шугамын нэг хэлхээнд хоёр фазын $K^{(2)}$ богино залгаа болж гэмтэлтэй нэг хэлхээ шугамын хамгаалалтаар тасрах. Энд шугамын реле хамгаалалт автоматикийн төхөөрөмжийн ажиллах нийт хугацааг (Манай оронд өргөн ашиглах болсон SEL реле, элегаз болон вакуум таслуур гэж тооцон) 0.15 секундээр авав.

Цочрол 2. Булган ДС – Мөрөн ДС-уудыг холбох 110 кВ-ын нэг хэлхээт шугамын Тосонцэнгэл ДС-ын салбарлалын ойролцоо хоёр фаз газартай $K^{(1,1)}$ богино залгаа болж Булган Мөрөнгийн шугам нэгдүгээр шатлалын хамгаалалтаар тасарч АУЭХС, Тэлмэн, Мөрөн ДС-ууд Био ДЦС-тай тусдаа гарах. Энд шугамын реле хамгаалалт автоматикийн төхөөрөмжийн ажиллах нийт хугацааг 0.20 секундээр авав.

Цочрол 3. Булган ДС – Мөрөн ДС-уудыг холбох 110 кВ-ын нэг хэлхээт шугамын төгсгөлд (Мөрөн ДС-тай ойр) түр зуурын нэг фаз газартай $K^{(1)}$ богино залгаа болж шугамын АПВ амжилттай байх. Энд шугамын реле хамгаалалт, автоматик ба АПВ-ын пауз барилт (0.3-0.5 сек)-ыг тооцсон ажиллах нийт хугацааг 0.78 секундээр авав.

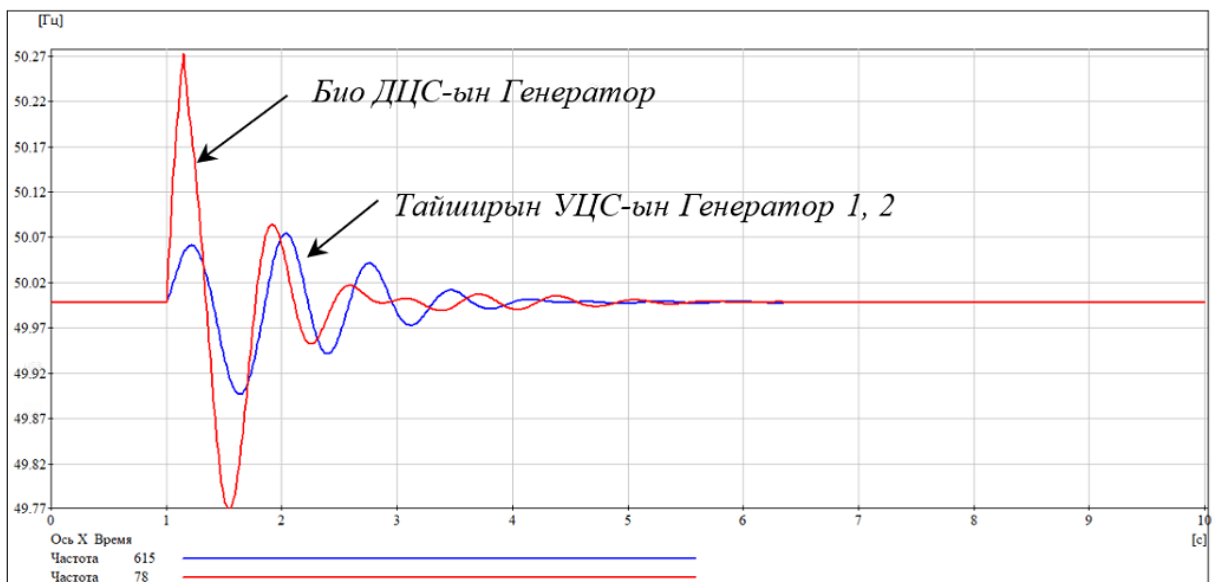
Одоо цочрол тус бүрийн үед системийн динамик тогтворжилтын талаар авч үзье. Энд 35 кВ-ын хоёр хэлхээтэй шугамын нэг хэлхээнд хоёр фазын $K^{(2)}$ богино залгаа болж хамгаалалтаар тасрах үед генераторуудын роторын харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэлийг Зураг 44-д харуулав. (Зурагт тод улаан-Био ДЦС-ын Г, тод ногоон-Тайширын Г1 ба тод цэнхэр-Тайширын Г2 юм)



Зураг 44. Цочрол 1 үүсэх үеийн станцуудын генераторуудын системтэй роторын харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл

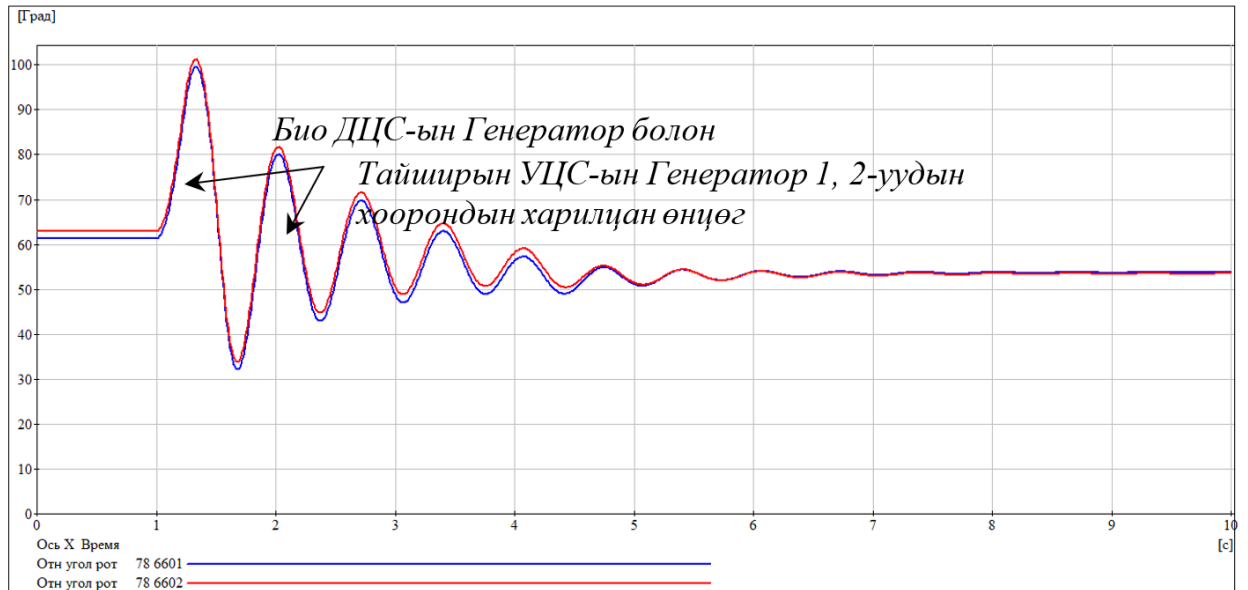
Цочрол 1 үүсэх үед системийн цочролоос хол орших (бусад станцууд) цахилгаан станцуудын генераторуудын өнцөг бага хэлбэлзэж цочролыг бага мэдэрч байгаа ба харин ойр байгаа Био ДЦС-ын генераторууд болон Тайширын УЦС-ын генераторууд илүү ихээр мэдэрч байна.

Био ДЦС-ын генераторуудын роторын системтэй харилцан өнцөг цочролын өмнө 56.98° байсан бол цочролын дараа 80° хүртэл ихсэж эргээд 45° хүртэл буурч хэлбэлзэх замаар анхны өнцгийн ойролцоо тогтворжиж байна. Мөн Тайширын УЦС-ын генераторуудын роторын өнцөг -5° байсан бол цочролын дараа 3° хүрч буцаад -18° хүртэл буурах замаар тогтворжиж байна. Мөн цочролын үед давтамжийн өөрчлөлтийг Зураг 45-д харуулсан ба давтамж дээрх хоёр станцын хувьд $49,8 \div 50,3$ Гц-ын орчимд байна.



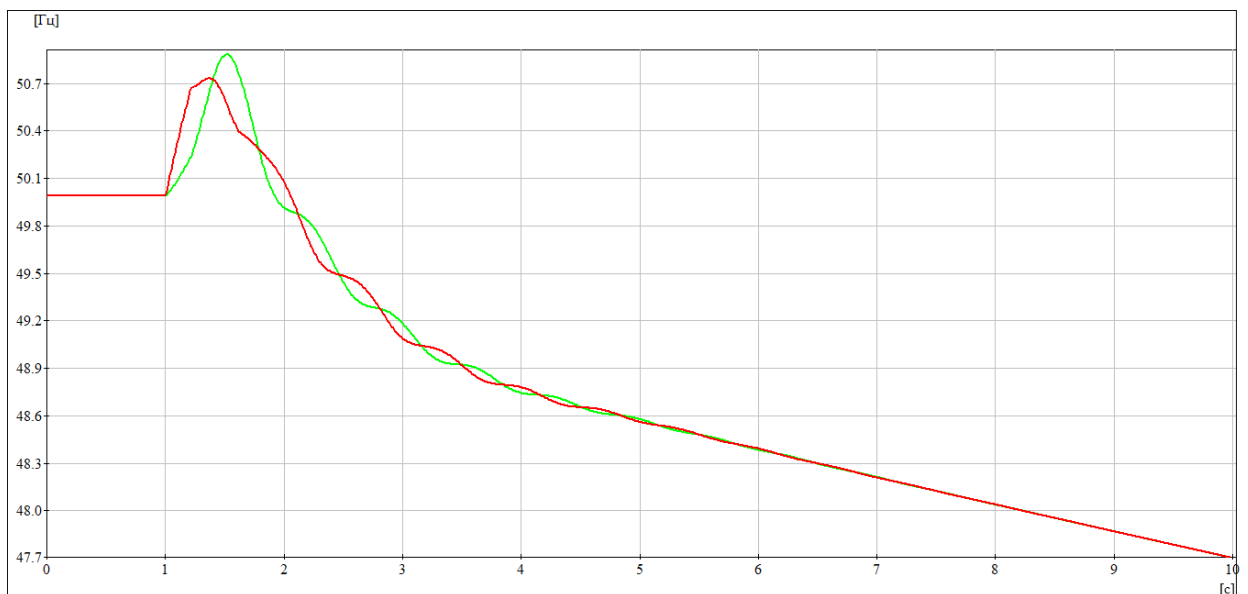
Зураг 45. Цочрол 1 үүсэх үеийн төслийн Био ДЦС болон Тайширын УЦС-ын генераторуудын 6 кВ-ын шин дээрх давтамжийн өөрчлөлт

Цочрол 2 болох Булган-Мөрөн 110 кВ-ын нэг хэлхээтэй шугмын Тосонцэнгэл дэд станцын ойролцоо хоёр фаз газартай $K^{(1,1)}$ богино залгаа болж байх үеийн харилцан өнцгийн өөрчлөлтийг Зураг 46-д харуулав. Энд богино залгаа болсон 110 кВ-ын шугам хамгаалалтаар тасарч ТБЭХС хоёр хуваагдана.



Зураг 46. Цочрол 2 үүсэх үеийн тусгаарлагдсан системийн Био ДЦС ба Тайширын УЦС-ын генераторуудын роторын харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл

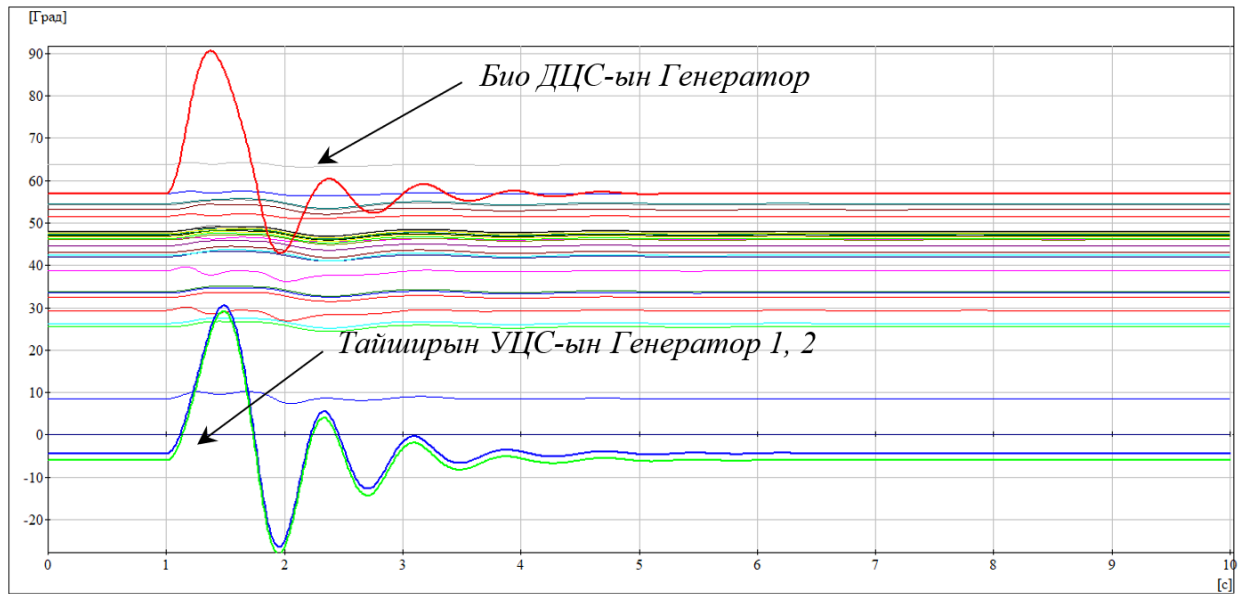
Энд тусгаарлагдсан системийн станцуудын харилцан өнцгийн өөрчлөлтүүдийг Зураг 47-д, тэдгээрийн давтамжийн өөрчлөлтийн график дүрслэлийг Зураг 48-д үзүүлэв.



Зураг 47. Цочрол 2 үүсэх үеийн Тайширын УЦС-ын генераторууд холбогдох 6 кВ-ын шин болон Био ДЦС-ын шинийн давтамжийн өөрчлөлт

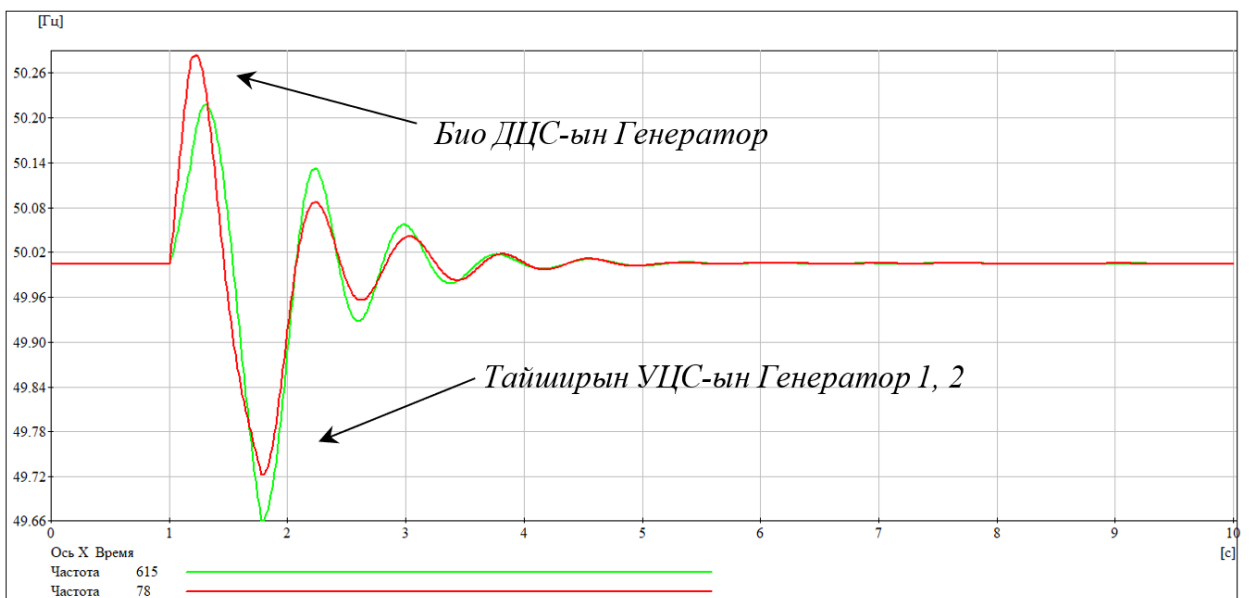
Тусгаарлагдсан станц (Био ДЦС, Тайширын УЦС)-уудын өнцгүүд цочролоос өмнө 63° байсан бол цочролын дараа 100° хүртэл өсөж буцаад 32° хүртэл буурах замаар 53.5° орчимд тогтворжиж байна. Харин давтамжийн өөрчлөлтөөс үзвэл

тусгаарлагдсан системийн давтамж унаж байгаа нь тусгаарлагдсан систем чадлын дутагдалд орж байгааг харуулж байна. Энд тухайн шугамын хэвийн горимын чадлын урсгалаас хамааруулан тусгаарлагдсан системд АЧР тавих шаардлагатай байна.



Зураг 48. Цочрол 3 үүсэх үеийн ТБЭХС ба АУЭХС-ийн станцуудын генераторуудын роторын системтэй харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл

Цочрол-3 болох Булган-Мөрөнгийн 110 кВ-ын нэг хэлхээт шугамын төгсгөлд (Мөрөн дэд станцын ойролцоо) нэг фазын $K^{(1)}$ богино залгаа болох үед АПВ амжилттай болж шугам эргээд залгагдах үеийн станцуудын роторын харилцан өнцгүүдийн өөрчлөлтийн графикийг Зураг 48-д, давтамжийн өөрчлөлтийг Зураг 49-д харуулав.



Зураг 49. Цочрол 3 үүсэх үеийн төслийн Био ДЦС ба Тайширын УЦС-ын генераторууд холбогдох 6 кВ-ын шин дээрх давтамжийн өөрчлөлт

Тус цочролын үед Био ДЦС, Тайширын УЦС-удын өнцгийн болон давтамжийн өөрчлөлтүүд тодорхой хэлбэлзэлтэйгээр тогтворжиж байна.

5.3.4. Горим тооцооны дүгнэлт

1. Био ДЦС-ыг ТБЭХС-д холбох үеийн тогтсон горимын тооцооны үр дүнгээс үзэхэд системийн шугам сүлжээний зангилаануудын хүчдэлийн утгууд зөвшөөрөгдөх хэмжээндээ байж тус станцыг холбосноор шугам сүлжээний алдагдал 5,8 МВт-аар буурч байна.
2. Системийн статик тогтворжилтын судалгааг явуулахдаа Мөрөн ба АУЭХС-ийг тэжээж буй гол шугам болох Булган-Мөрөнгийн 110 кВ-ын нэг хэлхээт шугмын огтлолоор дамжих чадлын хязгаарыг тодорхойлоход тус шугмын дамжих чадлын хязгаар $P_{\text{огтлол хяз}} = 40,1$ МВт гарч статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициент $K_{\text{нөөц}} = 60,7\%$ болсон (холбогдоогүй үед $K_{\text{нөөц}} = 15\%$ байв) нь статик тогтворжилтыг эрс дээшлүүлж байна.
3. ТБЭХС-ийн динамик тогтворжилтыг авч үзэхдээ тус станцыг холбох үеийн гурван гол цочролыг авч үзэж холбогдох судалгааг гүйцэтгэхэд эдгээр бүх цочролын үед систем динамик тогтвортой болох нь станцуудын роторын харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн болон давтамжийн өөрчлөлтийн график дүрслэлүүдээс харагдаж байна.

5.4. Говь-Алтай аймгийн Алтай хотод баригдах 10 МВт чадалтай нарны цахилгаан станц ТБЭХС-д холбогдох үеийн тогтсон горим ба тогтворжилтын судалгаа

Цахилгаан системийн тогтсон горим гэдэг нь горимын параметрууд харьцангуй бага өөрчлөлттэй байх горим юм. Тухайлбал горимын гол параметр (хүчдэл U , кВ, гүйдэл I , А, чадал P , МВт, Q , МВАр, давтамж f , Гц гэх мэт)-үүд тодорхой зөвшөөрөгдөх завсарт оршин байх тийм горимыг цахилгаан системийн тогтсон горим гэнэ. Цахилгаан эрчим хүчний үүсгэгчид ба цахилгаан хэрэглэгчдийн хоногийн ачааллын магадлалт буюу стохастик шинж чанар нь горимын параметруудийн байнгын өөрчлөлт буюу хэлбэлзлийг үүсгэж байдаг. Цахилгаан системийн тогтсон горимын тооцоо удирдлагын бараг бүх нутаг дэвсгэрийн ба хугацааны түвшинд цахилгаан эрчим хүчний системийн ашиглалтын болон хөгжлийн хэтийн төлөвийн удирдлагын дийлэнх асуудлуудын үндэс болж өгдөг. Математикийн хувьд энэ асуудал өндөр эрэмбийн шугаман биш тэгшитгэлийн системийг тоон аргуудаар бодоход чиглэгддэг ба эдгээр аргуудын үндэслэлтэй ба үр ашигтай чанар нь шугаман биш тэгшитгэлийн системийн шийдлийн оршин

тогтнох, ганц шийдтэй байх ба нийлэх чанар гэх мэт суурь математикийн асуудлын шийдвэрлэгдсэн байдлаар тодорхойлогддог.

Шугаман биш тэгшитгэлийн системийн шийдлийн оршин тогтнох асуудал бол ерөнхийдөө маш нарийн математик бодлого бөгөөд түүний янз бүрийн практик тавилын дурын шийд, хамгийн энгийн тухайн шийд илэрхий хүндрэлийг бий болгодог. Судалж буй тогтсон горимын тэгшитгэлийн шийдийн оршин тогтнох харьцангуй хялбар шинжүүрүүдийн тусламжтайгаар хийх үнэлгээ цахилгаан системийн найдвартай ажиллагаа, тогтворжилт, амьдрах чадвар, горимыг зөвшөөрөгдөх мужид оруулах ба горимын оновчлол зэрэг олон асуудлыг шийдвэрлэхэд чухал ач холбогдолтой байдаг ба ЦЭХС-ийн үйл ажиллагааны болон хөгжлийн удирдлагын үед шийдвэр гаргах үндэслэлийг эрс дээшлүүлж улмаар системийн ажлын горимын найдвартай ба эдийн засгийн үр ашигтай байдал болон удирдлагын чанарыг дээшлүүлэх нөхцөлийг бүрдүүлж өгдөг.

Эрчим хүчний системийн найдвартай ажиллагааны үндсэн нөхцөл нь түүний тогтворжилт байдаг. Цахилгаан системийн тогтворжилт нь янз бүрийн хэлбэрийн цочроох үйлчлэлийн дараа хуучин хэвийн тогтсон горимд эргэн орох чадвар юм. Цахилгаан системийн тогтворжилтыг дотор нь статик тогтворжилт, динамик тогтворжилт ба нийлбэр тогтворжилт гэж ангилдаг. *Цахилгаан системийн статик тогтворжилт* - бага хэмжээний цочролын дараа тогтсон горимд эргэж орох чадвар юм. Энд горимын бага хэмжээний цочрол гэдэгт горимын параметрууд тэдгээрийн зөвшөөрөгдөх утгатай харьцуулахад харьцангуй бага өөрчлөгдөнө.

Системийн статик тогтворжилт цахилгаан системийн тогтсон горимын оршин тогтнох зайлшгүй нөхцөл байдаг. Статик тогтворжилт алдагдахгүй байхын тулд хэвийн горимд генераторуудын фазын өнцгүүд тодорхой хязгаарт байх ба системийн үндсэн цэгүүдэд хүчдэлийн бууралт тодорхой түшингээс доош байхыг зөвшөөрдөггүй. Системийн тогтворжилтыг хангахын тулд системийн горим нөөцийн коэффициентоор тодорхойлогдох тодорхой нөөцтэй байх шаардлагатай. Цахилгаан системийн статик тогтворжилтын нөөцийн утга маш чухал практик ач холбогдолтой ба системийн горимын өөрчлөлтийн үед горим статик тогтворжилтын хязгаарын горимд дөхөж очдог. Ингэж системийн горимын статик тогтворжилтын хязгаарт дөхөж очих процессыг горимын хүндрэл гэж нэрлэдэг. Тухайн горимын статик тогтворжилтын нөөц нь статик тогтворжилт алдагдах хүртэл горимын хүндрэх боломжийн хэмжээг тодорхойлдог. Ийм учраас цахилгаан эрчим хүчний системийн тогтворжилтын нөхцөлөөр системийн огтлол дахь бодит чадлаар үелсэн

бус статик тогтворжилтын ба ачааллын зангилааны хүчдэлээр тогтворжилтын нөөцийн коэффициентын хамгийн бага утгыг тогтоож өгдөг.

ЦЭХС-ийн тасралт нь цахилгаан системийг бие даасан хоёр хэсэгт бүрмөсөн тусгаарлахад хүргэдэг цахилгаан шугам сүлжээний нэг буюу хэд хэдэн холбооны элементүүдийн цогцыг системийн огтлол гэнэ. Цахилгаан системийн хоёр хэсгийг өөр хооронд нь холбосон элементүүдийн цувааг холбоо гэнэ. Энэ цуваа өөртөө сүлжээний элементүүд болох цахилгаан дамжуулах шугам трансформатор, шин, сэлгэн залгах аппаратуудыг агуулдаг. Системийн огтлол дахь статик тогтворжилтын чадлын хязгаарыг тодорхойлохын тулд горимыг хүндрүүлдэг (чадлын урсгалыг ихэсгэдэг). Энд горимын групп параметрууд өөрчлөгдөхөд системийн статик тогтворжилтын мужийн хязгаарт хүргэж болох тогтсон горимын цуваа болох горимын хүндрэлийн траекторыг авч үздэг. Өөрөөр хэлбэл цахилгаан системийн нэг хэсэг дэх үйлдвэрлэж буй чадлын ихсэлт тодорхой огтлол дахь чадлын урсгалын утгад ямар нэгэн байдлаар нөлөөлдөг.

Цахилгаан системийн статик тогтворжилтын гол зорилго бол системийн үндсэн огтлолууд дахь чадлын урсгалын хамгийн их зөвшөөрөгдөх хэмжээг тодорхойлоход орших ба энэ огтлол статик тогтворжилтын хязгаарын горимд харгалзах горимын параметруудээр тодорхойлогддог.

Иймд тухайн эрчим хүчний системийн хувьд хамгийн онцлогтой гэж үзсэн огтлолуудыг сонгон авч түүний чадлын урсгалыг ихэсгэх замаар горимын хүндрэлийн процессыг авч үздэг. Тухайн огтлолын чадлын урсгалын хамгийн их зөвшөөрөгдөх утгыг хамгийн бага хязгаарын чадалд харгалзах траекторын утгаар авна.

Цахилгаан эрчим хүчний системийн бодит чадлаар үелсэн бус статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициентыг дараах байдлаар олно:

$$K_{PH} = \frac{P_{хяз} - (P_0 + \Delta P_{хэл})}{P_{хяз}}, \quad (4)$$

үүнд: $P_{хяз}$ - системийн авч үзэж буй огтлол дахь бодит чадлын үелсэн бус статик тогтворжилтын хязгаарын утга; P_0 - авч үзэж буй хэвийн горимын чадал, $P_0 > 0$; $\Delta P_{хэл}$ - өгөгдсөн огтлол дахь бодит чадлын хэлбэлзлийн хамгийн их утга.

Өгөгдсөн огтлолын хувьд бодит чадлын хэлбэлзлийн хамгийн их утгыг (5.1) хэмжилтийн өгөгдлөөр тогтоодог. Хэрэв ийм хэмжилтийн өгөгдөл байхгүй бол чадлын хэлбэлзлийн хамгийн их утгыг дараах байдлаар тооцож олно:

$$\Delta P_{хэл} = K \sqrt{\frac{P_{ач1} \cdot P_{ач2}}{P_{ач1} + P_{ач2}}}, \quad (5)$$

үүнд: $P_{ач1}, P_{ач2}$ -авч үзэж буй огтлолын хоёр талын нийлбэр чадлууд, $MВт$;

Энд K коэффициентыг огтлол дахь чадлын урсгалын гар тохируулгын үед 1,5 ба автомат тохируулгын үед 0,75 гэж авна.

Ачааллын зангилааны хүчдэлээр системийн статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициентыг дараах томъёогоор олно:

$$K_{УН} = \frac{U_0 - U_{хяз}}{U_0}, \quad (6)$$

үүнд: U_0 -авч үзэж буй хэвийн горимын хүчдэлийн утга; $U_{хяз}$ -хэрэглэгчдийн статик тогтворжилтын мужийн хязгаарт харгалзах зангилааны хүчдэлийн хязгаарын утга.

Хэрэв илүү нарийвчлалтай хэмжилтийн өгөгдөл байхгүй бол 110 кВ ба түүнээс дээш хүчдэлтэй ачааллын зангилааны хүчдэлийн хязгаарын утгыг дараах хоёр хэмжигдэхүүний аль ихийг сонгож авна: $0,7U_{ном}$ ба $0,75U_{хэв}$. Энд $U_{хэв}$ -цахилгаан системийн хэвийн горим дэх авч үзэж буй зангилааны хүчдэл.

Эрчим хүчний системийн статик тогтворжилтын нөхцөлөөр системийн огтлол дахь бодит чадлаар үелсэн бус статик тогтворжилтын болон ачааллын зангилааны хүчдэлээр тогтворжилтын нөөцийн коэффициентын хамгийн бага утгыг тогтоож өгдөг ба эдгээр утгуудыг Хүснэгт 14-д үзүүлэв.

Хүснэгт 14. Статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициентын хамгийн бага утгууд

Огтлол дахь чадлын урсгалын горим	Бодит чадлаар нөөцийн коэффициентын хамгийн бага утга	Хүчдэлээр нөөцийн коэффициентын хамгийн бага утга
Хэвийн горим	0,20	0,15
Хүндэрсэн горим	0,20	0,15
Аваарын дараах горим	0,08	0,10

Одоо статик тогтворжилтын тооцоог гүйцэтгэх үндсэн аргачлалын дагуу Говь-Алтай аймгийн Алтай хотын 10 МВт чадалтай НЦС-ыг сүлжээтэй холбоотой байх горимын үед тооцоог АУЭХС-г ТБЭХС-ээс тусгаарлах Булган ба Мөрөн ДС-удыг холбосон 110 кВ-ын АС-120/19 маркийн дамжуулагчтай 293.0 км шугамын огтлолын хувьд гүйцэтгэе.

5.4.1 АУЭХС-д 10 МВт-ын НЦС холбогдох үеийн тогтсон горимын судалгаа

Бидний авч үзсэн тооцоонд АУЭХС-ийн 110 кВ-ын тооцооны ерөнхий схемээс үзвэл ЦДАШ-ын урт Булганаас Говь-Алтай аймгийн Есөнбулаг ДС хүртэл 880 км

орчим байгаа бөгөөд ийм урт үргэлжилсэн шугам сүлжээ нь олон талын муу талтай бөгөөд ашиглалтын хүнд нөхцөлийг бүрдүүлж байна.

Тус сүлжээнд үйлдвэрлэгдэх цэнэгийн чадал маш өндөр байх ба $Q_{цэн} \approx 30 \text{ MВАр}$ түүнийг шингээх нэмэлт тоноглол хэрэгтэй бөгөөд АУЭХС сүлжээнд одоогийн байдлаар Тайшир 5 MВАр, Улиастай 3.3 MВАр, Тэлмэн 7.5 MВАр ба Мөрөн 6.6 MВАр нийт 6 ширхэг 21.5 MВАр чадал бүхий шунтлагч реактор буюу хуурмаг чадлын хэрэглэгч сүлжээнд ашиглагдаж байна. Эдгээрээс зөвхөн Тэлмэнгийн 4.2 MВАр чадалтай нэг реактор автомат удирдлагатай ба Тайширын 5 MВАр-ын реактораас бусад бүх реактор трансформаторын нам талын хүчдэлд холбоотой байгаа нь техник эдийн засгийн үзүүлэлтийг бууруулах бас нэг сул тал юм. Гэвч эдгээр реакторууд болон Тайширын УЦС-ын тусламжтайгаар тус бүсийн хуурмаг чадлын балансыг барьж сүлжээний хүчдэлийг тохируулан ашиглалтыг явуулж байна. АУЭХС-д хуурмаг чадлыг үйлдвэрлэх болон шингээх (хуурмаг чадлыг маш бага хугацаанд тохируулах) зориулалт бүхий хоёр горимоор ажиллах автомат удирдлагатай хуурмаг чадлын компенсатор (SVC, STATCOM, FACTS гэх мэт) болох орчин үеийн олон талын ач холбогдолтой дэвшилтэд төхөөрөмж зайлшгүй хэрэгтэй нь одоогийн сүлжээний ашиглалт болон горимын дүн шинжилгээнээс харагдаж байна. Энэхүү тооцоонд бид Улиастай – Тайшир – Есөнбулаг ЦШС-г 35 кВ-оос 110 кВ-ын түвшинд шилжүүлэн гүйцэтгэж байгаа бөгөөд одоо ашиглалтад гарч буй хоногийн горимын хүчдэлийн ихсэлт, багасалт ба Тайширын УЦС-ын генераторуудыг дутуу болон хэт сэргээлтийн горимд оруулах зэрэг хүндрэлүүд буурах магадлалтай байна. АУЭХС-ийн энэхүү ашиглалтын горимын хүндрэлийг нарийвчилсан тооцоо судалгааны үндсэн дээр баттай болгож асуудлыг шийдвэрлэх бүрэн боломжтой юм.

Алтай хотод баригдах төслийн 10 МВт суурилагдсан хүчин чадалтай НЦС-ыг АУЭХС-ийн 110 кВ-д шилжүүлсэн (өргөтгөсөн) Есөнбулаг 110/6 кВ-ын ДС-ын өндөр талд 110 кВ-ын ЦДАШ-аар дамжуулан холбож тооцоог гүйцэтгэе. НЦС-ыг холбох сүлжээ нь урьдчилсан байдлаар АС-120/19 маркын дамжуулагчтай нэг хэлхээт 3.0 км ЦДАШ ба SFZ9-10/110/35 маркын хүчний хоёр трансформатортай байхаар тооцож НЦС 10 МВт чадал үйлдвэрлэж байх хамгийн хүнд горимын үед гүйцэтгэж тогтсон горимын тооцооны чадлын баланс ба алдагдлын нэгдсэн үр дүн тооцоолсон. АУЭХС-ийн Говь-Алтай аймгийн Алтай хотод баригдах 10 МВт чадалтай НЦС холбогдсон үеийн тогтсон горимын тооцооны чадлын балансын тооцооны үр дүнгээс үзэхэд ТБЭХС-ийн нийт ачаалал 1042 МВт үүнээс 113 МВт чадлыг ОХУ-аас импортоор авч 929 МВт чадлыг дотоодын эх үүсвэрүүдээс

үйлдвэрлэж сүлжээний үйлдвэрлэл хэрэглээний чадлын балансыг хааж байна. Тус горимд импортын чадал өмнөх НЦС холбогдоогүй байх горимтой харьцуулахад 12 МВт-аар буурсан байна. Чадлын алдагдлын үр дүнгээс үзвэл системийн дамжуулалтын чадлын алдагдал 22.27 МВт буюу 2.13% байна. Энэ нь НЦС-ыг холбоогүй байх үеийн чадлын алдагдалтай харьцуулж үзвэл 2.57 МВт-аар буурсан бөгөөд алдагдлын бүтцийн үр дүнгүүдээс үзвэл цахилгаан дамжуулах шугамын чадлын алдагдал буурсан харин трансформаторын ороомог дээрх чадлын алдагдал ялимгүй өссөн байна. Иймээс АУЭХС-ийн 110 кВ-ын хэдэн зуун километр үргэлжилсэн урт шугамын төгсгөлд эх үүсвэртэй болох нь шугамын техникийн алдагдлыг бууруулахаар байна. Энд тэмдэглэж хэлэхэд хэрэв шинээр баригдах НЦС эрчим хүч хадгалах нөөцлүүртэй бол сүлжээний техник эдийн засгийн үр ашгийг дээшлүүлнэ. Хэрэв өдрийн нартай байх цагийг өвлийн улиралд дунджаар 5 цаг гэж үзвэл $W=10\text{МВт} \times 5\text{цаг} = 50 \text{ мян.кВт.цаг}$ эрчим хүч хуримтлуулах төхөөрөмжийн өнөөгийн үнэ болон ашиглалтын хугацааг харгалзан үзвэл худалдан авч ашиглалтад оруулах анхны хөрөнгө оруулалтаа нөхөхгүй бөгөөд ямар ч ашиггүй гэдэг нь тодорхой юм.

Класс U	Рнаэр	Qнаэр	Рген	Qген	Ргучл	Qгучл	Рнсум	Qнсум
6.000	125.870	49.160	226.900	57.264	0.000	0.000	-101.030	-8.11
10.000	127.900	50.150	677.800	98.799	0.000	0.000	-549.900	-48.6
35.000	146.600	89.010	22.000	-0.844	0.000	0.000	124.600	89.8
110.000	619.920	129.770	2.700	0.000	0.000	0.000	617.220	129.7
220.000	0.000	0.000	113.162	-28.447	0.000	0.000	-113.162	28.4
СУММА	1020.290	318.090	1042.562	126.771	0.000	0.000	-22.272	191.3

Зураг 50. Тогтсон горимын тооцооны чадлын балансын үзүүлэлт

Класс U	DRЛЭП	DQЛЭП	DRТрс	DQТрс	Рсмалц	Ржорон	Qжк	DRсум	DQсум
6.000	0.113	16.798	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.113	16.798
10.000	0.009	0.044	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.009	0.044
35.000	0.280	0.655	0.059	1.111	0.000	0.000	0.063	0.339	1.766
110.000	9.794	18.432	1.532	35.809	0.000	0.000	153.315	11.326	54.241
220.000	8.774	38.505	1.712	69.252	0.000	0.000	218.545	10.486	107.757
СУММА	18.969	74.433	3.303	106.173	0.000	0.000	371.922	22.273	180.606

Зураг 51. Тогтсон горимын тооцооны чадлын алдагдлын үзүүлэлт

Мөн тогтсон горимын тооцоогоор тус НЦС-ыг холбох 35 кВ-ын зангилаанд тооцоот 3.75 МВАр хуурмаг чадлыг шунтлагч реактор хэрэгтэй гэдэг нь тодорхойлогдсон. Тус горимд Улиастайн 3.3 МВАр-ын реакторыг залгаж болох байсан боловч энэхүү тооцоо нь системийн их ачааллын үед хийгдсэн бөгөөд өдөр болон шөнийн бага ачааллын үед тус сүлжээний хүчдэл улам ихсэх тул нэмэлт шунтлагч реактор зайлшгүй шаардлагатай байна. Иймээс тооцоог үндэслэн тус сүлжээний НЦС-ын 110/35 кВ-ын ДС эсвэл Есөнбулаг ДС хоёрын аль нэгэнд нэмэлтээр 3.3 МВАр чадалтай орчин үеийн автомат удирдлагатай хуурмаг чадлыг тохируулах зориулалт бүхий хуурмаг чадлын шингээлт болон үйлдвэрлэлтийн хоёр горимоор ажиллах хуурмаг чадлын компенсатор эсвэл зөвхөн хуурмаг чадлыг шингээх зориулалт бүхий автомат удирдлагатай 3.3 МВАр чадалтай шунтлагч реакторыг ашиглалтад оруулахыг санал болгож байна.

Тэгвэл тогтсон горимын тооцооны зангилааны хүчдэлийн үр дүнгээс үзвэл 220 кВ-ын түвшинд хүчдэл $220.36 \leq U \leq 242.00$ кВ-ын завсарт, 110 кВ-ын түвшинд хүчдэл $106.38 \leq U \leq 123.62$ кВ-ын завсарт, 35 кВ-ын түвшинд хүчдэл $35.00 \leq U \leq 39.24$ кВ-ын завсарт, 10 кВ-ын түвшинд хүчдэл $9.99 \leq U \leq 11.24$ кВ-ын завсарт харин 6 кВ-ын түвшинд хүчдэл $6.06 \leq U \leq 6.61$ кВ-ын завсарт тус тус гарсан байна. Эдгээр тооцооны хүчдэлүүд хэвийн болон хамгийн их зөвшөөрөгдөх хазайлт ($\pm 5\%$, $\pm 10\%$)-уудын чанарын шаардлагын үзүүлэлтүүдийн утгыг зарим зангилаан (Шин)-д хангахгүй байна. Харин цахилгаан тоног төхөөрөмжийн хамгийн их ажлын хүчдэлийн зөвшөөрөгдөх нөхцөлийг хангаж байна.

Төслийн 10 МВт-ын чадалтай НЦС АУЭХС-д холбогдож хамгийн их чадал үйлдвэрлэх үеийн тогтсон горимын тооцооны үр дүнгээс үзвэл зангилаануудын хүчдэлүүд тус НЦС-ыг холбоогүй байх үеийн тооцооны хүчдэлүүдээс бага хэмжээгээр өсөж гарсан байна. Энэхүү өсөлт нь системийн статик тогтворжилтын нөөцийг дээшлүүлэх сайн талтай юм. Мөн Алтай хотын цахилгаан хэрэглээг нартай цэлмэг өдрүүдэд өдрийн цагуудад бүрэн хангаж ажиллах боломжтой байгаа нь тооцооноос харагдаж байна.

Энэхүү НЦС нь хамгийн ойр орших Тайширын УЦС-ын горимд илүү хүчтэй нөлөөлөх бөгөөд НЦС холбогдсон горимд генераторын хуурмаг чадал -0.09 МВАр болж хуурмаг чадлыг шингээх горимд ажиллаж байна. Хэрэв НЦС холбогдон ажиллах үед АУЭХС-ийн НЦС холбогдох шин эсвэл Есөнбулаг ДС хоёрын аль нэг сонгогдсон ДС-ын шинд нэмэлтээр 3.3 МВАр чадалтай шунтлагч реактор залгахгүй бол Тайширын УЦС-ын генераторууд 110 кВ-ын шугамд үйлдвэрлэгдэх их хэмжээний цэнэгийн чадлыг шингээх горим буюу дутуу өдөөлтийн горимд орж

статик тогтворжилтын нөөцийн доогуур ажлын горимд орж тус станцын найдвартай ажиллагааны үзүүлэлт буурна.

Тогтсон горимын тооцооны салааны горимын параметруудийн үр дүнгээс үзвэл хэт ачаалалд орсон шугам трансформаторууд байхгүй байна. Тэгвэл АУЭХС-г ТБЭХС-д холбож буй гол тэжээлийн шугам болох Булган – Мөрөнгийн АС-120/19 маркийн дамжуулагчтай ЦДАШ-ын эхээр дамжих гүйдэл 55 А байгаа нь удаан хугацааны зөвшөөрөгдөх ачааллын гүйдэл 390 А-аас долоо дахин бага буюу шугамын ачаалагдах хувь 14.1%-тай болсон байна.

Тогтсон горимын тооцооны ерөнхий үр дүнгээс үзвэл Говь-Алтай аймгийн Алтай хотод баригдах төслийн 10 МВт чадалтай НЦС сүлжээнд холбогдож ажиллах нь ТБЭХС-ийн горимд сөрөг үр дагавар үзүүлэхгүй бөгөөд эрчим хүч хадгалах төхөөрөмжтэй бол ТБЭХС болон АУЭХС-ийн техник эдийн засгийн үр ашгийг дээшлүүлэх нь тооцоо судалгааны үр дүнгээс харагдаж байна.

5.4.2. НЦС-ыг АУЭХС холбогдох үеийн статик тогтворжилтын судалгаа

Энд бид өмнөх дэд хэсэгт гүйцэтгэсэн тооцооны дарааллын дагуу Алтай хотод баригдах төслийн 10 МВт чадалтай НЦС-ыг сүлжээтэй холбоотой байх үед яг адил нөхцөлд сонгож авсан гол огтлолын хувьд гүйцэтгэв.

Энд дээр авч үзсэн трактороос горимыг хүндрүүлсэн ба статик тогтворжилтын тооцооны итерацын процесс дуусах шинжүүрийн үзүүлэлтийг Зураг 52–д, статик тогтворжилтын тооцооны ерөнхий үр дүнг Зураг 53-д тус тус харуулав.

Предупреждение о снижении напряжения	
Список узлов со сниженным напряжением	
U*=0.80, U=88.42 кВ - Узел: 11073 "М?р?н ДС од", Uном=110 кВ.	
U*=0.76, U=26.65 кВ - Узел: 3535 "М?р?н ДС ДХ", Uном=35 кВ.	
U*=0.80, U=4.79 кВ - Узел: 614 "М?р?н ДС НХ", Uном=6.0 кВ.	

Зураг 52. Хүндэрсэн горим дуусах шинжүүрийн үзүүлэлт

Хязгаарын горимын тооцооны ерөнхий үр дүн болох Зураг 53-аас үзвэл огтлолоор дамжиж буй чадал 10 МВт чадалтай НЦС сүлжээнд холбогдсон учир буурч хэвийн горимд $P_0^{огтлол} = 8.77$ МВт болсон бол хүндэрсэн горимын дамжих чадлын хязгаар $P_{хяз}^{огтлол} = 29.11$ МВт гарсан ба энэ үеийн статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициент чадлын үелсэн бус утгаар $K_{нөөц} = 43.8\%$ гарсан байна. Мөн нөөцийн коэффициент $K_{нөөц} = 20\%$ байхад тус огтлолоор дамжих хамгийн их зөвшөөрөгдөх чадал 15.70 МВт, $K_{нөөц} = 15\%$ байхад 17.16 МВт, $K_{нөөц} = 10\%$ байхад 18.61 МВт, $K_{нөөц} = 8\%$ байхад 19.19 МВт гэж тус тус гарсан байна. Энд Мөрөн ДС-ын 35 кВ-ын шин дээр ачаалал нийтдээ 16.0+j4.0 МВА бүрэн чадлаар ихэссэн байна.

Результаты утяжеления режима

Результаты по сечению		Результаты по траектории	
Сальдо начального режима:		Ртр (отправная система)	
8.77		0.00	
Предел по статической устойчивости:		Qтр (отправная система)	
29.11		0.00	
Предел с контролируруемыми ограничениями:		Ртр (приемная система)	
29.11		16.00	
Мощность нерегулярных колебаний	7.59	Qтр (приемная система)	4.00
Запас статической устойчивости, %	43.800		
Максимальный допустимый переток			
Kз=1.2	15.70	Kз=1.10	18.61
Kз=1.15	17.16	Kз=1.08	19.19
Pmax (K=1.2) с огр.		Pmax (K=1.08) с огр.	
15.70		19.19	

Не сходимость установившегося режима

Зураг 53. Огтлолоор дамжих чадлын хязгаарын тооцооны үр дүн

ТБЭХС-ийн авч үзэж буй горимын хүндрэлийн үе дэх шинүүдийн хүчдэлийн өөрчлөлтийн үр дүнгээс үзвэл хүндэрсэн горимд Мөрөн ДС-ын 110 кВ-ын өндөр талын (зангилааны дугаар 11072) шинийн хүчдэл $U_5=98.15$ кВ болсон байна. Эндээс хүчдэлээр статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициентийг тодорхойлбол $K_{UH}=0.21$ гарч байна. Энэ утга хүндэрсэн горимд 0.15 байх нөхцөл ба аваарын дараах болон албадмал горимуудад байх 0.10 утгуудыг хангаж байгаа нь хүчдэлийн хувьд хүндэрсэн горимд хангалттай нөөцтэй байгаа нь тооцооны үр дүнгээс харагдаж байна.

Алтай хотын төслийн 10 МВт чадалтай НЦС сүлжээтэй холбогдоход статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициент чадлын үелсэн бус утгаар 43.8% болж тус НЦС-ыг холбохоос өмнө 29.1% байсантай харьцуулахад өссөн үзүүлэлттэй байна. Статик тогтворжилтын тооцооны үр дүнд Говь-Алтай аймгийн Алтай хотын төслийн 10 МВт суурилагдсан хүчин чадалтай НЦС баригдаж ашиглалтад орсноор АУЭХС-ийн статик тогтворжилтын нөөц ихсэж байна. Гэвч энэхүү НЦС нь эрчим хүч хуримтлуулах төхөөрөмжгүй баригдвал эрчим хүчний тогтмол эх үүсвэр болж чадахгүй бөгөөд статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициентын өссөн үзүүлэлтийг шууд ЭХС-д сайнаар нөлөөлнө гэж үзэж болохгүй гэдгийг анхаарах нь зүйтэй юм.

Гэхдээ тус 10 МВт-ын НЦС эрчим хүч хуримтлуулах төхөөрөмжгүй баригдсан ч өдрийн нартай цагуудад эрчим хүч үйлдвэрлэж Алтай хотын цахилгаан хэрэглэгчдийн эрчим хүчний хэрэглээний тодорхой хувийг хангаж ажиллах бүрэн боломжтой юм.

5.4.3. НЦС АУЭХС-тэй зэрэгцээ ажиллах үеийн динамик тогтворжилтын судалгаа

ЭХС-ийн динамик тогтворжилтын тооцоог гүйцэтгэхдээ тогтворжилтын тооцоог гүйцэтгэх ерөнхий аргачлал, зааврын дагуу хэд хэдэн групп цочролыг авч үзэх шаардлагатай байдаг. Энд бид 10 МВт чадалтай НЦС-ыг АУЭХС-д холбогдон ТБЭХС-тэй зэрэгцээ ажиллаж байх үед цочролын хэд хэдэн зохиомол (байж болох) төрлүүдэд динамик тогтворжилтын тооцоог гүйцэтгэж системийн тогтворжилтын дүн шинжилгээг гүйцэтгэсэн болно.

Динамик тогтворжилтын тооцоог MUSTANG программын цогцолбороор гүйцэтгэсэн бөгөөд программ-д цахилгаан станцуудын синхрон машиныг загварчлах асуудал чухал байдаг ба синхрон машин (СМ), турбины хурдны тохируулга (ТХТ), сэргээлтийн автомат тохируулга (САТ) тус бүрийг загварчлах боломжтой байдаг. Бид дээр АУЭХС-д Алтай хотын төслийн 10 МВт чадалтай НЦС холбогдох үеийн ТБЭХС-ийн тогтсон горимын тооцоог ЭХС их ачаалалтай байх хамгийн хүнд горимын нөхцөлд гүйцэтгэсэн болно. Энэхүү гүйцэтгэсэн тогтсон горимын тооцоог суурь тооцоо болгон 10 МВт чадалтай төслийн НЦС-ыг АУЭХС-тэй зэрэгцээ ажиллах үеийн динамик тогтворжилтын тооцоог гүйцэтгэе.

Одоо цочролын дараах гурван үндсэн хэлбэрт системийн динамик тогтворжилтын тооцоог гүйцэтгэж ТБЭХС-ийн горимын параметруудийн өөрчлөлтийн дүн шинжилгээ хийе.

Цочрол 1. Алтайн төслийн 10 МВт чадалтай НЦС сүлжээнээс хэвийн горимоор тасрах,

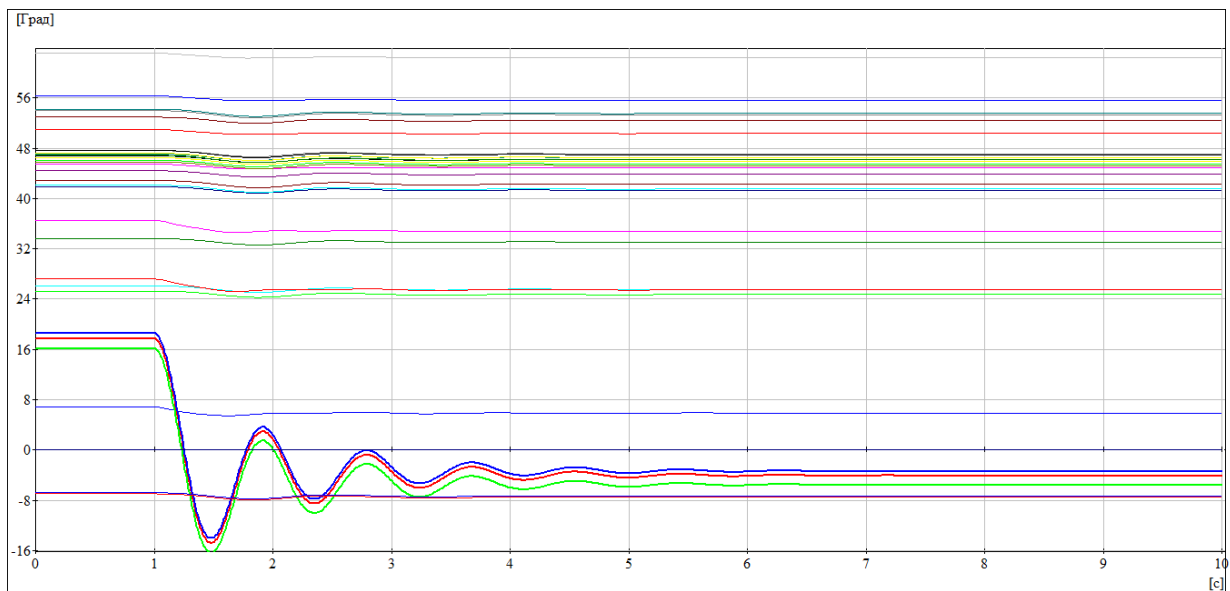
Цочрол 2. Алтайн төслийн 10 МВт чадалтай НЦС-ыг АУЭХС-д холбох 110 кВ-ын нэг хэлхээт шугамын эхэнд хоёр фаз газартай $K^{(1,1)}$ богино залгаа болж шугам нэгдүгээр шатлалын хамгаалалтаар тасарч НЦС аваарын горимоор сүлжээнээс тасрах. Энд реле хамгаалалт автоматкийн төхөөрөмжийн ажиллах нийт хугацааг 0.18 секундээр авав.

Цочрол 3. Алтайн төслийн 10 МВт чадалтай НЦС-ыг АУЭХС-д холбох 110 кВ-ын нэг хэлхээт шугамын дунд түр зуурын нэг фаз газартай $K^{(1)}$ богино залгаа болж шугамын АПВ амжилттай байх. Энд реле хамгаалалт, автоматик ба АПВ-ын пауз барилт (0.3-0.5 сек)-ыг тооцсон ажиллах нийт хугацааг 0.76 секундээр авав.

Эдгээр авч үзэж буй цочролын байрлал шинээр ашиглалтад орох төслийн 10 МВт-ын НЦС болон түүнийг сүлжээнд холбох ЦДАШ байх учир цочролуудын нөлөөлөл нь АУЭХС-ийн элементүүдэд болон Тайширын УЦС-ын гидрогенераторуудад илүү байна.

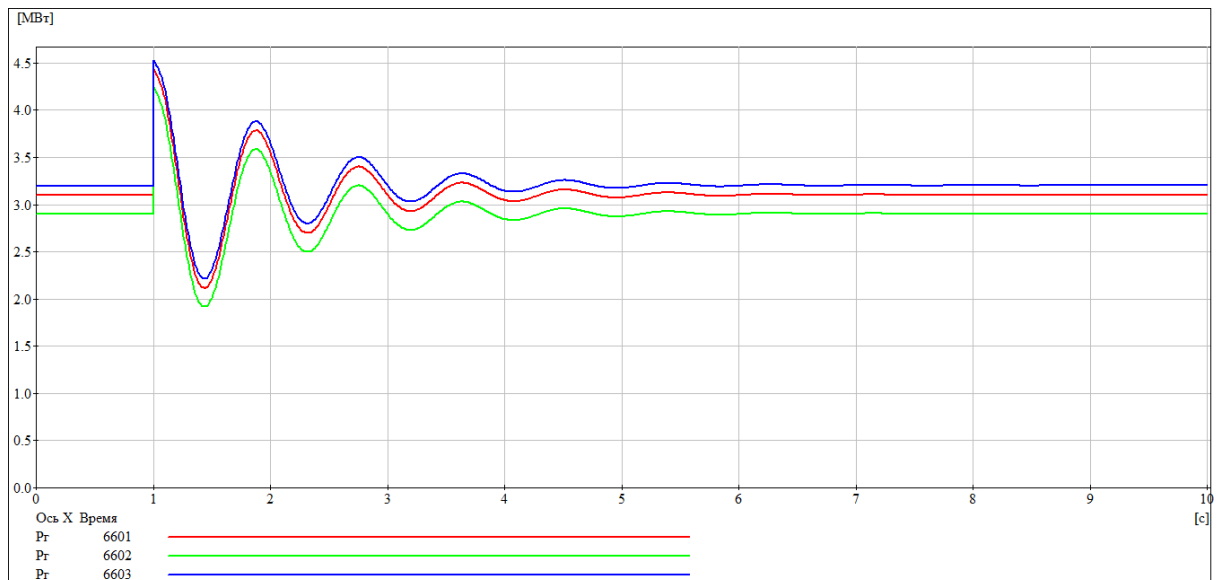
Цочрол 1. Алтайн төслийн 10 МВт чадалтай НЦС сүлжээнээс хэвийн горимоор тасрах цочролын хэлбэрийг MUSTANG программын орчинд загварчлан тус цочролоор горимыг хүндрүүлж ТБЭХС-ийн цахилгаан станцуудын генераторуудын роторын харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэлийг Зураг 54-д үзүүлэв.

Цочрол 1 үүсэх үед ТБЭХС-ийн цочролоос хол орших цахилгаан станцуудын генераторуудын роторын харилцан өнцөг бараг хэлбэлзэхгүй буюу цочролыг мэдрэхгүй байна. Харин цочролд ойр байгаа Тайширын УЦС-ын генераторууд илүү мэдрэгчээр хүлээн авч байгаа бөгөөд роторын харилцан өнцөг хэвийн цочрол үүсэхээс өмнөх горимд байсан дундаж утга 18° -аас -16° хүртэл буурч эргээд -6° орчимд замхарч байгаа нь аваарын дараах шинэ горимын утга буюу Тайширын УЦС динамик тогтворжилтоо хадгалах нь харагдаж байна.



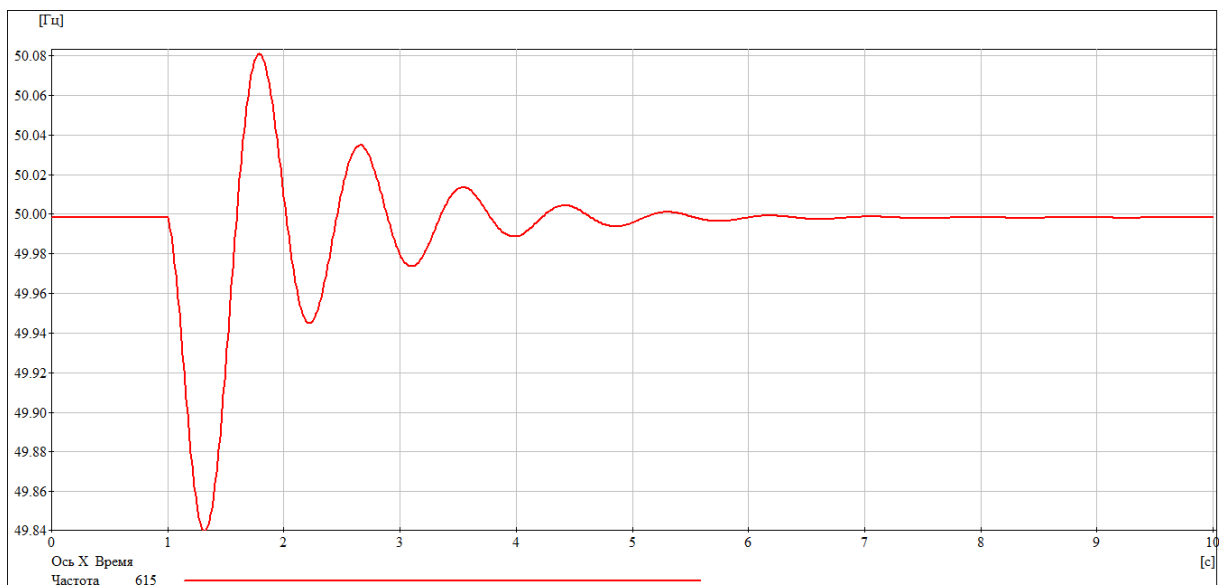
Зураг 54. Цочрол 1 үүсэх үеийн станцуудын генераторуудын роторын харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл
(Энд тод улаан-Тайширын Г1, тод ногоон-Тайширын Г2 ба тод цэнхэр-Тайширын Г3)

Тайширын УЦС-ын бодит чадлын хэлбэлзлийн өөрчлөлтийг илүү тод харуулахын тулд тусад нь Зураг 55-д үзүүлэв. Тооцооны үр дүнгээс үзвэл авч үзэж буй бүх цочрол Тайширын УЦС-д илүү нөлөөлөх нь тодорхой учир системийн гол горимын параметруудийн өөрчлөлтийн үр дүнгүүдийг зөвхөн Тайширын УЦС-ын хувьд цаашид үзүүлэх болно.



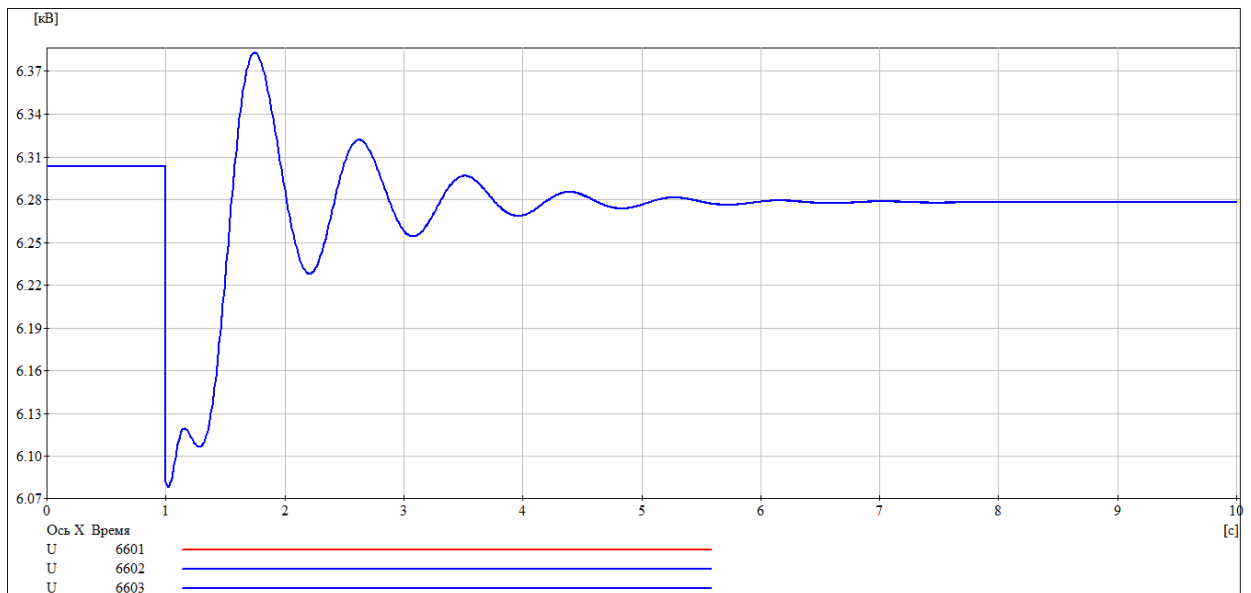
Зураг 55. Цочрол 1 үүсэх үеийн Тайширын УЦС-ын генераторуудын бодит чадлын өөрчлөлтийн график дүрслэл

(6601 дугаартай улаан-Тайширын Г1, 6602 дугаартай ногоон-Тайширын Г2 ба 6603 дугаартай цэнхэр-Тайширын Г3)



Зураг 56. Цочрол 1 үүсэх үеийн Тайширын УЦС-ын генераторууд холбогдох 6 кВ-ын шин дээрх давтамжийн өөрчлөлт

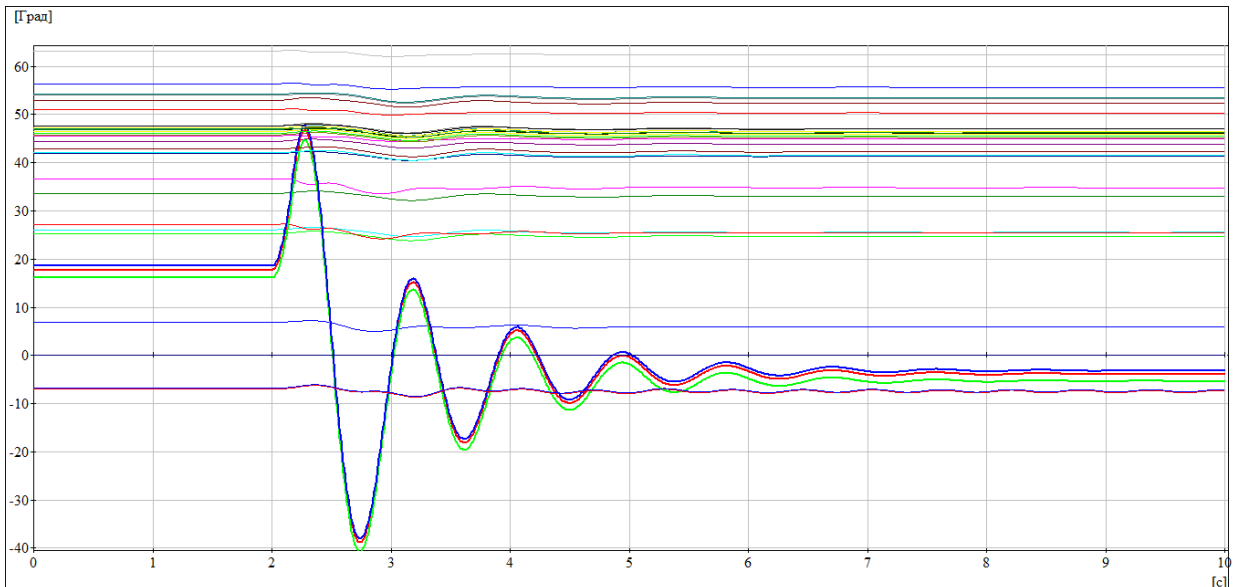
Харин давтамж Тайширын УЦС-ын генераторууд холбогдох 6 кВ-ын шин дээр 49.84 Гц-ээс 50.08 Гц-ын завсарт буюу маш бага хэмжээгээр өөрчлөгдсөн байна (Зураг 56). Тус цочролын үеийн Тайширын генераторуудын хүчдэлийн өөрчлөлтийн график дүрслэлийг Зураг 57-д үзүүлсэн бөгөөд үр дүнгээс үзвэл тус цочролын үед хүчдэл 6.3 кВ-оос 6.08 кВ хүртэл унаад эргээд САТ-ын тусламжтайгаар сэргэж хэвийн утганд тогтворжиж байна. Эдгээр тооцооны үр дүнгээс үзвэл цочрол 1 үүсэх үед манай орны ЭХС динамик тогтвортой байх нь тооцооны үр дүнгээр батлагдаж байна.



Зураг 57. Цочрол 1 үүсэх үеийн Тайширын генераторуудын шин дээрх хүчдэлийн өөрчлөлтийн график дүрслэл

Цочрол 2. Алтайн төслийн 10 МВт чадалтай НЦС-ыг АУЭХС-д холбох 110 кВ-ын нэг хэлхээт шугамын эхэнд хоёр фаз газартай $K^{(1,1)}$ богино залгаа болж шугам нэгдүгээр шатлалын хамгаалалтаар тасарч НЦС аваарын горимоор сүлжээнээс тасрах. Энд реле хамгаалалт автоматикийн төхөөрөмжийн ажиллах нийт хугацааг 0.18 секундээр авав.

Тус цочролын хэлбэрийг программ-д загварчлан горимыг хүндрүүлж ТБЭХС-ийн цахилгаан станцуудын генераторуудын роторын харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэлийг Зураг 58-д үзүүлэв. Цочрол 2 үүсэх үед ТБЭХС-ийн цочролоос хол орших цахилгаан станцуудын генераторуудын роторын харилцан өнцөг мөн бараг хэлбэлзээгүй буюу цочролыг мэдрэхгүй байна. Харин цочролд ойр орших Тайширын УЦС-ын генераторууд бас л илүү мэдрэгчээр хүлээн авч байгаа бөгөөд харилцан өнцөг хэвийн горимд байсан дундаж утга 18° -аас ихсэж 47° хүрч эргэн буурч -39° -д хүрээд эргэн -6° орчимд замхрах нь аваарын дараах өнцгийн шинэ утга буюу ЦС динамик тогтвортой байна.



Зураг 58. Цочрол 2 үүсэх үеийн станцуудын генераторуудын роторын харилцан өнцгийн өөрчлөлтийн график дүрслэл
(Энд тод улаан-Тайширын Г1, тод ногоон-Тайширын Г2 ба тод цэнхэр-Тайширын Г3)

Цочрол 2 үүсэх үеийн давтамж Тайширын УЦС-ын генераторууд холбогдох 6 кВ-ын шин дээр 49.58 Гц-ээс 50.25 Гц-ын завсарт өөрчлөгдсөн байна. Энэ утга станцын давтамж бууралт ба ихсэлтийн хамгаалалтын тавилын утга болон түүний хугацаа барилтын завсарт байж чадвал сүлжээнээс генераторууд аваар эсэргүүцэх автоматикаар тасралгүй цочролын дараа хэвийн горимд шилжин ажиллах бүрэн боломжтой байна.

Цочрол 3-ын үед НЦС АУЭХС-д холбогдох үед 110 кВ-ын нэг хэлхээт шугмын дунд нэг фаз газартай богино залгаа $K^{(1)}$ болох тохиолдолд реле хамгаалалт, автоматик ба АПВ-ын пауз барилт (0.3-0.5)-ыг тооцсон ажиллах нийт хугацааг 0.76 сек гэж авч тооцоо хийсэн юм. Энд мөн л Тайшрын УЦС-ын генераторууд зохих хэмжээгээр мэдэрч байгаа хэдий ч систем динамик тогтвортой байгаа нь судалгаагаар нотлогдож байна.

Илтгэлийн хязгаарлагдмал байдлаас шалтгаалж системийн өнцөг, чадал, давтамж болон хүчдэлийн өөрчлөлтийн графикуудыг харуулах боломжгүй байв. Бид динамик тогтворжилтын тооцоогоор ЭХС-д үүсэж болох магадлал өндөр гурван үндсэн цочролын хүрээнд тооцоог гүйцэтгэж манай орны ТБЭХС болон АУЭХС-ийн Тайширын УЦС-ын тогтворжилтын ерөнхий дүн шинжилгээг гүйцэтгэлээ. Динамик тогтворжилтын тооцоонд авч үзсэн цочролуудад Монгол улсын ЭХС динамик тогтворжилтоо хадгалан авч үлдэх нь тооцооны үр дүнгээс харагдаж байна. Энд дахин нэмж хэлэхэд Алтайн төслийн 10 МВт чадалтай НЦС нь цэнэг хуримтлуулах

төхөөрөмжгүй тул эрчим хүчний үр ашиг муутай байх болно гэдгийг анхаарах хэрэгтэй.

5.4.4. Говь-алтай аймгийн Алтай хотод баригдах 10 мвт чадалтай нарны цахилгаан станцын тооцооны дүгнэлт

1. Говь-Атай аймгийн Алтай хотын төслийн 10 МВт чадалтай НЦС-ыг АУЭХС-д холбосны дараа Булган, Мөрөн, Тэлмэн, Улиастай чиглэлийн хэдэн зуун километр ЦДАШ-аар дамжих чадлын урсгал багасаж системийн дамжуулалтын алдагдал 22.27 МВт буюу 2.13% болж НЦС холбоогүй байх үеийнхээс 2.57 МВт-аар буурсан бол ОХУ-аас импортоор авах чадал 113 МВт болж мөн импортын чадлын хэмжээг 12 МВт нэгжээр бууруулсан байна. Харин ТБЭХС-ийн нийт цахилгаан ачаалал 1042 МВт ба үүнээс 929 МВт чадлыг дотоодын эх үүсвэрүүдээс үйлдвэрлэж системийн бодит чадлын баланс хангагдсан байна.

2. Говь-Алтай аймгийн Алтай хотын төслийн 10 МВт чадалтай НЦС-ыг АУЭХС-д холбосон тогтсон горимын тооцооны хүчдэлийн үйлчлэх утгын үр дүнгээс үзвэл 6 кВ-ын түвшинд хүчдэлийн хазайлт бага талдаа 6.06 кВ, их талдаа 6.61 кВ, 10 кВ-ын түвшинд хүчдэлийн хазайлт бага талдаа 9.99 кВ, их талдаа 11.24 кВ, 35 кВ-ын түвшинд хүчдэлийн хазайлт бага талдаа 35.00 кВ их талдаа 39.24 кВ, 110 кВ-ын түвшинд хүчдэлийн хазайлт бага талдаа 106.38 кВ, их талдаа 123.62 кВ, 220 кВ-ын түвшинд хүчдэлийн хазайлт бага талдаа 220.36 кВ, их талдаа 242 кВ тус тус гарсан байна. Тус НЦС сүлжээнд холбогдон ажиллах үед системийн зангилаануудын хүчдэл бага хэмжээгээр өссөн бөгөөд хүчдэлийн хамгийн их зөвшөөрөгдөх хазайлт буюу тохируулж болох завсарт гарсан байна.

3. АУЭХС-ийн гол тэжээлийн шугам болох Булган–Мөрөн ДС-уудыг холбосон нэг хэлхээт АС120/19 маркийн дамжуулагчтай 293 км шугамыг сонгон авч (Тооцооны схемийн огтлолын зангилааны эхлэл төгсгөлийн дугаарууд 11015-11072) статик тогтворжилтын тооцоог ижил горимын нөхцөлд Алтай хотын төслийн 10 МВт чадалтай НЦС-ыг сүлжээнд холбоогүй болон холбоотой байх үед гүйцэтгэсэн. Системийн горим хүндрэх алхам тутамд ТБЭХС-ийн Булган чиглэлийн сүлжээний шинүүдийн хүчдэл системийн бусад бүсийг бодвол далайц ихтэй унаж эхлэх бөгөөд тухайн үед залгаатай байсан Мөрөн ДС-ын 6.6 МВАр-ын хоёр, Тэлмэн ДС-ын 4.2 МВАр-ын нэг ба Тайширын УЦС-ын 5 МВАр-ын шунтлагч реакторуудыг дараалан таслагдах ба Тайширын УЦС болон ТБЭХС-ийн тус бүсийг илүү мэдрэх цахилгаан станцууд горимын хүндрэлд хуурмаг чадлын үйлдвэрлэлийг ихэсгэх бөгөөд энэхүү хоёр үндсэн ашиглалтын болон горимын хүчдэл тохируулгыг системийн горимын

хүндрэлд оролцох байдлыг статик тогтворжилтын тооцоонд загварчлан Алтайн НЦС-ыг сүлжээнд холбоогүй болон холбосон байх тохиолдлуудад авч үзсэн болно.

4. Сонгож авсан огтлолын чадлын хэлбэлзлийн хамгийн их утгыг огтлолоор тусдаа гарах хоёр дэд системийн чадал нийлүүлэх (өгөх) системийн их ачаалалд 994.01 МВт харин чадал хүлээж авах системийн их ачаалал 26.28 МВт байгаагаас бодит чадлын хэлбэлзлийн хамгийн их утгыг 7.59 МВт гэж тодорхойлсон. Алтай хотын төслийн 10 МВт чадалтай НЦС-ыг сүлжээнд холбогдоогүй байхад системийн горимыг Мөрөн ДС-ын дунд талын шинийн ачааллыг 4.0+j1.0 МВАр бүрэн чадлаар алхам дугтамд ихэсгэн хүндрүүлж огтлолоор дамжиж буй чадал горим хүндрэхээс өмнөх хэвийн горимд $P_0^{огтлол} = 19.86$ МВт, дамжих хязгаарын чадал хүндэрсэн горимд $P_{хяз}^{огтлол} = 38.74$ МВт гарсан ба статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициент $K_{нөөц} = 29.13\%$ байна. Мөн нөөцийн коэффициент $K_{нөөц} = 20\%$ байхад тус огтлолоор дамжих хамгийн их зөвшөөрөгдөх чадал 23.40 МВт, $K_{нөөц} = 15\%$ байхад 25.34 МВт, $K_{нөөц} = 10\%$ байхад 27.27 МВт, $K_{нөөц} = 8\%$ байхад 28.05 МВт гэж тус тус гарсан. Энд Мөрөн ДС-ын 35 кВ-ын шин дээрх ачаалал 12.0+j3.0 МВА бүрэн чадлаар ихэссэн байна.

Алтай хотын төслийн 10 МВт чадалтай НЦС сүлжээнд холбогдсон байхад системийн горимыг хүндрүүлж огтлолоор дамжиж буй чадал горим хүндрэхээс өмнөх хэвийн горимд $P_0^{огтлол} = 8.77$ МВт, дамжих хязгаарын чадал хүндэрсэн горимд $P_{хяз}^{огтлол} = 29.11$ МВт гарсан ба статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициент $K_{нөөц} = 43.8\%$ гарсан болно. Мөн нөөцийн коэффициент $K_{нөөц} = 20\%$ байхад тус огтлолоор дамжих хамгийн их зөвшөөрөгдөх чадал 15.7 МВт, $K_{нөөц} = 15\%$ байхад 17.16 МВт, $K_{нөөц} = 10\%$ байхад 18.61 МВт, $K_{нөөц} = 8\%$ байхад 19.19 МВт гэж тус тус гарсан. Энд Мөрөн ДС-ын 35 кВ-ын шин дээрх ачаалал 16.0+j4.0 МВА бүрэн чадлаар ихэссэн байна.

5. Алтай хотын төслийн 10 МВт чадалтай НЦС-ыг сүлжээнд холбосон үед статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициент ачааллын зангилааны хүчдэлээр Мөрөн ДС-ын өндөр талын шинийн хүчдэл хүндэрсэн горимд $U_5 = 98.15$ кВ болсон бөгөөд $U_{хяз} = 77.00$ кВ утгатай харьцангуйгаар статик тогтворжилтын нөөцийн коэффициент хүндэрсэн горимд $K_{УН} = 0.21$ байна. Энэ утга хүндэрсэн горимд 0.15 байх нөхцөл ба аваарын дараах болон албадмал горимуудад 0.10 байх утгуудыг хангаж байна.

Статик тогтворжилтын тооцооны үр дүнгээс үзвэл тус НЦС баригдаж ашиглалтад орсноор сүлжээний статик тогтворжилтын нөөц ихсэх сайн талтай

байгаа нь тооцооноос харагдаж байна. Гэхдээ энэхүү станц нь эрчим хүч хуримтлуулах төхөөрөмжгүй тул энергийн тогтмол эх үүсвэр болж чадахгүй бөгөөд Монгол улсын ЭХС-ийн статик тогтворжилтын нөөц шууд ихсэн гэж хэлж болохгүй.

6. Алтай хотын төслийн 10 МВт чадалтай НЦС-ыг АУЭХС-гээр дамжин ТБЭХС-тэй зэрэгцээ ажиллаж байх үед цочролын гурван үндсэн хэлбэрт динамик тогтворжилтын тооцоог гүйцэтгэхэд Монгол улсын ТБЭХС нь динамик тогтворжилтоо хадгалан үлдэх нь тооцоогоор батлагдсан болно.

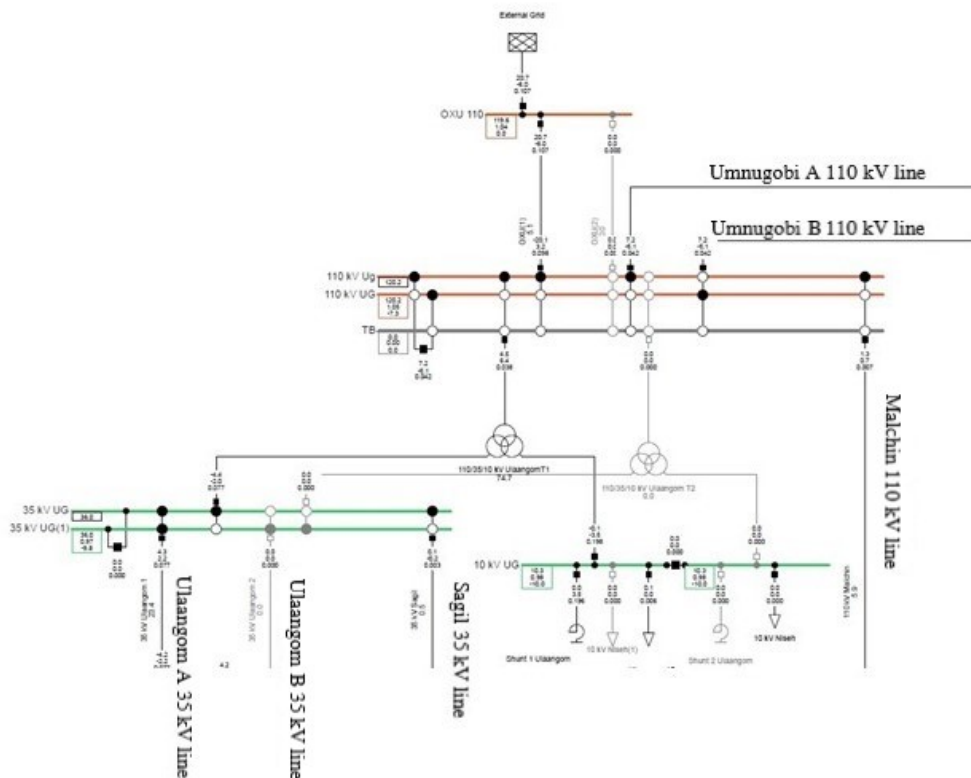
5.5. Хэт урт татсан 35 кВ-ын цахилгаан дамжуулах шугамын тогтсон горимын тооцоо

Ховд аймгийн Мянгад сумын 110/35/10 кВ-ын дэд станцаас Говь-Алтай аймгийн Есөнбулаг сумын дэд станц хүртэлх нийт 372.6 км урттай 35 кВ-ын цахилгаан дамжуулах агаарын шугамд холбогдсон Ховд аймгийн Зэрэг, Дарви, Цэцэг сум, Хөшөөтийн нүүрсний уурхай, Говь-Алтай аймгийн Дарви, Шарга, Хөхморьт, Төгрөг, Бугат сумдын ачаалал хүчдэлийн түвшин, хуурмаг чадалд дүн шинжилгээ хийж үзлээ. Тооцоонд авч үзэж буй энэ шугам нь Баруун бүс нутаг төдийгүй Монголын эрчим хүчний системд холбогдсон хамгийн урт шугам тул горим ажиллагааны одоогийн байдал, ирээдүйд нэмэгдэх ачааллын хэмжээ болон түгээх сүлжээнд холбогдож болох тархмал эх үүсвэрийн хүчин чадалтай уялдуулсан зургаан хувилбарт горимын тооцоог гүйцэтгэв. Энэ тооцоонд үндэслэн манай орны нутаг дэвсгэрт байгаа хэт урт татсан аль ч 35 кВ-ын шугамын горим ажиллагааны байдалд үнэлэлт өгөх боломжтой бөгөөд ялангуяа судалгааны ажлын нэг чухал хэсэг болох тархмал эх үүсвэрийн сүлжээний горимд үзүүлэх нөлөөллийн талаар хийх дүгнэлтийн үндэслэл болно. Үүнийг тооцоогоор баталгаажуулах зорилгоор Эрчим хүчний диспетчерийн үндэсний төвд ашиглагддаг Диг сайлент компанийн Power Factor программ дээр ББЭХС-ийн горимын тооцоог хийж

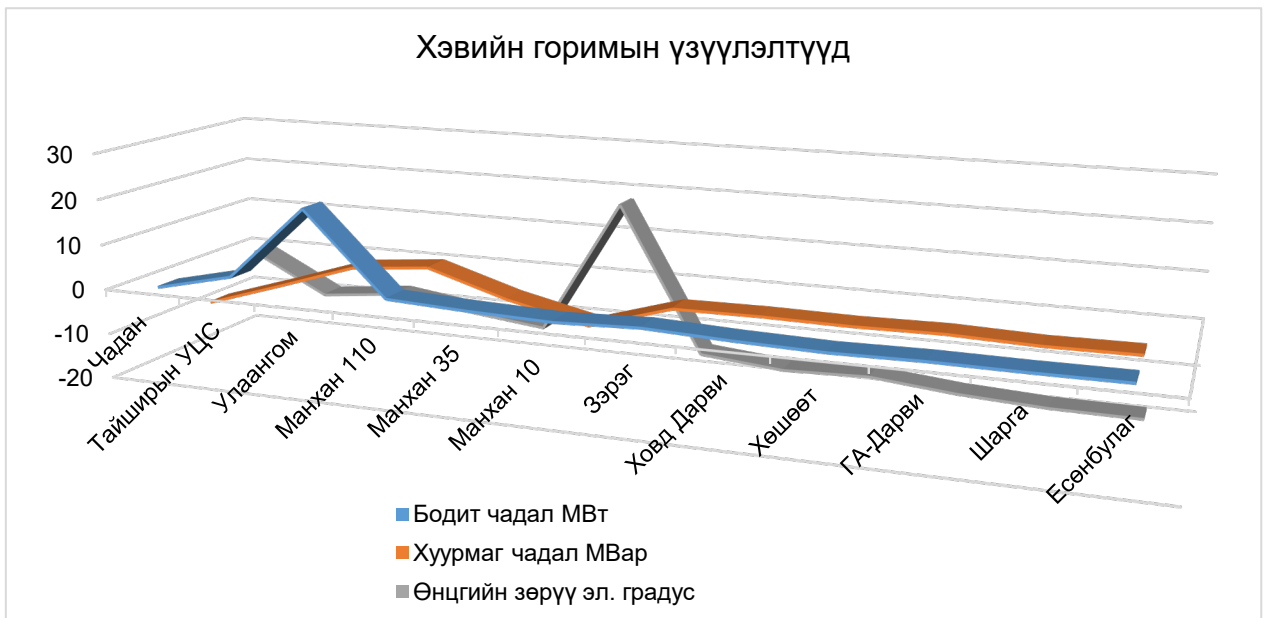
5.5.1. Баруун бүсийн эрчим хүчний системийн хэвийн горим

Энэ тооцооны 35 кВ-ын шугамын урт нь Манхан дэд станцаас эхлээд Есөнбулаг хүртэл 370 гаруй км урт бол Манхан дэд станцаас ОХУ-ын холбогдсон цэг хүртэл 110 кВ-ын шугамын урт нь 400 км урт үргэлжлэх тул хэвийн горимд төгсгөлийн цэг хүртэл ачааллын хэмжээ бага 100 кВт орчим байна. Горим ажиллагааны схемийг Зураг 59-д үзүүлэв. Говь-Алтай аймгийн төв Есөнбулаг сумын зарим хэсгийн ачааллыг Алтай-Улиастайн Эрчим хүчний системээс тусгаарлан Баруун бүсээс цахилгаанаар хангах боломжийг бүрдүүлсэн бөгөөд өвлийн ачааллын хэмжилтээс 300 кВт хүртэл ачаалал авдаг байна. Импортоор авч байгаа

нийт ачааллын 2 МВт гаруй ачаалал нь энэ шугамаар дамжиж байна. Хоёр эх үүсвэр нь нийт 10 МВА хуурмаг чадал өөртөө шингээж авч байгаа бол тооцоонд авч үзсэн шугамын үүсгэж байгаа хуурмаг чадал нь 5 МВА байна. Хэвийн горимын тооцооны үзүүлэлтийг Зураг 60-д үзүүлэв. Эндээс харахад хүчдэлийн хувьд тухайн горимд хэт ихэссэн эсвэл бага утга 110, 35, 10 кВ-ын аль ч түвшинд байхгүй байна. Харин ачааллын өнцгийн хувьд асар их зөрөөтэй байна. Төгсгөлийн цэг дээр -18.6 градусын зөрүүтэй байгаа нь тогтсон стандарт нормын шаардлагаас хол зөрөөтэй байна. Тооцооллыг хийхдээ ачааллын өнгийн хязгаар оруулж өгөөгүй тул бодит байдалд ямар хэмжээний зөрүү байгааг хүснэгтээс харж болно. Ачааллын шинж чанарын хувьд ахуйн ачаалал зонхилж байгаа нь цахилгаан хангамж доголдохгүй байх нэг давуу тал боловч ямар нэг үйлдвэрийн шинж чанартай өндөр асаалтын гүйдэл бүхий хэрэглээг хангах боломжгүй нь харагдаж байна.



Зураг 59. ББЭХС хэвийн горим ажиллагааны схем /110 кВ Чадан-Улаангом/

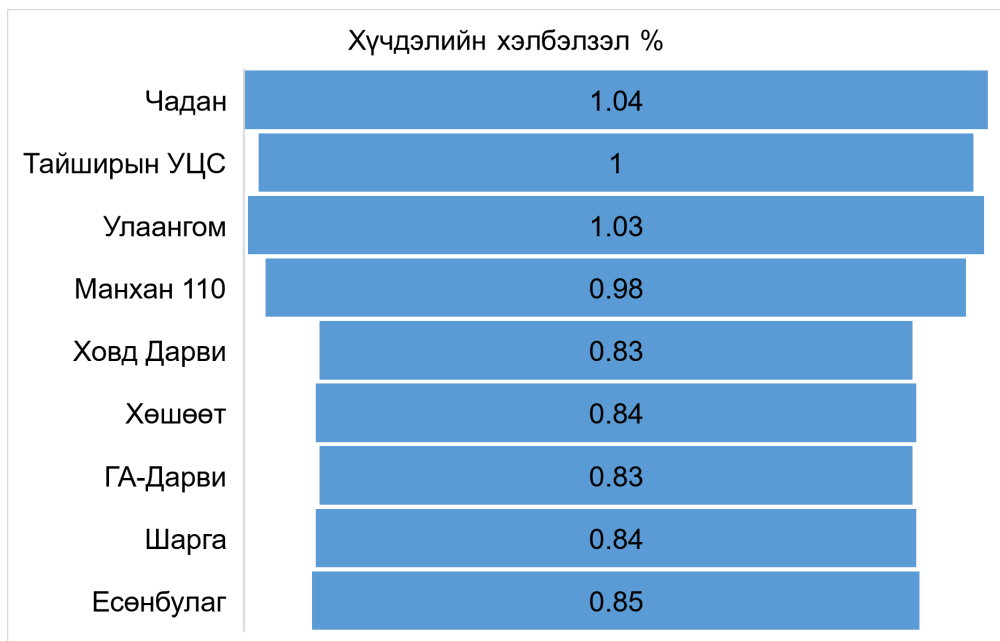


Зураг 60. Хэвийн горимын тооцооны гол үзүүлэлтүүд

5.5.2 Ховдын Дарвийн дэд станц дээр 1 МВт ачаалал нэмсэн горим

Хэвийн горимын ачааллыг хүндрүүлж Ховд аймгийн Дарви сумын 35 кВ-ын дэд станцад 1 МВт ачаалал нэмж холбон горимын тооцоог хийж үзэхэд Дарви сумаас Есөнбулаг хүртэлх бүх дэд станцын хүчдэл 10-17 хувь унаж хүчдэлийн хэвийн горим алдагдаж цахилгаанаар хэвийн хангах боломжгүй гарч байна. Зураг 61-д хүчдэлийн хэлбэлзлийг харуулав.

Ийм тооцоолол Монгол орны хэт урт татсан 35 кВ-ын шугам бүхий аль ч түгээх сүлжээнд адил болох нь ойлгомжтой байна. Нөгөө талаар ачааллын өнцгийн зөрүү төгсгөлийн цэгт -22.2 хүрсэн байгаа нь шаардлага хангахгүй байна.



Зураг 61. Хүчдэлийн хэлбэлзэл

5.5.3. Системд 5 МВт эх үүсвэр холбосон үеийн хэвийн ачааллын горим

Түгээх сүлжээнд 5 МВт чадалтай эх үүсвэрийг төгсгөлийн хэрэглэгчийн ойролцоо байрлуулж хэвийн горимын тооцоо хийж үзэхэд хүчдэлийн түвшин одоо байгаа горимоос илүү сайжирсан үзүүлэлттэй гарч байна. Эх үүсвэр хэрэглэгчид ойр байрласнаар шугамын алдагдал буурч дамжуулах чадвар дээшлэн шугамд үүсэх хуурмаг чадал буурсан байна. Шинээр эх үүсвэр түгээх сүлжээнд холбосноор горим ажиллагааны нөхцөл байдлыг эергээр өөрчлөх олон ач холбогдол гарахаар байна.

Горимыг сайжруулах, шуурхай ажиллагаанд нэмэлт арга хэмжээ авах нь хэвийн үйл ажиллагааны хүрээнд хийж зохицуулж болох асуудлууд бөгөөд манай тооцооны гол зорилго нь түгээх сүлжээнд холбогдох эх үүсвэрийн давуу талыг тооцоогоор нотлох явдал болно. Одоогийн Монгол орны түгээх сүлжээний онцлогтой уялдуулан хэлэхэд хэт алс хол татагдсан 35 кВ-ын шугамын хувьд түгээх сүлжээнд холбох хамгийн бага чадал нь 5 МВт байх боломжтой нь харагдаж байна.

5.5.4 Системд 10 МВт эх үүсвэр нэмээд Дарви, Хөшөөт, Есөнбулагийн дэд станц дээр тус бүр 1 МВт ачаалал нэмсэн горим

Түгээх сүлжээнд холбогдох эх үүсвэр нь хэрэглэгчийн ачааллын төвд ойролцоо байх зарчмыг баримтлан Ховд аймгийн дарви сумын 35 кВ-ын дэд станцад 10 МВт эх үүсвэр холбож тооцоо хийэ үзлээ. Дарви сум нь Говь-Алтай Ховд аймгуудын дунд Хөшөөтийн уурхайн ойролцоо байрлалтай. Хөшөөтийн уурхай нь энэ хавийн гол том хэрэглэгч болох тул уг уурхайн хэрэглээг хангах тооцоонд ач холбогдолтой гэж үзлээ. Энэ тооцооны дүнгээс харахад хүчдэлийн түвшин бүх дэд станцуудад хэвийн гарч байна. Есөнбулаг дэд станцын хувьд 10 хувийн уналттай гарч байна. Гэхдээ энэ уналтыг хэвийн болгох техникийн арга хэмжээ авах бүрэн боломжтой юм.

5.5.5. Эрдэнэбүрэнгийн УЦС 20 МВт эх үүсвэр ашиглалтад орсон үед Дарвийн дэд станцад 1 МВт ачаалалтай байх үеийн горим

Баруун бүсийн эрчим хүчний системд холбохоор төлөвлөгдсөн Эрдэнэбүрэний УЦС-ыг тооцоонд авч үзлээ. ЭБУЦС нь 90 МВт суурилагдсан чадалтай. Мянгад дэд станцтай 220 кВ-ын цахилгаан дамжуулах шугамаар холбогдохоор төлөвлөгдсөн байна. Иймд Мянгад дэд станцад 20 МВт ачаалал ирэхээр тооцоог хялбаршуулан хийлээ. Мөн шугамд өгөх ачааллыг уг станцаас нилээд хол зайд орших Ховдын Дарвийн 35 кВ-ын дэд станцад 1 МВт ачаалал нэмж тооцоо хийхэд 35 кВ-ын шугамуудын хүчдэл ерөнхийдөө хэвийн 2-4 хувийн

бууралттай гарч байна. Харин энэ тооцоонд Хөшөөт, Говь-Алтай–Дарви, Шарга, Есөнбулаг ачаалал нэмэгдүүлээгүй болно

5.5.6. Эрдэнэбүрэнгийн УЦС 20 МВт эх үүсвэр ашиглалтад орсон үед Хөшөөт, Дарвийн дэд станцад тус бүр 1 МВт ачаалалтай байх үеийн горим

Харин дараагийн горимд нэмээд Хөшөөт дэд станцад 1 МВт ачаалал нэмж тооцоо хийхэд төгсгөлийн шугамуудын хүчдэл 30 хүртэл хувь унаж хэвийн ажиллах боломжгүй болсон нь харагдаж байна. Өөрөөр хэлбэл ЭБУЦС ашиглалтад орсон ч төгсгөлийн шугамуудад ачаалал нэмж оруулах боломжгүй нь харагдаж байна. ЭБУЦС-нь ББЭХС-ийн дамжуулах чадварыг нэмэгдүүлэх, ОХУ-н цахилгаан систем болон ТБЭХС-тэй зэрэгцээ ажиллан бүрдүүлж өгч байна. Иймд ЭБУЦС орсоноор баруун бүсийн түгээх сүлжээг хэрхэн өөрчлөх талаар тусад нь техникийн арга хэмжээ төлөвлөн хэрэгжүүлэх тухайлбал Дарви сум хүртэл 110 кВ-ын шугам татах гэх мэт арга хэмжээ авах шаардлагатай нь харагдаж байна. Дээрхи горим тооцооны нэгдсэн үзүүлэлтийг Хүснэгт 15-д харуулав.

Хүснэгт 15. Горим тооцооны үзүүлэлтийг нээгээсэн хүснэгт

Өгөгдсөн горим	Дэд станц	P МВт	Q МВар	V кВ	V %	Өнцгийн зөрүү эл.град
Ховдын Дарвийн дэд станц дээр 1 МВт ачаалал нэмсэн горим	Чадан	22.2	-5.6	119.6	1.04	0.0
	Тайширын УЦС	3.9	0.9	115.4	1.00	-0.7
	Улаангом	21.5	1.1	118.4	1.03	-7.8
	Манхан 110	3.5	5.3	113.1	0.98	-10.8
	Ховд Дарви	1.6	-0.1	30.8	0.83	-20.2
	Хөшөөт	0.1	-0.1	31.0	0.84	-19.8
	ГА-Дарви	0.3	0.1	30.7	0.83	-21.1
	Шарга	0.0	0.2	31.1	0.84	-21.9
	Есөнбулаг	0.1	0.1	31.4	0.85	-22.2
Системд 5 МВт эх үүсвэр холбосон үеийн хэвийн ачааллын горим	Чадан	16.6	-4.5	119.6	1.04	0.0
	Тайширын УЦС	3.9	0.9	115.3	1.00	-5.9
	Улаангом	5.0	-2.2	36.8	1.00	14
	Манхан 110	16.2	-1.3	118	1.03	-5.7
	Ховд Дарви	1.7	7.9	113.1	0.98	-5.4
	Хөшөөт	4.4	-2.1	36.8	1.00	14
	ГА-Дарви	0.1	0.1	36.3	0.98	12.7
	Шарга	0.3	0.3	36.9	1.00	13.1
	Есөнбулаг	0.1	0.3	37.5	1.01	12.3
Системд 10 МВт эх үүсвэр нэмээд Дарви, Хөшөөт, Есөнбулагийн дэд станц дээр тус бүр 1 МВт ачаалал нэмсэн горим	Чадан	0.1	0.1	37.7	1.02	12.0
	Тайширын УЦС	3.9	0.9	117.7	1.02	-6.0
	Улаангом	10.0	-3.2	36.9	1.0	24.0
	Манхан 110	15.9	0.5	119.4	1.04	-5.7
	Ховд Дарви	2.0	-8.8	116.1	1.01	-5.7
	Хөшөөт	7.2	-3.6	36.9	1.00	24
	ГА-Дарви	1.1	-0.5	35.5	0.95	21.3
	Шарга	1.2	-0.3	35.8	0.97	22.2
	Есөнбулаг	1.1	-0.1	34.5	0.93	19.6
Эрдэнэбүрэний УЦС 20 МВт эх үүсвэр ашиглалтад орсон үед Дарвийн дэд станцад 1 МВт	Чадан	1.0	0.1	33.5	0.9	17.8
	Тайширын УЦС	2	2.9	119.6	1.04	0.0
	ЭБ-УЦС	3.9	0.9	5.7	0.90	4.1
	Улаангом	20	-11.3	111.6	0.97	3.5

ачаалалтай байх үеийн горим	Манхан 110	1.9	-9.8	114.6	1.00	-0.2
	Ховд Дарви	3.4	0.3	111.6	0.97	3.9
	Хөшөөт	1.6	0.3	34.3	0.93	-5.0
	ГА-Дарви	0.1	-0.5	34.3	0.93	-4.3
	Шарга	0.3	0.5	34.6	0.93	-6.3
	Есөнбулаг	0.1	0.3	35.2	0.95	-7.3
Эрдэнэбүрэнний УЦС 20 МВт эх үүсвэр ашиглалтад орсон үед Хөшөөт, Дарвийн дэд станцад тус бүр 1 МВт ачаалалтай байх үеийн горим	Чадан	0.1	0.1	35.5	0.96	-7.6
	Тайширын УЦС	3.9	0.9	111.8	0.97	4.1
	ЭБ-УЦС	20.0	-11.3	111.6	0.97	3.5
	Улаангом	3.6	-9.3	114.6	1.0	-0.8
	Манхан 110	5.2	-2.1	110.2	0.96	2.5
	Ховд Дарви	1.7	-0.4	27.2	0.74	-9.9
	Хөшөөт	1.1	-0.5	26.7	0.72	-9.9
	ГА-Дарви	0.4	-0.2	26.7	0.72	-10.5
	Шарга	0.1	-0.1	26.5	0.72	-10.9
	Есөнбулаг	0.1	-0.1	26.4	0.71	-11.0

Тооцооноос харахад баруун бүсийн эрчим хүчний системийн түгээх сүлжээний хүчдэлийн түвшинг хэвийн байлгах, хэрэглэгчийг найдвартай эрчим хүчээр хангахад тархмал эх үүсвэр ашиглах нь илүү үр дүнтэй харагдаж байна. Эх үүсвэрийн чадал нь 5-20 МВт байхад ойрын жилүүдийн хэрэглээний өсөлт орон нутгийн ЖДҮ-ийн хэрэгцээг хангах боломжтой байна.

Эрдэнэбүрэнгийн цахилгаан станцын хувьд Баруун бүсийн эрчим хүчний найдвартай ажиллагаанд маш ач холбогдолтой бөгөөд баруун бүсийг системийг Төвийн бүсэд хэлбож зэрэгцээ ажиллуулахад сайн нөлөөтэй. Горимын тооцооны Эрдэнэбүрэнний УЦС 20 МВт эх үүсвэр ашиглалтад орсон үед Хөшөөт, Дарвийн дэд станцад тус бүр 1 МВт ачаалалтай байх үеийн горимоор харахад ЭБУЦС ашиглалтад орсон ч Есөнбулаг Бугат зэрэг төгсгөлийн дэд станцуудад ачаалал нэмж авах боломжгүй байгаа нь 35 кВ-ын шугам сүлжээг өргөтгөх шаардлагатай харуулж байна.

Улсын хэмжээнд ашиглагдаж буй хамгийн урт 35 кВ-ын ЦДАШ-ийн судалгаа харуулсан Хүснэгт 3-д байгаа манай орны бүх 35 кВ-ын дэд станцуудын хувьд дээрх тооцооны үр дүнтэй ойролцоо гарах нь ойлгомжтой. Учир нь 35 кВ-ын шугамын урт, дамжуулах чадвар ижил нэг стандартаар хийгдсэн байдаг.

Тооцоог үндэслэн Монгол орны цахилгаан түгээх сүлжээний хүчдэлийн түвшин хэвийн барьж хэрэглэгчийг чанартын шаардлага хангасан цахилгаан эрчим хүчээр хангахын тулд тархмал эх үүсвэр ашиглах нь зүйтэй гэж дүгнэж байна.

ЗУРГАА. ДҮГНЭЛТ

Өнөөгийн цахилгаан системд сэргээгдэх эрчим хүчний үзүүлж байгаа сөрөг нөлөөлөл нь цахилгаан системийн горим ажиллагаа ялангуяа уламжлалт эх үүсвэрүүдийн хэвийн ажиллагаа, хэрэглэгчийн үнэ тарифт нөлөөлж байна. Түгээх сүлжээний нэвтрүүлэх чадварыг сайжруулан хөдөө орон нутагт жижиг, дунд үйлдвэрлэлийг хөгжүүлэх боломжийг хангах нь эрчим хүчний салбарын шийдвэрлэх чухал асуудлын нэг болсон байна. Нийт нутаг дэвсгэрийн хэмжээнд 12 томоохон дэд станцыг хамруулан судалгаа хийхэд 35 кВ-ын хүчдэлтэй шугамын хамгийн урт шугам Ховд аймгийн Манхан дэд станцаас Говь-Алтай аймгийн Бугат сум хүртэл 372,6 км үргэлжилсэн байна. 35 кВ-ын шугамын урт доод тал нь 130 орчим км урт байгаа нь эдгээр шугамаас томоохон хэрэглэгч холбоход төгсгөлийн хэрэглэгчийн хүчдэлийн түвшин, чанарт шууд нөлөөлж ахуйн хэрэгцээний хэрэглээг хэвийн хангахад сөрөг нөлөө үзүүлж байна.

Энэ байдлаас гарах арга замын нэг нь түгээх сүлжээнд шууд холбох Тархмал эх үүсвэр \Distributed Generation\-ийг барих асуудал юм. Манай улсын онцлог нь хүн амын нягтшил сийрэг болон хэрэглээ бага тул өөрийн онцлогт тохирсон бага чадлын эх үүсвэрүүдийг хэрэглэгчийн ойр байрлуулах нь горим ажиллагааны хувьд оновчтой.

Дээр дурдсан Манханаас Бугат хүртэлх шугамын хувьд өнөөгийн байгаа нөхцөл байдалдаа уялдуулан горим ажиллагааг дээшлүүлэх нэг арга нь Тэлмэний ДЦС-ыг барьж Алтай-Улиастай болон Баруун бүсийг зэрэгцээ ажиллагаанд залгах болон СЭХ-ний одоо яригдаж буй төслүүд болох Мянгад, Алтай, Улиастай, Мөрөнгийн нар салхины эх үүсвэрүүдийг ашиглалтад оруулах явдал юм. Цаашлаад Говь-Алтайд 20-50 МВт чадалтай нүүрсээр ажиллах эх үүсвэр барин бүрэн хэвийн ажиллагааг хангах боломжтой.

Архангай аймгийн Ихтамир, Өндөр-Улаан, Чулуут, Тариат, Цахиурт, Хангай сум, Борт, Хануй, Мөрөн баг, Хөвсгөл аймгийн Жаргалант сумыг хамарсан 260 км шугамын хувьд эдгээр сумын нутагт нар салхины эх үүсвэр барьж горим ажиллагааг дэмжих хувилбарыг тооцож үзэх шаардлагатай. Мөн Тэлмэний ДЦС ашиглалтад орсны дараа Завханы Их-Уул Тосонцэнгэлийн хооронд холбоо үүсгэн дээрх урт шугамын горим ажиллагааг дэмжих боломжтой. Хөвсгөл аймгийн Алаг-Эрдэнэ, Улаан-Уул, Рэнчинлхүмбэ, Цагаануур, Хатгал, Чандмань-Өндөр, Цагаан-Үүр, Арбулаг, Баянзүрх, Цагаан-Уул, Цэцэрлэг сумд, Могойн голын уурхайн хувьд ч Тэлмэний ДЦС, Мөрөнгийн нарны станц чухал ач холбогдолтой.

Баянхонгор аймгийн Баруунбаян-Улаан, Богд, Жинст, Баянлиг, Баянговь, Шинэжинст, Баян-Өндөр, Баянцагаан сумыг хамарсан 300 орчим км урт 35 кВ-ын шугам, Өвөрхангай аймгийн Баянгол, Төгрөг, Гучин-Ус сум, Дундговь аймгийн Сайхан-Овоо сум, Өмнөговь аймгийн Мандал-Овоо сумыг хамарсан сүлжээний хувьд хэрэгжүүлэх хоёр арга хэмжээ байна.

Эхний ээлжид Мандалговь-Арвайхээрийн 110 кВ-ын шугамыг барих. Ингэснээр 35 кВ-ын горим ажиллагаанд эерэг нөлөө бага боловч одоогийн нэг талын тэжээлтэй найдваргүй схемээс нэн түрүүн гарах шаардлагатай. Горим ажиллагааг сайжруулах хувилбар нь мөн эх үүсвэрийн асуудлыг шийдэх явдал бөгөөд Говь-Алтайд эсвэл Баянтээгд цахилгаан станц барих, СЭХ-ний жижиг эх үүсвэрүүд барих асуудлыг судалж шийдэх явдал юм.

Зүүн бүсийн сумууд болон бусад хэт урт сүлжээ бүхий сумдын хувьд ч ялгаагүй хэрэглээнд ойрхон эх үүсвэрийг барих асуудлыг шийдэх шаардлагатай. Иймд СЭХ-ний эх үүсвэрийг хаана байрлуулах нь манай цахилгаан системийн хувьд илүү үр ашигтай гэдгийг эхэлж тодорхой болгоод дараа нь тэр байрлал дээр эхэлж эх үүсвэр барих асуудлыг шийдэх нь зүйтэй байна.

Төвөөс алслагдсан хол зайтай аймгийн төвүүд нь тархмал эх үүсвэр суурилуулах ачааллын төв цэгүүдэд байрлах тул аймгийн төвийн ус халаалтын зуухыг дулаан цахилгаан үйлдвэрлэдэг хатуу түлшний 10-20 МВт чадалтай тархмал эх үүсвэрт шилжүүлэх, СЭХ-ний эх үүсвэртэй хослуулан ажиллуулах боломжтой байна. Одоогийн СЭХ-ний эх үүсвэр барих судалгаа, олгогдсон зөвшөөрөл, сонгосон байрлал нь цахилгаан системийн горим ажиллагааг дэмжих бус тухайн хөрөнгө оруулагчид илүү ашиг өгөх, хөрөнгө зардал хэмнэх талаасаа тооцон сонгосон байдалтай байгааг засаж залруулах шаардлагатай.

Сэргээгдэх эрчим хүчний арвин нөөцтэй, цаг уур газар зүйн байршлын хувьд тааламжит нөхцөл хангагдсан манай орон нөхөн сэргээгдэх эрчим хүчийг ашиглах нь зүйтэй хэмээн засгийн газраас бодлогын хэд хэдэн баримт бичигт тусгаж, хэрэгжүүлэх арга замуудыг тодорхойлсон. СЭХ-ний хөгжлийг дэмжих, гадаадын хөрөнгө оруулагчдыг татах үүднээс Сэргээгдэх эрчим хүчний тухай хуульд удаа дараа нэмэлт өөрчлөлт оруулан шинэчлэн сайжруулснаар нар, салхины эх үүсвэрээс авах тарифыг тодорхой тусгаж өгсөн. Ингэснээр гадаад дотоодын компаниуд СЭХ-ний эх үүсвэр барих, зах зээлийн зарчмаар чөлөөт өрсөлдөөнд орох боломжит нөхцөлийг бүрдүүлж өгсөн байна. Гэвч хуульд заасан тарифын таатай нөхцөл байдал нь зөвхөн тухайн хөрөнгө оруулагчид илүү давуу тал бий болгон цахилгаан системийн горим ажиллагаа, үнэ тарифт нөлөөлөх хэмжээнд хүртэл

сөрөг нөлөөлөл бий болсон нь цаашид СЭХ-ний талаар авах арга хэмжээг боловсронгуй болгох шаардлага үүссэний нэг арга хэмжээ нь тархмал нарны системийн хөгжүүлэх явдал болсон байна.

Олон улсын ногоон хөгжлийн институтийн хийсэн судалгаагаар Монгол улс нүүрсээр галладаг станцуудыг үргэлжлүүлэн голлох эх үүсвэрээ болговол 2035 он гэхэд жилд ялгарах хүлэмжийн хийн хэмжээ 4 дахин нэмэгдэх таамаглалтай гэсэн байна. Монгол улс нь нэгдсэн үндэсний байгууллагын уур амьсгалын өөрчлөлтийн эсрэг сангаас гаргасан дэлхийн температурын өсөлтийг 2⁰C -д барих зорилтод өөрийн орны хувь нэмрээ оруулах үүргийн хувьд хүлэмжийн хийн хэмжээг бууруулж, СЭХ-ний хэрэглээг нэмэгдүүлэх зорилтыг хэрэгжүүлэхэд хувь нэмэр оруулах нэг боломж нь тархмал эх үүсвэрийг өргөн хэмжээнд нэвтрүүлэх явдал гэж болно.

Иймээс Монгол улс СЭХ-ний үйлдвэрлэлийг нэмэгдүүлэх, эрчим хүчний системийн хүчдэлийн уналт, шугамын алдагдлыг бууруулах үүднээс хэрэглээнд ойр байрлалтай бага чадлын тархмал нарны эх үүсвэр барьж өсөн нэмэгдэж буй хэрэглээг хааж, эдийн засгийн үргүй зардлаас зайлсхийх нь нэн тэргүүний асуудал болсон байна. Одоогийн нөхцөл байдлаас харахад дээврийн нарны систем эсхүл хэрэглээнд суурилсан бага чадлын тархмал нарны эх үүсвэрүүд барьж сүлжээнд холбох нь эрчим хүчний үйлдвэрлэл, эдийн засгийн хувьд оновчтой шийдэл гэж дүгнэж байна.

Дэлхий дахинаа нарны эрчим хүчний системийн тоног төхөөрөмжийн чанар сайжирч, үйлдвэрлэл нэмэгдэхийн хэрээр нарны хавтан болон бусад дагалдах тоног төхөөрөмжийн үнэ тасралтгүй буурсаар байна. Дэлхийн зах зээл дээр 1980 онд 24.26 ам.доллар/Вт байсан нарны зайн хавтангийн үнэ өнөөдрийн байдлаар 0.30 ам.доллар/Вт болсон нь тархмал нарны эх үүсвэрийг хөгжүүлэхэд таатай нөлөө үзүүлэхээр байна. Тархмал нарны технологийн хувьд манай нөхцөлд хамгийн зохимжтой нь нарны хавтангийн технологи болох нь судалгаанаас харагдаж байна.

Эрчим хүчний системийн аюулгүй байдлын үүднээс тархмал нарны эх үүсвэрийг ашигласнаар цахилгаан түгээх сүлжээний алдагдал буурч, цахилгааны чанарын гол үзүүлэлт болох хүчдэлийн түвшин хэвийн болж тогтвортой , найдвартай ажиллагаа дээшлэх ба импортоор авах цахилгаан эрчим хүчний хэмжээ буурч дотоодын хэрэглээг өөрийн эх үүсвэрээр бүрэн хангах боломж бүрдэх юм. Мөн манай орны нөхцөлд зөвхөн нарны эх үүсвэр бус тархмал эх үүсвэрийн бусад төрөл ялангуяа жижиг ТЭЦ барих нь аймгийн төвүүдийн хувьд илүү ач холбогдолтой болохыг анхаарах шаардлагатай.

ДОЛОО. АШИГЛАСАН НОМ, ХЭВЛЭЛ

1. IEA. Key world energy statistics 2019. 2019.
2. NREL. [Холбогдсон] <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/62631.pdf>.
3. Төрөөс эрчим хүчний талаар баримтлах бодлого. тогтоол, УИХ-ын 2015 оны 63 дугаар.
4. Эрчим хүчний статистик үзүүлэлт . ЭХЗХ. 2016 оны.
5. IREANA. Монгол орны СЭХ-ний нөөцийн судалгаа. 2014.
6. Монгол орны нарны атлас . 2009.
7. 100000 нарны гэрэл хөтөлбөрийн тайлан . 2008.
8. банк, Дэлхийн. Хөдөөгийн цахилгаан хангамжийг сайжруулахад СЭХ ашиглах тухай судалгааны тайлан. 2012.
9. Design and development of distributed solar PV systems: Do the current tools work? W.M. Pabasara U. Wijeratne, Rebecca J. Yang, Eric Too, Ron Wakefield. 2019 оны, Sustainable Cities and Society, хуудсд. 553-578.
10. WB. World bank. World bank. [Холбогдсон] 2016 оны Feb 04. <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2016/02/04/worlds-largest-concentrated-solar-plant-opened-in-morocco>.
11. Energy, U.S. Department of. DOE Solar Energy Technologies Program. 2006.
12. Wikipedia. World's largest photovoltaic power stations. [Холбогдсон] https://en.m.wikipedia.org/wiki/List_of_photovoltaic_power_stations.
13. Declaration, Japan's 2050 Carbon Neutral. [Холбогдсон] 2020 оны October 26.
14. ЭХЗХ. Эрчим хүчний статистик үзүүлэлт. 2020.
15. Д.Содномдорж. Цахилгаан эрчим хүчний системийн горимын цогцолбор судлал ба математик загварчлал. Улаанбаатар : с.н., 2012. ISBNN-978-99962-2-301-3 .
16. О.Бат-Ирээдүй. Нийгэм. www.itoim.mn. [Холбогдсон] 2018 оны 11 29. <http://itoim.mn/article/Sw6gl/14995>.
17. IRENA. Renewable Readiness Assessment of Mongolia. 2016.
18. Helioscsp. World's Largest Concentrated Solar Power Plant is in Dubai. [Холбогдсон] 2019 оны Apr 19. <http://helioscsp.com/worlds-largest-concentrated-solar-power-plant/>.
19. ЭХЗХ. Эрчим хүчний зохицуулах хороо. [www.erc.gov.mn](http://erc.gov.mn). [Холбогдсон] 2019 оны. <http://erc.gov.mn/web/mn/print/337?date=true>.

НАЙМ: ХАВСРАЛТУУД

- Хавсралт 1: Баруун бүсийн эрчим хүчний системийн хэвийн горимын тооцооны үзүүлэлтүүд
- Хавсралт 2: Дарви дэд станц дээр 1 МВт ачаалал нэмсэн горимын тооцооны үзүүлэлтүүд
- Хавсралт 3: Дарви, Хөшөөт, Есөнбулаг дэд станц дээр тус бүр 1 МВт ачаалал нэмсэн горимын тооцооны үзүүлэлтүүд
- Хавсралт 4: Дарви дэд станцад 5 МВт эх үүсвэр нэмж холбосон үеийн горимын тооцооны үзүүлэлтүүд
- Хавсралт 5: Эрдэнэбүрэнгийн УЦС 20 МВт ачаалал авах үеийн горимын тооцооны үзүүлэлтүүд
- Хавсралт 6: Эрдэнэбүрэнгийн УЦС орсон үед Дарви, Хөшөөдийн дэд станцад тус бүр 1 МВт ачаалал нэмэх үеийн горимын тооцооны үзүүлэлтүүд

Havsralt 1 | Baruun busiin erchim huchnii systemiin tootsoo | DIgSILENT | |
 Heviin gorimiin tootsoonii uzuuleltuud | PowerFactory |-----
 | 2020 | Date: 9/23/2020 |

Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange

AC Load Flow, balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergence No
 Automatic tap adjustment of transformers No | Max. Acceptable Load Flow Error |
 Consider reactive power limits No | Bus Equations(HV) 1.00 kVA |
 Model Equations 0.10 % |

Grid: Grid System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 1 |

rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
1(1)										
110 kV Man.00	1.01	116.29	-9.77							
Cub_1 /Lne	Mankhan 110 kV	-2.24	-4.57	-0.44	0.03	6.48	Pv: 23.47 kW	cLod: 3.71 Mvar	L: 101.80 km	
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Mankh	2.24	4.57	0.44	0.03	79.91	Tap: 15.00	Min: 1	Max: 19	
1(10)										
35 kV Hush.00	0.98	36.09	-16.20							
Cub_2 /Lod	General Load(7)	0.10	0.10	0.71	0.00		P10: 0.10 MW	Q10: 0.10 Mvar		
Cub_1 /Lne	35 kV Hushuut	-0.10	-0.10	-0.71	0.00	1.08	Pv: 0.17 kW	cLod: 0.09 Mvar	L: 29.00 km	
1(2)										
10 kV Mank.50	1.12	11.71	17.77							
Cub_1 /Lod	10 kV oruulga Mank	0.82	0.27	0.95	0.04		P10: 0.82 MW	Q10: 0.27 Mvar		
Cub_1 /Shnt	Shunt Mankhan	0.00	4.52	0.00	0.22					
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Mankh	-0.82	-4.79	-0.17	0.24	79.91	Tap: 0.00	Min: 0	Max: 0	
1(34)										
35 kV Erde.00	1.03	38.25	-11.19							
Cub_2 /Lod	General Load(6)	0.06	0.05	0.77	0.00		P10: 0.06 MW	Q10: 0.05 Mvar		
Cub_1 /Lne	35 kV Erdeneburen	-0.06	-0.05	-0.77	0.00	1.24	Pv: 0.16 kW	cLod: 0.21 Mvar	L: 58.20 km	
1(4)										
35 kV Mank.00	1.00	36.82	-11.88							
Cub_1 /Lne	Zereg 35 kV	1.38	-0.89	0.84	0.03	9.73	Pv: 52.04 kW	cLod: 0.22 Mvar	L: 65.60 km	

AC Load Flow, balanced, positive sequence	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error
Consider reactive power limits	No	Bus Equations(HV) 1.00 kVA
	Model Equations	0.10 %

Grid: Grid System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 17 |

Volt. Level	Generation [MW]/ [Mvar]	Motor Load [MW]/ [Mvar]	Load sation [MW]/ [Mvar]	Compen- Infeed [MW]/ [Mvar]	External Interchange [MW]/ [Mvar]	to	Power Interchange [MW]/ [Mvar]	Total Losses [MW]/ [Mvar]	Load Losses [MW]/ [Mvar]	No load Losses [MW]/ [Mvar]
6.30	3.88	0.00	0.71	-0.00	0.00		-0.00	-0.00	0.00	
	0.94	0.00	1.14	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
					37.00 kV		-0.83	0.00	-0.01	0.02
							0.13	0.00	-0.09	0.10
					115.00 kV		4.00	0.04	0.01	0.03
							-2.70	0.24	0.12	0.12
10.50	0.00	0.00	8.33	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
	0.00	0.00	0.50	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
					37.00 kV		-11.81	0.13	0.09	0.04
							-18.03	0.90	0.73	0.17
					115.00 kV		3.72	0.47	0.34	0.13
							1.78	1.07	0.33	0.73
35.00	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		-0.03	0.00	-0.03	
					37.00 kV		-0.00	0.03	0.03	0.00
							0.03	-0.45	0.02	-0.47

Grid: Grid System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 18 |

Volt. Level	Generation [MW]/ [Mvar]	Motor Load [MW]/ [Mvar]	Load sation [MW]/ [Mvar]	Compen- Infeed [MW]/ [Mvar]	External Interchange [MW]/ [Mvar]	to	Power Interchange [MW]/ [Mvar]	Total Losses [MW]/ [Mvar]	Load Losses [MW]/ [Mvar]	No load Losses [MW]/ [Mvar]
37.00	0.00	0.00	13.77	0.00	0.00		0.32	0.32	0.00	
	0.00	0.00	4.75	0.00	0.00		-3.03	0.38	-3.41	
					6.30 kV		0.83	0.00	-0.01	0.02
							-0.13	0.00	-0.09	0.10
					10.50 kV		11.93	0.13	0.09	0.04
							18.93	0.90	0.73	0.17
					35.00 kV		0.03	0.03	0.03	0.00
							-0.48	-0.45	0.02	-0.47
					115.00 kV		-27.57	0.42	0.37	0.05

						-24.30	3.05	2.78	0.27	
110.00	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
115.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.81			0.93	0.93	-0.00
	0.00	0.00	0.00	0.00	-7.45			-27.01	3.21	-30.22
					6.30 kV			-3.98	0.04	0.01
								2.92	0.24	0.12
					10.50 kV			-4.00	0.47	0.34
								-1.70	1.07	0.33
					37.00 kV			27.99	0.42	0.37
								27.35	3.05	2.78
					110.00 kV			0.23	0.23	0.23
								-5.41	-5.41	0.40
Total:	3.88	0.00	22.81	-0.00	20.81			0.00	1.88	1.67
	0.94	0.00	6.39	0.00	-7.45			0.00	-31.44	7.38

DIgSILENT | Project: |
PowerFactory |-----|
2020 | Date: 9/23/2020 |

Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange

AC Load Flow, balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergence No

Automatic tap adjustment of transformers No | Max. Acceptable Load Flow Error |

Consider reactive power limits No | Bus Equations(HV) 1.00 kVA |

| Model Equations 0.10 % |

Total System Summary | Study Case: Study Case | Annex: / 19 |

Generation	Motor	Load	Compen-	External	Inter Area	Total	Load	No load
Load	Load	sation	Infeed	Flow	Losses	Losses	Losses	
[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/
[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]
3.88	0.00	22.81	-0.00	20.81	0.00	1.88	1.67	0.21
0.94	0.00	6.39	0.00	-7.45	0.00	-31.44	7.38	-38.82
Total:								
3.88	0.00	22.81	-0.00	20.81		1.88	1.67	0.21
0.94	0.00	6.39	0.00	-7.45		-31.44	7.38	-38.82

\\user\CHD-BBEHS 20200923\Network Model\Network Data\Grid

| Баруун busiin erchim huchnii systemiin gorim ajllagaa: | DIgSILENT ||

Havsralt 2 | Darvi 35 kV ded stants deer 1 MW ahaalal nemj bodson | PowerFactory |-----|
 | gorimin tootsoo | 2020 | Date: 9/23/2020 |

| Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange

AC Load Flow, balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergence No
 Automatic tap adjustment of transformers No | Max. Acceptable Load Flow Error |
 Consider reactive power limits No | Bus Equations(HV) 1.00 kVA |
 | Model Equations 0.10 % |

| Grid: Grid System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 1 |

rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
--------------------	--------------------	-------------------	-----------------------	------------------	--------------	-------------	-----------------

1(1) 110 kV Man.00	0.98	113.07	-10.56				
Cub_1 /Lne 101.80 km	Mankhan 110 kV	-3.45	-5.29	-0.55	0.03	8.27	Pv: 48.73 kW cLod: 3.53 Mvar L:
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Mankh	3.45	5.29	0.55	0.03	101.96	Tap: 15.00 Min: 1 Max: 19

1(10) 35 kV Hush.00	0.84	30.98	-19.84				
Cub_2 /Lod km	General Load(7)	0.10	0.10	0.71	0.00		P10: 0.10 MW Q10: 0.10 Mvar
Cub_1 /Lne	35 kV Hushuut	-0.10	-0.10	-0.71	0.00	1.26	Pv: 0.25 kW cLod: 0.07 Mvar L: 29.00

1(2) 10 kV Mank.50	1.06	11.17	15.41				
Cub_1 /Lod	10 kV oruulga Mank	0.82	0.27	0.95	0.04		P10: 0.82 MW Q10: 0.27 Mvar
Cub_1 /Shnt	Shunt Mankhan	0.00	4.12	0.00	0.21		
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Mankh	-0.82	-4.38	-0.18	0.23	101.96	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0

1(34) 35 kV Erde.00	1.01	37.38	-11.91				
Cub_2 /Lod	General Load(6)	0.06	0.05	0.77	0.00		P10: 0.06 MW Q10: 0.05 Mvar
Cub_1 /Lne km	35 kV Erdeneburen	-0.06	-0.05	-0.77	0.00	1.20	Pv: 0.16 kW cLod: 0.20 Mvar L: 58.20

1(4) 35 kV Mank.00	0.95	35.13	-14.09				
Cub_1 /Lne km	Zereg 35 kV	2.58	-0.02	1.00	0.04	16.03	Pv: 152.11 kW cLod: 0.19 Mvar L: 65.60

Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Mankh	-2.58	0.02	-1.00	0.04	101.96	Tap:	4.00	Min:	1	Max:	19
1(40)												
35 kV Duut.00	0.97 35.90 -13.54											
Cub_2 /Lod	General Load	0.20	0.00	1.00	0.00		P10:	0.20 MW	Q10:	0.00 Mvar		
Cub_1 /Lne	35 kV Duut	-0.20	0.00	-1.00	0.00	2.17	Pv:	1.42 kW	cLod:	0.20 Mvar	L:	62.20
km												
35 kV Zere.00	0.89 33.06 -17.59											
Cub_1 /Lod	Capacitor						P10:	0.00 MW	Q10:	-15.00 Mvar		
Cub_1 /Lod	General Load(8)	0.65	-0.00	1.00	0.01		P10:	0.65 MW	Q10:	0.00 Mvar		
Cub_1 /Lne	35 kV Zereg-Otpaik	1.78	0.02	1.00	0.03	14.87	Pv:	105.79 kW	cLod:	0.16 Mvar	L:	
61.70 km												
Cub_1 /Lne	Zereg 35 kV	-2.43	-0.02	-1.00	0.04	16.03	Pv:	152.11 kW	cLod:	0.19 Mvar	L:	65.60
km												
35 kV Darv.00	0.83 30.76 -20.18											
Cub_1 /Lod	35 kV Altai	1.23	0.30	0.97	0.02		P10:	1.23 MW	Q10:	0.30 Mvar		
Cub_1 /Shnt	Shunt/Filter											
Cub_1 /Lne	35 kV Otpaik-Darvi	-1.56	-0.09	-1.00	0.03	13.98	Pv:	14.59 kW	cLod:	0.02 Mvar	L:	
9.60 km												
Cub_1 /Lne	64.5	0.31	-0.29	0.73	0.01	2.99	Pv:	4.08 kW	cLod:	0.16 Mvar	L:	64.50 km
Cub_1 /Tr2	2-Winding Transfor	0.02	0.07	0.28	0.00	0.35	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
1												
110 kV Dur.00	1.00 115.40 -9.74											
Cub_1 /Lne	110 kV Durgun	3.46	-2.59	0.80	0.02	5.55	Pv:	18.56 kW	cLod:	2.56 Mvar	L:	72.40
km												
Cub_1 /Tr2	6/110 kV Durgun T1	-0.00	0.00	-1.00	0.00	0.25	Tap:	9.00	Min:	1	Max:	17
Cub_1 /Tr2	6/110 kV Durgun T2	-3.46	2.59	-0.80	0.02	45.36	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	17
Double Busbar with Bypass(1)												
110 kV Mya.00	1.00 115.21 -10.30											
Cubicle/Coup	CB0	-0.72	0.97	-0.60	0.01	0.00						
Cub_2 /Lne	110 kV Myangad	-5.55	-4.33	-0.79	0.04	9.05	Pv:	68.04 kW	cLod:	3.46 Mvar	L:	
96.10 km												
Cub_2 /Lne	Mankhan 110 kV	3.50	1.84	0.88	0.02	8.27	Pv:	48.73 kW	cLod:	3.53 Mvar	L:	
101.80 km												
Cub_2 /Tr2	2-Winding Transfor	0.09	0.54	0.16	0.00	0.65	Tap:	8.00	Min:	1	Max:	17
Cub_2 /Tr3	110/35/6 kV Maynga	2.68	0.98	0.94	0.01	28.50	Tap:	6.00	Min:	1	Max:	19
110 kV Mya.00	1.00 115.21 -10.30											
Cubicle/Coup	CB0	0.72	-0.97	0.60	0.01	0.00						
Cub_2 /Lne	110 kV Durgun	-3.45	0.06	-1.00	0.02	5.55	Pv:	18.56 kW	cLod:	2.56 Mvar	L:	72.40
km												
Cub_2 /Tr3	110/35/6 kV Myanga	2.72	0.91	0.95	0.01	28.67	Tap:	6.00	Min:	1	Max:	19
TB	115.00 0.00 0.00 0.00											
Double Busbar with Bypass												
110 kV UG5.00	1.03 118.41 -7.75											
Cubicle/Coup	CB0	-7.85	4.03	-0.89	0.04	0.00						
Cub_2 /Lne	110 kV Umnugovi 2	7.85	-4.03	0.89	0.04	11.04	Pv:	135.78 kW	cLod:	4.34 Mvar	L:	
117.50 km												
Cub_2 /Lne	OXU(2)	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar	L:	197.00 km

Load: 0.39 1.01

Darvi 6
6.30 0.84 5.27 -20.18
Cub_2 /Sym DARVI-28 |Typ: PV
Cub_1 /Tr2 2-Winding Transfor -0.00 0.00 -0.94 0.00 0.35 |Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0

Erdeneburen 10
10.50 1.05 10.99 -10.30
Cub_2 /Sym Erdeneburen |Typ: PV
Cub_1 /Tr2 2-Winding Transfor -0.00 0.00 -0.93 0.00 0.65 |Tap: 8.00 Min: 1 Max: 17

Esunbulag
37.00 0.85 31.39 -22.18
Cub_2 /Lod General Load(22) -0.05 -0.10 -0.45 0.00 |P10: -0.05 MW Q10: -0.10 Mvar
Cub_1 /Lne 79.5 0.05 0.10 0.45 0.00 2.10 |Pv: 1.47 kW cLod: 0.20 Mvar L: 79.50 km

GA-DARVI
37.00 0.83 30.67 -21.05
Cub_3 /Lod General Load(20) 0.30 0.30 0.71 0.01 |P10: 0.30 MW Q10: 0.30 Mvar
Cub_1 /Lne 64.5 -0.31 0.14 -0.91 0.01 2.99 |Pv: 4.08 kW cLod: 0.16 Mvar L: 64.50 km
Cub_2 /Lne 100.1 0.01 -0.44 0.01 0.01 3.09 |Pv: 4.53 kW cLod: 0.24 Mvar L: 100.10 km

Sharga
37.00 0.84 31.11 -21.88
Cub_4 /Lod General Load(21) 0.05 0.10 0.45 0.00 |P10: 0.05 MW Q10: 0.10 Mvar
Cub_1 /Lne 100.1 -0.00 0.20 -0.01 0.00 3.09 |Pv: 4.53 kW cLod: 0.24 Mvar L: 100.10 km
Cub_3 /Lne 79.5 -0.05 -0.30 -0.16 0.01 2.10 |Pv: 1.47 kW cLod: 0.20 Mvar L: 79.50 km

DIgSILENT | Project:
PowerFactory |-----
2020 | Date: 9/23/2020

Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange

AC Load Flow, balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergence No
Automatic tap adjustment of transformers No | Max. Acceptable Load Flow Error |
Consider reactive power limits No | Bus Equations(HV) 1.00 kVA |
Model Equations 0.10 % |

Grid: Grid System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 13 |

rtd.V Bus - voltage Voltage - Deviation [%]
[kV] [p.u.] [kV] [deg] -10 -5 0 +5 +10

Volt. Level	Generation [MW]/ [Mvar]	Motor Load [MW]/ [Mvar]	Load sation [MW]/ [Mvar]	Compen- Infeed [MW]/ [Mvar]	External Interchange [MW]/ [Mvar]	to	Power Interchange [MW]/ [Mvar]	Total Losses [MW]/ [Mvar]	Load Losses [MW]/ [Mvar]	No load Losses [MW]/ [Mvar]
37.00	0.00	0.00	14.77	0.00	0.00		0.42	0.42	-0.00	
	0.00	0.00	5.04	0.00	0.00		-2.57	0.48	-3.05	
					6.30 kV		0.86	0.02	-0.01	0.04
					10.50 kV		-0.05	0.08	-0.09	0.17
					35.00 kV		18.08	0.89	0.72	0.16
					115.00 kV		0.12	0.12	0.12	0.00
							-0.34	-0.31	0.08	-0.39
							-29.45	0.48	0.43	0.05
							-24.50	3.49	3.24	0.26
110.00	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	
115.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.19		1.09	1.09	0.00	
	0.00	0.00	0.00	0.00	-5.57		-25.70	3.65	-29.35	
					6.30 kV		-3.99	0.04	0.01	0.03
					10.50 kV		2.81	0.24	0.13	0.12
					37.00 kV		-4.21	0.50	0.37	0.12
					110.00 kV		-1.64	1.09	0.39	0.70
							29.92	0.48	0.43	0.05
							27.99	3.49	3.24	0.26
							0.24	0.24	0.24	0.00
							-5.21	-5.21	0.41	-5.62
Total:	3.88	0.00	23.81	-0.00	22.19		0.00	2.26	2.04	0.22
	0.94	0.00	6.68	0.00	-5.57		0.00	-29.03	8.26	-37.29

DIgSILENT | Project: |
PowerFactory |-----
2020 | Date: 9/23/2020 |

Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange

AC Load Flow, balanced, positive sequence	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic tap adjustment of transformers	Max. Acceptable Load Flow Error	
Consider reactive power limits	Bus Equations(HV)	1.00 kVA
Model Equations	0.10 %	

Total System Summary | Study Case: Study Case | Annex: / 19 |

Generation	Motor	Load	Compen-	External	Inter Area	Total	Load	No load
------------	-------	------	---------	----------	------------	-------	------	---------

	Load	sation	Infeed		Flow	Losses	Losses	Losses	
	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/
	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]

\user\CHD-BBEHS 20200923\Network Model\Network Data\Grid									
	3.88	0.00	23.81	-0.00	22.19	0.00	2.26	2.04	0.22
	0.94	0.00	6.68	0.00	-5.57	0.00	-29.03	8.26	-37.29

Total:									
	3.88	0.00	23.81	-0.00	22.19		2.26	2.04	0.22
	0.94	0.00	6.68	0.00	-5.57		-29.03	8.26	-37.29

| Baruun busiin erchim huchnii systemiin tootsoo | DIgSILENT ||

Havsralt 3 Darvi, Khusuut, Esunbulagiin 35 kV ded stantsuud deer | PowerFactory|-----|
 tus bur 1 MW achaalal nemej bodson gorimiin tootsoo | 2020 | Date: 9/23/2020 |

| Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange |

AC Load Flow, balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergence No
 Automatic tap adjustment of transformers No | Max. Acceptable Load Flow Error ||
 Consider reactive power limits No | Bus Equations(HV) 1.00 kVA |
 Model Equations 0.10 % |

| Grid: Grid System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 1 |

rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
1(1)							
110 kV Man.00	1.01	116.09	-5.68				
Cub_1 /Lne	Mankhan 110 kV	1.98	-6.75	0.28	0.03	8.97	Pv: 53.05 kW cLod: 3.69 Mvar L: 101.80 km
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Mankh	-1.98	6.75	-0.28	0.03	110.65	Tap: 15.00 Min: 1 Max: 19
1(10)							
35 kV Hush.00	0.96	35.50	21.77				
Cub_2 /Lod	General Load(7)	1.10	0.50	0.91	0.02		P10: 1.10 MW Q10: 0.50 Mvar
Cub_1 /Lne	35 kV Hushuut	-1.10	-0.50	-0.91	0.02	9.36	Pv: 19.17 kW cLod: 0.09 Mvar L: 29.00 km
1(2)							
10 kV Mank.50	1.11	11.69	26.43				
Cub_1 /Lod	10 kV oruulga Mank	0.82	0.27	0.95	0.04		P10: 0.82 MW Q10: 0.27 Mvar
Cub_1 /Shnt	Shunt Mankhan						
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Mankh	-0.82	-0.27	-0.95	0.04	110.65	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
1(34)							
35 kV Erde.00	1.03	38.16	-8.11				
Cub_2 /Lod	General Load(6)	0.06	0.05	0.77	0.00		P10: 0.06 MW Q10: 0.05 Mvar
Cub_1 /Lne	35 kV Erdeneburen	-0.06	-0.05	-0.77	0.00	1.23	Pv: 0.16 kW cLod: 0.21 Mvar L: 58.20 km
1(4)							
35 kV Mank.00	0.97	35.71	-3.19				
Cub_1 /Lne	Zereg 35 kV	-2.86	5.65	-0.45	0.10	39.71	Pv: 909.85 kW cLod: 0.20 Mvar L: 65.60 km

Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Mankh	2.86	-5.65	0.45	0.10	110.65	Tap:	4.00	Min:	1	Max:	19	
1(40)													
35 kV Duut.00	0.99	36.71	-9.69										
Cub_2 /Lod	General Load	0.20	-0.00	1.00	0.00		P10:	0.20 MW	Q10:	0.00 Mvar			
Cub_1 /Lne	35 kV Duut	-0.20	0.00	-1.00	0.00	2.17	Pv:	1.38 kW	cLod:	0.21 Mvar	L:	62.20	km
1(5)													
35 kV Zere.00	0.92	34.08	8.32										
Cub_1 /Lod	Capacitor						P10:	0.00 MW	Q10:	-15.00 Mvar			
Cub_1 /Lod	General Load(8)	0.65	-0.00	1.00	0.01		P10:	0.65 MW	Q10:	0.00 Mvar			
Cub_1 /Lne	35 kV Zereg-Otpaik	-4.42	4.94	-0.67	0.11	54.44	Pv:	1399.58 kW	cLod:	0.19 Mvar	L:		km
Cub_1 /Lne	Zereg 35 kV	3.77	-4.94	0.61	0.11	39.71	Pv:	909.85 kW	cLod:	0.20 Mvar	L:	65.60	km
1(51)													
35 kV Ulaa.00	1.06	39.05	-13.64										
Cub_1 /Lod	General Load(15)	0.60	0.00	1.00	0.01		P10:	0.60 MW	Q10:	0.00 Mvar			
Cub_1 /Lne	35 kV Ulaankhus	-0.60	0.00	-1.00	0.01	3.38	Pv:	2.27 kW	cLod:	0.09 Mvar	L:	22.30	km
1(7)													
35 kV Darv.00	1.00	36.88	24.05										
Cub_1 /Lod	35 kV Altai	1.23	0.30	0.97	0.02		P10:	1.23 MW	Q10:	0.30 Mvar			
Cub_1 /Shnt	Shunt/Filter												
Cub_1 /Lne	35 kV Otpaik-Darvi	7.21	-3.60	0.89	0.13	60.08	Pv:	269.12 kW	cLod:	0.03 Mvar	L:		km
Cub_1 /Lne	64.5	1.53	-0.14	1.00	0.02	9.06	Pv:	47.39 kW	cLod:	0.22 Mvar	L:	64.50	km
Cub_1 /Tr2	2-Winding Transfor	-9.97	3.44	-0.95	0.17	40.03	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0	
1(8)													
Zereg 3537.00	0.00	0.00	0.00										

1													
110 kV Dur.00	1.02	117.68	-6.02										
Cub_1 /Lne	110 kV Durgun	3.46	-2.68	0.79	0.02	5.51	Pv:	17.97 kW	cLod:	2.66 Mvar	L:	72.40	km
Cub_1 /Tr2	6/110 kV Durgun T1	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.26	Tap:	9.00	Min:	1	Max:	17	
Cub_1 /Tr2	6/110 kV Durgun T2	-3.46	2.68	-0.79	0.02	45.03	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	17	
Double Busbar with Bypass(1)													
110 kV Mya.00	1.02	117.51	-6.57										
Cubicle/Coup	CB0	-0.72	0.93	-0.61	0.01	0.00							
Cub_2 /Lne	110 kV Myangad	-0.12	-5.61	-0.02	0.03	7.07	Pv:	25.65 kW	cLod:	3.57 Mvar	L:		km
Cub_2 /Lne	Mankhan 110 kV	-1.93	3.15	-0.52	0.02	8.97	Pv:	53.05 kW	cLod:	3.69 Mvar	L:		km
Cub_2 /Tr2	2-Winding Transfor	0.09	0.56	0.16	0.00	0.66	Tap:	8.00	Min:	1	Max:	17	
Cub_2 /Tr3	110/35/6 kV Maynga	2.68	0.97	0.94	0.01	27.86	Tap:	6.00	Min:	1	Max:	19	
110 kV Mya.00	1.02	117.51	-6.57										
Cubicle/Coup	CB0	0.72	-0.93	0.61	0.01	0.00							

Cub_2 /Lne	110 kV Durgun	-3.45	0.05	-1.00	0.02	5.51	Pv:	17.97 kW	cLod:	2.66 Mvar	L: 72.40 km
Cub_2 /Tr3	110/35/6 kV Myanga	2.72	0.89	0.95	0.01	28.02	Tap:	6.00	Min:	1	Max: 19
TB	115.00	0.00	0.00	0.00							
Double Busbar with Bypass											
110 kV UG5.00	1.04	119.44	-5.72								
Cubicle/Coup	CB0	-5.04	3.77	-0.80	0.03	0.00					
Cub_2 /Lne	110 kV Umnugovi 2	5.04	-3.77	0.80	0.03	7.79	Pv:	56.85 kW	cLod:	4.44 Mvar	L: 117.50 km
Cub_2 /Lne	OXU(2)	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar	L: 197.00 km

Double Busbar(1)											
110 kV Umn.00	1.03	118.88	-6.92								
Cubicle/Coup	CB0	4.84	-1.51	0.95	0.02	0.00					
Cub_3 /Lne	110 kV Myangad	0.14	2.08	0.07	0.01	7.07	Pv:	25.65 kW	cLod:	3.57 Mvar	L: 96.10 km
Cub_1 /Lne	110 kV Umnugovi	-4.98	-0.57	-0.99	0.02	7.79	Pv:	56.85 kW	cLod:	4.44 Mvar	L: 117.50 km
110 kV Umn.00	1.03	118.88	-6.92								
Cubicle/Coup	CB0	-4.84	1.51	-0.95	0.02	0.00					
Cub_3 /Lne	110 kV Myangad	0.14	2.08	0.07	0.01	7.07	Pv:	25.65 kW	cLod:	3.57 Mvar	L: 96.10 km
Cub_1 /Lne	110 kV Umnugovi 2	-4.98	-0.57	-0.99	0.02	7.79	Pv:	56.85 kW	cLod:	4.44 Mvar	L: 117.50 km
Cub_1 /Lne	110 kV Umnugovi- Ot	9.10	-5.40	0.86	0.05	13.18	Pv:	166.95 kW	cLod:	3.72 Mvar	L: 99.40 km
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Umnug	0.71	4.46	0.16	0.02	69.42	Tap:	10.00	Min:	1	Max: 19
Double Busbar(2)											
35 kV Myan.00	1.03	38.18	-7.98								
Cubicle/Coup	CB0										
Cub_1 /Lne	35 kV Khovd 1	2.49	0.80	0.95	0.04	12.21	Pv:	58.42 kW	cLod:	0.15 Mvar	L: 39.90 km
Cub_1 /Lne	35 kV Erdeneburen	0.06	-0.16	0.37	0.00	1.23	Pv:	0.16 kW	cLod:	0.21 Mvar	L: 58.20 km
Cub_1 /Tr3	110/35/6 kV Myanga	-2.56	-0.64	-0.97	0.04	28.02	Tap:	5.00	Min:	1	Max: 5
35 kV Myan.00	1.03	38.15	-7.96								
Cubicle/Coup	CB0										
Cub_1 /Lne	35 kV Khovd 2	2.49	0.74	0.96	0.04	12.10	Pv:	57.42 kW	cLod:	0.15 Mvar	L: 39.90 km
Cub_1 /Tr3	110/35/6 kV Maynga	-2.49	-0.74	-0.96	0.04	27.86	Tap:	5.00	Min:	1	Max: 5
OXU											
OXU 110115.00	1.04	119.60	0.00								
Cub_1 /Xnet	External Grid	16.25	-6.37	0.93	0.08		Sk":	100000.00 MVA			
Cub_1 /Lne	OXU(1)	16.25	-6.37	0.93	0.08	11.87	Pv:	365.78 kW	cLod:	7.43 Mvar	L: 197.00 km
Cub_1 /Lne	OXU(2)	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar	L: 197.00 km
Omnogovi(1)											
35 kV Umn.00	0.87	32.33	-7.43								
Cub_1 /Lne	35 kV Ulgii	0.21	-0.06	0.97	0.00	1.85	Pv:	0.55 kW	cLod:	0.06 Mvar	L: 21.50 km

Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Umnug	-0.21	0.06	-0.97	0.00	69.42	Tap:	2.00	Min:	1	Max:	19
------------	--------------------	-------	------	-------	------	-------	------	------	------	---	------	----

Cub_1 /Lne	35 kV Duut	0.20	-0.21	0.69	0.00	2.17	Pv:	1.38 kW	cLod:	0.21 Mvar	L:	62.20 km
------------	------------	------	-------	------	------	------	-----	---------	-------	-----------	----	----------

Single Busbar with Tie(5)

6 kV Myang.30	0.99	6.23	21.86									
Cub_1 /Lod	6 kV Myangad	0.17	0.06	0.95	0.02		P10:	0.17 MW	Q10:	0.06 Mvar		
Cub_1 /Shnt	Shunt Myangad 6.6	0.00	0.00	1.00	0.00							
Cubicle/Coup	CBS											
Cub_1 /Tr3	110/35/6 kV Maynga	-0.17	-0.06	-0.95	0.02	27.86	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
BB2	6.30	0.99	6.23	21.85								
Cub_1 /Lod	6 KV Buyant	0.11	0.07	0.83	0.01		P10:	0.11 MW	Q10:	0.07 Mvar		
Cub_1 /Lod	6 kV Myangad 2	0.04	-0.00	1.00	0.00		P10:	0.04 MW	Q10:	0.00 Mvar		
Cub_1 /Shnt	Shunt Mayngad 3.3	0.00	0.00	1.00	0.00							
Cubicle/Coup	CBS											
Cub_1 /Tr3	110/35/6 kV Myanga	-0.15	-0.07	-0.90	0.02	28.02	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
Total	-----											
Load:		0.15	0.07									

Single Busbar with Tie(7)

6 kV Durgu.30	0.95	5.97	26.26									
Cub_1 /Sym	DURGUN HG-1	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ				
Cubicle/Coup	CBS	-0.01	-0.01	-0.48	0.00	0.00						
Cub_1 /Tr2	6/110 kV Durgun T1	0.01	0.01	0.48	0.00	0.26	Tap:	9.00	Min:	1	Max:	17
6 kV Durgu.30	0.95	5.97	26.26									
Cub_1 /Lod	11 kV Durgun	0.34	1.00	0.32	0.10		P10:	0.34 MW	Q10:	1.00 Mvar		
Cub_1 /Lod	Durgun DX	0.05	0.01	0.95	0.00		P10:	0.05 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Shnt	Shunt Durgun 2.4	-0.00	2.37	-0.00	0.23							
Cub_1 /Sym	DURGUN HG-2	3.88	0.94	0.97	0.39	79.82	Typ:	PQ				
Cub_1 /Sym	DURGUN HG-3						Typ:	PQ				
Cubicle/Coup	CBS	0.01	0.01	0.48	0.00	0.00						
Cub_1 /Tr2	6/110 kV Durgun T2	3.48	-2.46	0.82	0.41	45.03	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	17
Total	-----											
Load:		0.39	1.01									

Darvi 6

	6.30	1.00	6.30	24.67								
Cub_2 /Sym	DARVI-28	10.00	-3.21	0.95	0.96	37.38	Typ:	PV				
Cub_1 /Tr2	2-Winding Transfor	10.00	-3.21	0.95	0.96	40.03	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0

Erdeneburen 10

	10.50	1.07	11.21	-6.57								
Cub_2 /Sym	Erdeneburen						Typ:	PV				
Cub_1 /Tr2	2-Winding Transfor	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.66	Tap:	8.00	Min:	1	Max:	17

Esunbulag

	37.00	0.90	33.46	17.78								
Cub_2 /Lod	General Load(22)	1.05	0.10	1.00	0.02		P10:	1.05 MW	Q10:	0.10 Mvar		
Cub_1 /Lne	79.5	-1.05	-0.10	-1.00	0.02	6.87	Pv:	33.52 kW	cLod:	0.23 Mvar	L:	79.50 km

GA-DARVI

37.00	0.97	35.78	22.17																
Cub_3 /Lod	General Load(20)			0.30	0.30	0.71	0.01		P10:	0.30 MW	Q10:	0.30 Mvar							
Cub_1 /Lne	64.5	-1.48	-0.03	-1.00	0.02	9.06		Pv:	47.39 kW	cLod:	0.22 Mvar	L:	64.50 km						
Cub_2 /Lne	100.1	1.18	-0.27	0.98	0.02	7.37		Pv:	47.01 kW	cLod:	0.32 Mvar	L:	100.10 km						

Sharga

37.00	0.93	34.53	19.59																
Cub_4 /Lod	General Load(21)			0.05	0.10	0.45	0.00		P10:	0.05 MW	Q10:	0.10 Mvar							
Cub_1 /Lne	100.1	-1.13	0.00	-1.00	0.02	7.37		Pv:	47.01 kW	cLod:	0.32 Mvar	L:	100.10 km						
Cub_3 /Lne	79.5	1.08	-0.10	1.00	0.02	6.87		Pv:	33.52 kW	cLod:	0.23 Mvar	L:	79.50 km						

DIgSILENT | Project:
 PowerFactory |-----
 2020 | Date: 9/23/2020

Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange

AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error	
Consider reactive power limits	No	Bus Equations(HV)	1.00 kVA
	Model Equations	0.10 %	

Grid: Grid System Stage: Grid Study Case: Study Case Annex: / 13

	rtd.V [kV]	Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]					
		[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10
1(1) 110 kV Mankhan	115.00	1.009	116.09	-5.68					
1(10) 35 kV Hushuut	37.00	0.959	35.50	21.77					
1(2) 10 kV Mankhan	10.50	1.114	11.69	26.43					
1(34) 35 kV Erdenebur	37.00	1.031	38.16	-8.11					

Grid: Grid System Stage: Grid Study Case: Study Case Annex: / 14

	rtd.V [kV]	Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]					
		[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10
1(4) 35 kV Mankhan	37.00	0.965	35.71	-3.19					
1(40) 35 kV Duut	37.00	0.992	36.71	-9.69					

AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error	
Consider reactive power limits	No	Bus Equations(HV)	1.00 kVA
	Model Equations	0.10 %	

Grid: Grid System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 17 |

Volt. Level	Generation [MW]/ [kV]	Motor Load [MW]/ [Mvar]	Load sation [MW]/ [Mvar]	Compen- Infeed [MW]/ [Mvar]	External Interchange [MW]/ [Mvar]	to	Power Interchange [MW]/ [Mvar]	Total Losses [MW]/ [Mvar]	Load Losses [MW]/ [Mvar]	No load Losses [MW]/ [Mvar]
6.30	13.88	0.00	0.71	-0.00	0.00		-0.00	-0.00	0.00	
	-2.28	0.00	1.14	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
					37.00 kV	9.17	0.03	-0.01	0.05	
					115.00 kV	-3.08	0.23	0.03	0.20	
						4.00	0.04	0.01	0.03	
						-2.69	0.24	0.12	0.12	
10.50	0.00	0.00	8.33	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
	0.00	0.00	0.50	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
					37.00 kV	-11.30	0.10	0.06	0.03	
					115.00 kV	-13.93	0.70	0.53	0.17	
						3.09	0.47	0.34	0.13	
						2.19	1.06	0.33	0.73	
35.00	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		-0.03	0.00	-0.03	
					37.00 kV	-0.00	1.69	1.69	-0.00	
						0.03	0.69	1.15	-0.46	

Grid: Grid System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 18 |

Volt. Level	Generation [MW]/ [kV]	Motor Load [MW]/ [Mvar]	Load sation [MW]/ [Mvar]	Compen- Infeed [MW]/ [Mvar]	External Interchange [MW]/ [Mvar]	to	Power Interchange [MW]/ [Mvar]	Total Losses [MW]/ [Mvar]	Load Losses [MW]/ [Mvar]	No load Losses [MW]/ [Mvar]
37.00	0.00	0.00	16.87	0.00	0.00		1.29	1.29	-0.00	
	0.00	0.00	5.64	0.00	0.00		-1.95	1.35	-3.30	
					6.30 kV	-9.14	0.03	-0.01	0.05	
						3.31	0.23	0.03	0.20	
					10.50 kV	11.40	0.10	0.06	0.03	
						14.63	0.70	0.53	0.17	
					35.00 kV	1.69	1.69	1.69	-0.00	
						0.66	0.69	1.15	-0.46	
					115.00 kV	-20.81	0.49	0.44	0.05	
						-27.14	3.56	3.29	0.26	
110.00	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	
115.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.25		0.59	0.59	0.00	
	0.00	0.00	0.00	0.00	-6.37		-28.07	1.99	-30.06	
					6.30 kV		-3.98	0.04	0.01	0.03
							2.90	0.24	0.12	0.12
					10.50 kV		-3.37	0.47	0.34	0.13
							-2.11	1.06	0.33	0.73
					37.00 kV		21.30	0.49	0.44	0.05
							30.70	3.56	3.29	0.26
					110.00 kV		0.23	0.23	0.23	-0.00
							-5.38	-5.38	0.40	-5.77
Total:	13.88	0.00	25.91	-0.00	16.25		0.00	4.22	3.98	0.24
	-2.28	0.00	7.28	0.00	-6.37		0.00	-29.85	8.55	-38.40

DlgSILENT	Project:
PowerFactory	-----
2020	Date: 9/23/2020

Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange

AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error	
Consider reactive power limits	No	Bus Equations(HV)	1.00 kVA
	Model Equations	0.10 %	

Total System Summary | Study Case: Study Case | Annex: / 19 |

Generation	Motor	Load	Compen-	External	Inter Area	Total	Load	No load
Load	Load	sation	Infeed	Flow	Losses	Losses	Losses	
[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/
[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]

\user\CHD-BBEHS 20200923\Network Model\Network Data\Grid									
13.88	0.00	25.91	-0.00	16.25	0.00	4.22	3.98	0.24	
-2.28	0.00	7.28	0.00	-6.37	0.00	-29.85	8.55	-38.40	

Total:	13.88	0.00	25.91	-0.00	16.25	4.22	3.98	0.24	
	-2.28	0.00	7.28	0.00	-6.37	-29.85	8.55	-38.40	

Baruun busiin erchim huchnii systemniin tootsoo | DIgSILENT | |

Havsralt 4 | Darviin 35 kV ded stants deer 5 MW eh uusver | PowerFactory |
 nemsen ueiin gorimiin uzuuleltuud | 2020 | Date: 9/23/2020 |

Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange | Load Flow

Load Flow, balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergence No | AC
 Automatic tap adjustment of transformers No | Max. Acceptable Load Flow Error ||
 Consider reactive power limits No | Bus Equations(HV) 1.00 kVA ||
 Model Equations 0.10 % |

System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 1 | Grid: Grid

rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
1(1)										
110 kV Man.00	0.98	113.10	-5.42							
Cub_1 /Lne	Mankhan 110 kV	1.74	-7.87	0.22	0.04	10.55	Pv:	80.73 kW	cLod:	3.53 Mvar L:
101.80 km										
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Mankh	-1.74	7.87	-0.22	0.04	130.13	Tap:	15.00	Min:	1 Max: 19
1(10)										
35 kV Hush.00	0.98	36.33	12.73							
Cub_2 /Lod	General Load(7)	0.10	0.10	0.71	0.00		P10:	0.10 MW	Q10:	0.10 Mvar
Cub_1 /Lne	35 kV Hushuut	-0.10	-0.10	-0.71	0.00	1.07	Pv:	0.16 kW	cLod:	0.10 Mvar L: 29.00
km										
1(2)										
10 kV Mank.50	1.01	10.63	26.71							
Cub_1 /Lod	10 kV oruulga Mank	0.82	0.27	0.95	0.05		P10:	0.82 MW	Q10:	0.27 Mvar
Cub_1 /Shnt	Shunt Mankhan	0.00	3.73	0.00	0.20					
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Mankh	-0.82	-4.00	-0.20	0.22	130.13	Tap:	0.00	Min:	0 Max: 0
1(4)										
35 kV Erde.00	1.01	37.34	-8.04							
Cub_2 /Lod	General Load(6)	0.06	0.05	0.77	0.00		P10:	0.06 MW	Q10:	0.05 Mvar
Cub_1 /Lne	35 kV Erdeneburen	-0.06	-0.05	-0.77	0.00	1.20	Pv:	0.16 kW	cLod:	0.20 Mvar L: 58.20
km										
1(4)										
35 kV Mank.00	0.91	33.65	-3.03							
Cub_1 /Lne	Zereg 35 kV	-2.63	2.52	-0.72	0.06	24.41	Pv:	341.44 kW	cLod:	0.19 Mvar L: 65.60
km										
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Mankh	2.63	-2.52	0.72	0.06	130.13	Tap:	4.00	Min:	1 Max: 19

35 kV Zere.00	0.92	33.92	4.42																
Cub_1 /Lod	Capacitor							P10:	0.00 MW	Q10:	-15.00 Mvar								
Cub_1 /Lod	General Load(8)			0.65	-0.00	1.00	0.01	P10:	0.65 MW	Q10:	0.00 Mvar								
Cub_1 /Lne	35 kV Zereg-Otpaik			-3.62	2.37	-0.84	0.07	35.81	Pv:	603.87 kW	cLod:	0.19 Mvar	L:	61.70 km					
Cub_1 /Lne	Zereg 35 kV			2.97	-2.37	0.78	0.06	24.41	Pv:	341.44 kW	cLod:	0.19 Mvar	L:	65.60 km					
Cub_1 /Lne	35 kV Otpaik-Darvi			4.42	-2.11	0.90	0.08	36.58	Pv:	99.65 kW	cLod:	0.03 Mvar	L:	9.60 km					
Cub_1 /Lne	64.5	0.31	-0.55	0.50	0.01	3.74	Pv:	5.91 kW	cLod:	0.22 Mvar	L:	64.50 km							
Cub_1 /Tr2	2-Winding Transfor			-4.97	2.36	-0.90	0.09	20.90	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0					
110 kV Dur.00	1.00	115.27	-5.87																
Cub_1 /Lne	110 kV Durgun			3.46	-2.59	0.80	0.02	5.55	Pv:	18.60 kW	cLod:	2.55 Mvar	L:	72.40 km					
Cub_1 /Tr2	6/110 kV Durgun T1			-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.25	Tap:	9.00	Min:	1	Max:	17					
Cub_1 /Tr2	6/110 kV Durgun T2			-3.46	2.59	-0.80	0.02	45.37	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	17					
Double Busbar with Bypass(1)																			
110 kV Mya.00	1.00	115.09	-6.43																
Cubicle/Coup	CB0			-0.72	0.97	-0.60	0.01	0.00											
Cub_2 /Lne	110 kV Myangad			-0.39	-6.98	-0.06	0.04	8.99	Pv:	50.77 kW	cLod:	3.44 Mvar	L:	96.10 km					
Cub_2 /Lne	Mankhan 110 kV			-1.66	4.49	-0.35	0.02	10.55	Pv:	80.73 kW	cLod:	3.53 Mvar	L:	101.80 km					
Cub_2 /Tr2	2-Winding Transfor			0.09	0.54	0.16	0.00	0.65	Tap:	8.00	Min:	1	Max:	17					
Cub_2 /Tr3	110/35/6 kV Maynga			2.68	0.99	0.94	0.01	28.53	Tap:	6.00	Min:	1	Max:	19					
110 kV Mya.00	1.00	115.09	-6.43																
Cubicle/Coup	CB0			0.72	-0.97	0.60	0.01	0.00											
Cub_2 /Lne	110 kV Durgun			-3.45	0.06	-1.00	0.02	5.55	Pv:	18.60 kW	cLod:	2.55 Mvar	L:	72.40 km					
Cub_2 /Tr3	110/35/6 kV Myanga			2.72	0.91	0.95	0.01	28.70	Tap:	6.00	Min:	1	Max:	19					
TB	115.00	0.00	0.00	0.00															
Double Busbar(1)																			
110 kV Umn.00	1.02	117.06	-6.90																
Cubicle/Coup	CB0			4.69	-2.23	0.90	0.03	0.00											
Cub_3 /Lne	110 kV Myangad			0.44	3.62	0.12	0.02	8.99	Pv:	50.77 kW	cLod:	3.44 Mvar	L:	96.10 km					
Cub_1 /Lne	110 kV Umnugovi			-5.13	-1.40	-0.96	0.03	7.41	Pv:	57.36 kW	cLod:	4.32 Mvar	L:	117.50 km					
110 kV Umn.00	1.02	117.06	-6.90																
Cubicle/Coup	CB0			-4.69	2.23	-0.90	0.03	0.00											
Cub_3 /Lne	110 kV Myangad			0.44	3.62	0.12	0.02	8.99	Pv:	50.77 kW	cLod:	3.44 Mvar	L:	96.10 km					
Cub_1 /Lne	110 kV Umnugovi 2			-5.13	-1.40	-0.96	0.03	7.41	Pv:	57.36 kW	cLod:	4.32 Mvar	L:	117.50 km					

Cub_1 /Lne	110 kVUmnugovi- Ot	9.11	-5.16	0.87	0.05	13.24	Pv:	170.14 kW	cLod:	3.60 Mvar	L:	99.40 km
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Umnug	0.71	4.33	0.16	0.02	68.45	Tap:	10.00	Min:	1	Max:	19
Cub_1 /Lne	35 kV Erdeneburen	0.06	-0.15	0.39	0.00	1.20	Pv:	0.16 kW	cLod:	0.20 Mvar	L:	58.20 km
Cub_1 /Tr3	110/35/6 kV Myanga	-2.56	-0.66	-0.97	0.04	28.70	Tap:	5.00	Min:	1	Max:	5
35 kV Myan.00	1.01 37.34 -7.89											
Cubicle/Coup	CBO											
Cub_1 /Lne	35 kV Khovd 2	2.49	0.76	0.96	0.04	12.40	Pv:	60.31 kW	cLod:	0.14 Mvar	L:	39.90 km
Cub_1 /Tr3	110/35/6 kV Maynga	-2.49	-0.76	-0.96	0.04	28.53	Tap:	5.00	Min:	1	Max:	5
Single Busbar with Tie(2)												
35 kV Jarg.00	0.97 35.99 -9.30											
Cub_2 /Lod	General Load(4)	2.24	1.12	0.89	0.04		P10:	2.24 MW	Q10:	1.12 Mvar		
Cubicle/Coup	CBS	0.20	-0.20	0.71	0.00	0.00						
Cub_1 /Lne	35 kV Jargalant	-2.44	-0.92	-0.94	0.04	19.93	Pv:	10.80 kW	cLod:	0.01 Mvar	L:	3.50 km
35 kV Jarg.00	0.97 35.99 -9.30											
Cubicle/Coup	CBS	-0.20	0.20	-0.71	0.00	0.00						
Cub_1 /Lne	35 kV Duut	0.20	-0.20	0.71	0.00	2.17	Pv:	1.42 kW	cLod:	0.20 Mvar	L:	62.20 km
Single Busbar with Tie(3)												
35 kV UG37.00	0.93 34.59 -8.91											
Cubicle/Coup	CBS	4.20	2.15	0.89	0.08	0.00						
Cub_1 /Lne	35 kV Ulaangom 1	-4.20	-2.15	-0.89	0.08	23.87	Pv:	65.28 kW	cLod:	0.04 Mvar	L:	11.50 km
35 kV UG(1.00)	0.93 34.59 -8.91											
Cub_1 /Lod	General Load(13)	4.20	2.15	0.89	0.08		P10:	4.20 MW	Q10:	2.15 Mvar		
Cubicle/Coup	CBS	-4.20	-2.15	-0.89	0.08	0.00						
Cub_1 /Lne	35 kV Ulaangom 2	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar	L:	11.50 km

Grid: Grid	System Stage: Grid	Study Case: Study Case	Annex: / 9
------------	--------------------	------------------------	------------

rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
[kV]	[p.u.]	[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]	

Single Busbar with Tie(5)												
6 kV Myang.30	0.97 6.10 21.93											
Cub_1 /Lod	6 kV Myangad	0.17	0.06	0.95	0.02		P10:	0.17 MW	Q10:	0.06 Mvar		
Cub_1 /Shnt	Shunt Myangad 6.6	0.00	0.00	1.00	0.00							
Cubicle/Coup	CBS											
Cub_1 /Tr3	110/35/6 kV Maynga	-0.17	-0.06	-0.95	0.02	28.53	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
BB2 6.30	0.97 6.10 21.91											
Cub_1 /Lod	6 KV Buyant	0.11	0.07	0.83	0.01		P10:	0.11 MW	Q10:	0.07 Mvar		

Cub_1 /Lod	6 kV Myangad 2	0.04	-0.00	1.00	0.00	P10:	0.04 MW	Q10:	0.00 Mvar			
Cub_1 /Shnt	Shunt Mayngad 3.3	0.00	0.00	1.00	0.00							
Cubicle/Coup	CBS											
Cub_1 /Tr3	110/35/6 kV Myanga	-0.15	-0.07	-0.90	0.02	28.70	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
Total	-----											
Load:		0.15	0.07									

Single Busbar with Tie(7)

6 kV Durgu.30	0.93	5.85	26.50									
Cub_1 /Sym	DURGUN HG-1	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ				
Cubicle/Coup	CBS	-0.01	-0.01	-0.48	0.00	0.00						
Cub_1 /Tr2	6/110 kV Durgun T1	0.01	0.01	0.48	0.00	0.25	Tap:	9.00	Min:	1	Max:	17
6 kV Durgu.30	0.93	5.85	26.50									
Cub_1 /Lod	11 kV Durgun	0.34	1.00	0.32	0.10		P10:	0.34 MW	Q10:	1.00 Mvar		
Cub_1 /Lod	Durgun DX	0.05	0.01	0.95	0.00		P10:	0.05 MW	Q10:	0.01 Mvar		
Cub_1 /Shnt	Shunt Durgun 2.4	-0.00	2.28	-0.00	0.22							
Cub_1 /Sym	DURGUN HG-2	3.88	0.94	0.97	0.39	79.82	Typ:	PQ				
Cub_1 /Sym	DURGUN HG-3						Typ:	PQ				
Cubicle/Coup	CBS	0.01	0.01	0.48	0.00	0.00						
Cub_1 /Tr2	6/110 kV Durgun T2	3.48	-2.36	0.83	0.42	45.37	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	17
Total	-----											
Load:		0.39	1.01									

Darvi 6

	6.30	1.00	6.30	14.28								
Cub_2 /Sym	DARVI-28	5.00	-2.22	0.91	0.50	19.47	Typ:	PV				
Cub_1 /Tr2	2-Winding Transfor	5.00	-2.22	0.91	0.50	20.90	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0

Erdeneburen 10

	10.50	1.05	10.98	-6.44								
Cub_2 /Sym	Erdeneburen						Typ:	PV				
Cub_1 /Tr2	2-Winding Transfor	-0.00	-0.00	-0.98	0.00	0.65	Tap:	8.00	Min:	1	Max:	17

Esunbulag

	37.00	1.02	37.74	12.00								
Cub_2 /Lod	General Load(22)	-0.05	-0.10	-0.45	0.00		P10:	-0.05 MW	Q10:	-0.10 Mvar		
Cub_1 /Lne	79.5	0.05	0.10	0.45	0.00	2.26	Pv:	1.49 kW	cLod:	0.29 Mvar	L:	79.50 km

GA-DARVI

	37.00	1.00	36.94	13.09								
Cub_3 /Lod	General Load(20)	0.30	0.30	0.71	0.01		P10:	0.30 MW	Q10:	0.30 Mvar		
Cub_1 /Lne	64.5	-0.31	0.33	-0.68	0.01	3.74	Pv:	5.91 kW	cLod:	0.22 Mvar	L:	64.50 km
Cub_2 /Lne	100.1	0.01	-0.63	0.01	0.01	3.73	Pv:	6.58 kW	cLod:	0.35 Mvar	L:	100.10 km

Sharga

	37.00	1.01	37.47	12.27								
Cub_4 /Lod	General Load(21)	0.05	0.10	0.45	0.00		P10:	0.05 MW	Q10:	0.10 Mvar		
Cub_1 /Lne	100.1	-0.00	0.29	-0.01	0.00	3.73	Pv:	6.58 kW	cLod:	0.35 Mvar	L:	100.10 km
Cub_3 /Lne	79.5	-0.05	-0.39	-0.12	0.01	2.26	Pv:	1.49 kW	cLod:	0.29 Mvar	L:	79.50 km

Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange

AC Load Flow, balanced, positive sequence	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic tap adjustment of transformers	Max. Acceptable Load Flow Error	
Consider reactive power limits	Bus Equations(HV)	1.00 kVA
Model Equations	0.10 %	

Grid: Grid System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 13 |

rtd.V [kV]	Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]				
	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5

1(1)	110 kV Mankhan	115.00	0.983	113.10	-5.42					
1(10)	35 kV Hushuut	37.00	0.982	36.33	12.73					
1(2)	10 kV Mankhan	10.50	1.012	10.63	26.71					
	35 kV Erdenebur	37.00	1.009	37.34	-8.04					

35 kV Mankhan	37.00	0.909	33.65	-3.03						
---------------	-------	-------	-------	-------	--	--	--	--	--	--

1(40)	35 kV Duut	37.00	0.969	35.85	-9.68					
-------	------------	-------	-------	-------	-------	--	--	--	--	--

1(42)	35 kV Darvi	37.00	0.996	36.84	13.97					
-------	-------------	-------	-------	-------	-------	--	--	--	--	--

1(8)	Zereg 35	37.00	0.000	0.00	0.00					
------	----------	-------	-------	------	------	--	--	--	--	--

1	110 kV Durgun	115.00	1.002	115.27	-5.87					
---	---------------	--------	-------	--------	-------	--	--	--	--	--

Double Busbar with Bypass(1)										
	110 kV Myangad	115.00	1.001	115.09	-6.43					

	110 kV Myangad(115.00	1.001	115.09	-6.43					
	TB	115.00	0.000	0.00	0.00					

	110 kV Umnugovi	115.00	1.018	117.06	-6.90					
	110 kV Umnugovi	115.00	1.018	117.06	-6.90					

Double Busbar(2)										
	35 kV Myangad	37.00	1.010	37.37	-7.91					

	35 kV Myangad(1	37.00	1.009	37.34	-7.89					
--	-----------------	-------	-------	-------	-------	--	--	--	--	--

Omnogovi(1)										
	35 kV Umnugovi	37.00	0.860	31.83	-7.44					

Omnogovi(2)										
-------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

				37.00 kV	4.16	0.03	-0.01	0.05		
					-2.09	0.14	-0.06	0.20		
				115.00 kV	4.00	0.04	0.01	0.03		
					-2.59	0.24	0.13	0.12		

10.50	0.00	0.00	8.33	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
	0.00	0.00	0.50	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
				37.00 kV	-11.43	0.13	0.10	0.03		
					-17.45	0.92	0.76	0.16		
				115.00 kV	3.30	0.55	0.43	0.12		
					2.41	1.17	0.47	0.70		

35.00	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		-0.03	0.00	-0.03	
				37.00 kV	-0.00	0.70	0.70	0.00		
					0.03	0.02	0.48	-0.46		

Grid: Grid System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 18 |

Volt. Level	Generation [MW]/ [Mvar]	Motor Load [MW]/ [Mvar]	Load sation [MW]/ [Mvar]	Compen- Infeed [MW]/ [Mvar]	External Interchange [MW]/ [Mvar]	to	Power Interchange [MW]/ [Mvar]	Total Losses [MW]/ [Mvar]	Load Losses [MW]/ [Mvar]	No load Losses [MW]/ [Mvar]
37.00	0.00	0.00	13.77	0.00	0.00		0.61	0.61	0.00	
	0.00	0.00	5.04	0.00	0.00		-2.63	0.67	-3.30	
				6.30 kV	-4.13	0.03	-0.01	0.05		
					2.23	0.14	-0.06	0.20		
				10.50 kV	11.56	0.13	0.10	0.03		
					18.38	0.92	0.76	0.16		
				35.00 kV	0.70	0.70	0.70	0.00		
					-0.01	0.02	0.48	-0.46		
				115.00 kV	-21.44	0.56	0.51	0.05		
					-28.33	4.14	3.88	0.25		

110.00	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	

115.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.56		0.65	0.65	0.00	
	0.00	0.00	0.00	0.00	-4.46		-27.14	2.10	-29.24	
				6.30 kV	-3.99	0.04	0.01	0.03		
					2.81	0.24	0.13	0.12		
				10.50 kV	-3.67	0.55	0.43	0.12		
					-2.49	1.17	0.47	0.70		
				37.00 kV	22.01	0.56	0.51	0.05		
					32.47	4.14	3.88	0.25		
				110.00 kV	0.24	0.24	0.24	0.00		
					-5.19	-5.19	0.41	-5.59		

Total:	8.88	0.00	22.81	-0.00	16.56		0.00	2.63	2.40	0.23
	-1.28	0.00	6.68	0.00	-4.46		0.00	-29.68	7.77	-37.45

DIgSILENT | Project: |
 PowerFactory |-----|
 2020 | Date: 9/23/2020 |

Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange

AC Load Flow, balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergence No
 Automatic tap adjustment of transformers No | Max. Acceptable Load Flow Error |
 Consider reactive power limits No | Bus Equations(HV) 1.00 kVA |
 Model Equations 0.10 % |

Total System Summary | Study Case: Study Case | Annex: / 19 |

Generation	Motor	Load	Compen-	External	Inter Area	Total	Load	No load
Load	Load	sation	Infeed	Flow	Losses	Losses	Losses	
[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/
[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]

\user\CHD-BBEHS 20200923\Network Model\Network Data\Grid								
8.88	0.00	22.81	-0.00	16.56	0.00	2.63	2.40	0.23
-1.28	0.00	6.68	0.00	-4.46	0.00	-29.68	7.77	-37.45

Total:								
8.88	0.00	22.81	-0.00	16.56		2.63	2.40	0.23
-1.28	0.00	6.68	0.00	-4.46		-29.68	7.77	-37.45

| Baruun busiin erchim huchnii systemiin tootsoo: | DIgSILENT ||

Havsralt 5: | Erdeneburengiin Hydro Power Plant deer 20 MW | PowerFactory |-----|
| ahaalal avah ueiin gorimiin uzuuleltuud | 2020 | Date: 9/23/2020 |

| Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange |

| AC Load Flow, balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergence | No
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error		
Consider reactive power limits	No	Bus Equations(HV)	1.00 kVA	
	Model Equations	0.10 %		

| Grid: Grid System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 1 |

rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
1(1)							
110 kV Man.00	0.97	111.72	3.89				
Cub_1 /Lne	Mankhan 110 kV	-3.38	-0.20	-1.00	0.02	6.13	Pv: 27.77 kW cLod: 3.39 Mvar L: 101.80 km
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Mankh	3.38	0.20	1.00	0.02	55.35	Tap: 15.00 Min: 1 Max: 19
1(10)							
35 kV Hush.00	0.94	34.85	-4.88				
Cub_2 /Lod	General Load(7)	0.10	0.10	0.71	0.00		PI0: 0.10 MW QI0: 0.10 Mvar
Cub_1 /Lne	35 kV Hushuut	-0.10	-0.10	-0.71	0.00	1.12	Pv: 0.18 kW cLod: 0.09 Mvar L: 29.00 km
1(2)							
10 kV Mank.50	1.20	12.64	29.95				
Cub_1 /Lod	10 kV oruulga Mank	0.82	0.27	0.95	0.04		PI0: 0.82 MW QI0: 0.27 Mvar
Cub_1 /Shnt	Shunt Mankhan						
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Mankh	-0.82	-0.27	-0.95	0.04	55.35	Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
1(34)							
35 kV Erde.00	0.98	36.27	3.04				
Cub_2 /Lod	General Load(6)	0.06	0.05	0.77	0.00		PI0: 0.06 MW QI0: 0.05 Mvar
Cub_1 /Lne	35 kV Erdeneburen	-0.06	-0.05	-0.77	0.00	1.16	Pv: 0.15 kW cLod: 0.19 Mvar L: 58.20 km
1(4)							
35 kV Mank.00	1.03	38.24	0.43				
Cub_1 /Lne	Zereg 35 kV	2.54	-0.31	0.99	0.04	14.59	Pv: 124.71 kW cLod: 0.23 Mvar L: 65.60 km
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Mankh	-2.54	0.31	-0.99	0.04	55.35	Tap: 4.00 Min: 1 Max: 19

117.50 km	Cub_2 /Lne	OXU(1)	-1.90	-9.76	-0.19	0.05	7.06	Pv:	64.49 kW	cLod:	7.13 Mvar	L: 197.00
km	Cub_2 /Tr3	110/35/10 kV Ulaan	4.55	6.05	0.60	0.04	75.95	Tap:	9.00	Min:	1	Max: 19
	TB	115.00	0.00	0.00	0.00							
	Double Busbar(1)											
	110 kV Umn.00	0.99	113.55	0.74								
	Cubicle/Coup	CB0	11.83	-6.15	0.89	0.07	0.00					
	Cub_3 /Lne	110 kV Myangad	-13.82	11.68	-0.76	0.09	26.45	Pv:	684.57 kW	cLod:	3.25 Mvar	L: 96.10 km
	Cub_1 /Lne	110 kV Umnugovi	2.00	-5.53	0.34	0.03	7.67	Pv:	37.09 kW	cLod:	4.07 Mvar	L: 117.50 km
	110 kV Umn.00	0.99	113.55	0.74								
	Cubicle/Coup	CB0	-11.83	6.15	-0.89	0.07	0.00					
	Cub_3 /Lne	110 kV Myangad	-13.82	11.68	-0.76	0.09	26.45	Pv:	684.57 kW	cLod:	3.25 Mvar	L: 96.10 km
	Cub_1 /Lne	110 kV Umnugovi 2	2.00	-5.53	0.34	0.03	7.67	Pv:	37.09 kW	cLod:	4.07 Mvar	L: 117.50 km
	Cub_1 /Lne	110 kV Umnugovi- Ot	9.12	-4.70	0.89	0.05	13.38	Pv:	177.02 kW	cLod:	3.39 Mvar	L: 99.40 km
	Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Umnug	0.71	4.08	0.17	0.02	66.59	Tap:	10.00	Min:	1	Max: 19
	Double Busbar(2)											
	35 kV Myan.00	0.98	36.31	3.17								
	Cubicle/Coup	CB0										
	Cub_1 /Lne	35 kV Khovd 1	2.50	0.83	0.95	0.04	12.90	Pv:	65.31 kW	cLod:	0.13 Mvar	L: 39.90 km
	Cub_1 /Lne	35 kV Erdeneburen	0.06	-0.14	0.42	0.00	1.16	Pv:	0.15 kW	cLod:	0.19 Mvar	L: 58.20 km
	Cub_1 /Tr3	110/35/6 kV Myanga	-2.56	-0.69	-0.97	0.04	29.65	Tap:	5.00	Min:	1	Max: 5
	35 kV Myan.00	0.98	36.28	3.19								
	Cubicle/Coup	CB0										
	Cub_1 /Lne	35 kV Khovd 2	2.49	0.78	0.95	0.04	12.81	Pv:	64.42 kW	cLod:	0.13 Mvar	L: 39.90 km
	Cub_1 /Tr3	110/35/6 kV Maynga	-2.49	-0.78	-0.95	0.04	29.47	Tap:	5.00	Min:	1	Max: 5
	OXU											
	OXU 110	115.00	1.04	119.60	0.00							
	Cub_1 /Xnet	External Grid	1.96	2.91	0.56	0.02		Sk":	100000.00 MVA			
	Cub_1 /Lne	OXU(1)	1.96	2.91	0.56	0.02	7.06	Pv:	64.49 kW	cLod:	7.13 Mvar	L: 197.00 km
	Cub_1 /Lne	OXU(2)	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar	L: 197.00 km
	Omnogovi(1)											
	35 kV Umnu.00	0.83	30.87	0.16								
	Cub_1 /Lne	35 kV Ulgii	0.21	-0.05	0.97	0.00	1.93	Pv:	0.60 kW	cLod:	0.05 Mvar	L: 21.50 km
	Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Umnug	-0.21	0.05	-0.97	0.00	66.59	Tap:	2.00	Min:	1	Max: 19

	Omnogovi(2)											
	10 kV Umnu.50	0.99	10.41	29.96								
	Cub_1 /Lod	10 kV Bayannuur	0.24	0.00	1.00	0.01		PI0:	0.24 MW	QI0:	0.00 Mvar	

Cub_1 /Lod	10 kV Umnugovi	0.23	0.08	0.95	0.01	P10:	0.23 MW	Q10:	0.08 Mvar			
Cub_1 /Shnt	Shunt 1 Umnugovi	0.00	3.58	0.00	0.20							
Cub_1 /Shnt	Shunt 2 Umnugovi 3	0.00	0.00	1.00	0.00							
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Umnug	-0.47	-3.65	-0.13	0.20	66.59	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
	Total	-----	-----									
	Load:	0.47	0.08									
	Compensation:	3.58										

Single Busbar with Tie(5)

6 kV Myang.30	0.94	5.92	33.00									
Cub_1 /Lod	6 kV Myangad	0.17	0.06	0.95	0.02	P10:	0.17 MW	Q10:	0.06 Mvar			
Cub_1 /Shnt	Shunt Myangad 6.6	0.00	0.00	1.00	0.00							
Cubicle/Coup	CBS											
Cub_1 /Tr3	110/35/6 kV Maynga	-0.17	-0.06	-0.95	0.02	29.47	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
BB2	6.30	0.94	5.93	32.98								
Cub_1 /Lod	6 KV Buyant	0.11	0.07	0.83	0.01	P10:	0.11 MW	Q10:	0.07 Mvar			
Cub_1 /Lod	6 kV Myangad 2	0.04	0.00	1.00	0.00	P10:	0.04 MW	Q10:	0.00 Mvar			
Cub_1 /Shnt	Shunt Mayngad 3.3	0.00	0.00	1.00	0.00							
Cubicle/Coup	CBS											
Cub_1 /Tr3	110/35/6 kV Myanga	-0.15	-0.07	-0.90	0.02	29.65	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
	Total	-----	-----									
	Load:	0.15	0.07									

Single Busbar with Tie(7)

6 kV Durgu.30	0.90	5.69	37.83									
Cub_1 /Sym	DURGUN HG-1	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Typ:	PQ				
Cubicle/Coup	CBS	-0.01	-0.01	-0.48	0.00	0.00						
Cub_1 /Tr2	6/110 kV Durgun T1	0.01	0.01	0.48	0.00	0.24	Tap:	9.00	Min:	1	Max:	17
6 kV Durgu.30	0.90	5.69	37.83									
Cub_1 /Lod	11 kV Durgun	0.34	1.00	0.32	0.11	P10:	0.34 MW	Q10:	1.00 Mvar			
Cub_1 /Lod	Durgun DX	0.05	0.01	0.95	0.01	P10:	0.05 MW	Q10:	0.01 Mvar			
Cub_1 /Shnt	Shunt Durgun 2.4	-0.00	2.16	-0.00	0.22							
Cub_1 /Sym	DURGUN HG-2	3.88	0.94	0.97	0.41	79.82	Typ:	PQ				
Cub_1 /Sym	DURGUN HG-3						Typ:	PQ				
Cubicle/Coup	CBS	0.01	0.01	0.48	0.00	0.00						
Cub_1 /Tr2	6/110 kV Durgun T2	3.48	-2.24	0.84	0.42	45.90	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	17
	Total	-----	-----									
	Load:	0.39	1.01									

Darvi 6

6.30	0.94	5.94	-5.17									
Cub_2 /Sym	DARVI-28						Typ:	PV				
Cub_1 /Tr2	2-Winding Transfor	0.00	-0.00	0.36	0.00	0.40	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0

Erdeneburen 10

10.50	1.00	10.50	6.25									
Cub_2 /Sym	Erdeneburen	20.00	-13.60	0.83	1.33	30.23	Typ:	PV				
Cub_1 /Tr2	2-Winding Transfor	20.00	-13.60	0.83	1.33	30.51	Tap:	8.00	Min:	1	Max:	17

Esunbulag

37.00	0.96	35.47	-7.15							
-------	------	-------	-------	--	--	--	--	--	--	--

Volt. Level	Generation [MW]/ [kV]	Motor Load [MW]/ [Mvar]	Load sation [MW]/ [Mvar]	Compen- Infeed [MW]/ [Mvar]	External Interchange [MW]/ [Mvar]	to	Power Interchange [MW]/ [Mvar]	Total Losses [MW]/ [Mvar]	Load Losses [MW]/ [Mvar]	No load Losses [MW]/ [Mvar]
6.30	3.88	0.00	0.71	-0.00	0.00		-0.00	-0.00	0.00	
	0.94	0.00	1.14	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
					37.00 kV	-0.84	0.03	-0.01	0.04	
					115.00 kV	0.13	0.10	-0.08	0.18	
						4.00	0.04	0.01	0.03	
						-2.46	0.25	0.14	0.11	
10.50	20.00	0.00	8.33	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
	-13.60	0.00	0.50	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
					37.00 kV	-11.44	0.10	0.06	0.03	
					115.00 kV	-11.46	0.67	0.52	0.15	
						23.23	0.42	0.31	0.12	
						-13.03	1.68	1.02	0.66	
35.00	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		-0.03	0.00	-0.03	
					37.00 kV	0.00	0.10	0.10	0.00	
						0.03	-0.38	0.07	-0.44	

Grid: Grid System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 18 |

Volt. Level	Generation [MW]/ [kV]	Motor Load [MW]/ [Mvar]	Load sation [MW]/ [Mvar]	Compen- Infeed [MW]/ [Mvar]	External Interchange [MW]/ [Mvar]	to	Power Interchange [MW]/ [Mvar]	Total Losses [MW]/ [Mvar]	Load Losses [MW]/ [Mvar]	No load Losses [MW]/ [Mvar]
37.00	0.00	0.00	14.77	0.00	0.00		0.41	0.41	0.00	
	0.00	0.00	5.04	0.00	0.00		-2.63	0.47	-3.11	
					6.30 kV	0.87	0.03	-0.01	0.04	
					10.50 kV	-0.03	0.10	-0.08	0.18	
					35.00 kV	11.53	0.10	0.06	0.03	
					115.00 kV	12.13	0.67	0.52	0.15	
						0.10	0.10	0.10	0.00	
						-0.41	-0.38	0.07	-0.44	
						-28.63	0.36	0.32	0.05	
						-16.08	2.65	2.41	0.24	
110.00	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	
115.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.96		0.89	0.89	0.00	
	0.00	0.00	0.00	0.00	2.91		-26.15	1.69	-27.84	
					6.30 kV	-3.99	0.04	0.01	0.03	
					10.50 kV	2.69	0.25	0.14	0.11	
						-23.42	0.42	0.31	0.12	
						13.92	1.68	1.02	0.66	

37.00 kV	29.00	0.36	0.32	0.05	
	18.73	2.65	2.41	0.24	
110.00 kV	0.25	0.25	0.25	-0.00	
	-4.82	-4.82	0.43	-5.25	

Total:	23.88	0.00	23.81	-0.00	1.96	0.00	2.03	1.82	0.22
	-12.66	0.00	6.68	0.00	2.91	0.00	-29.16	6.40	-35.57

DIgSILENT | Project:
PowerFactory |-----
2020 | Date: 9/23/2020

Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange

AC Load Flow, balanced, positive sequence	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error
Consider reactive power limits	No	Bus Equations(HV) 1.00 kVA
	Model Equations	0.10 %

Total System Summary | Study Case: Study Case | Annex: / 19 |

Generation	Motor	Load	Compen-	External	Inter Area	Total	Load	No load
Load	Load	sation	Infeed	Flow	Losses	Losses	Losses	
[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/
[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]

\user\CHD-BBEHS 20200923\Network Model\Network Data\Grid									
23.88	0.00	23.81	-0.00	1.96	0.00	2.03	1.82	0.22	
-12.66	0.00	6.68	0.00	2.91	0.00	-29.16	6.40	-35.57	

Total:	23.88	0.00	23.81	-0.00	1.96	2.03	1.82	0.22	
	-12.66	0.00	6.68	0.00	2.91	-29.16	6.40	-35.57	

| Baruun busiin erchim huchnii systemiin tootsoo: | DIgSILENT |

Havsralt 6: | Erdeneburengiin Hydro Power Plant orson ued | PowerFactory |-----
 | Darvi-Hushuut ded stants deer tus bur 1 MW | 2020 | Date: 9/23/2020 |
 | achaalal avah ueiin gorimiin uzuuleltuud

| Load Flow Calculation | Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange

AC Load Flow, balanced, positive sequence | Automatic Model Adaptation for Convergence | No
 Automatic tap adjustment of transformers | No | Max. Acceptable Load Flow Error |
 Consider reactive power limits | No | Bus Equations(HV) | 1.00 kVA |
 | Model Equations | 0.10 % |

| Grid: Grid | System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 1 |

rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
1(1)							
110 kV Man.00	0.96	110.19	2.55				
Cub_1 /Lne	Mankhan	110 kV	-5.17	-2.15	-0.92	0.03	7.52 Pv: 56.26 kW cLod: 3.33 Mvar L: 101.80 km
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV	Mankh	5.17	2.15	0.92	0.03	92.68 Tap: 15.00 Min: 1 Max: 19
1(10)							
35 kV Hush.00	0.72	26.69	-9.91				
Cub_2 /Lod	General Load(7)		1.10	0.50	0.91	0.03	P10: 1.10 MW Q10: 0.50 Mvar
Cub_1 /Lne	35 kV Hushuut		-1.10	-0.50	-0.91	0.03	12.45 Pv: 34.34 kW cLod: 0.05 Mvar L: 29.00 km
1(2)							
10 kV Mank.50	1.14	12.02	26.40				
Cub_1 /Lod	10 kV oruulga	Mank	0.82	0.27	0.95	0.04	P10: 0.82 MW Q10: 0.27 Mvar
Cub_1 /Shnt	Shunt	Mankhan					
Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV	Mankh	-0.82	-0.27	-0.95	0.04	92.68 Tap: 0.00 Min: 0 Max: 0
1(34)							
35 kV Erde.00	0.98	36.16	1.83				
Cub_2 /Lod	General Load(6)		0.06	0.05	0.77	0.00	P10: 0.06 MW Q10: 0.05 Mvar
Cub_1 /Lne	35 kV Erdeneburen		-0.06	-0.05	-0.77	0.00	1.15 Pv: 0.15 kW cLod: 0.19 Mvar L: 58.20 km
1(4)							
35 kV Mank.00	0.98	36.39	-2.92				
Cub_1 /Lne	Zereg	35 kV	4.30	1.27	0.96	0.07	27.21 Pv: 433.34 kW cLod: 0.20 Mvar L: 65.60 km

Cub_1 /Tr3	110/35/10 kV Mankh	-4.30	-1.27	-0.96	0.07	92.68	Tap:	4.00	Min:	1	Max:	19
1(40)												
35 kV Duut.00	0.94 34.62 0.09											
Cub_2 /Lod	General Load	0.20	0.00	1.00	0.00		P10:	0.20 MW	Q10:	0.00 Mvar		
Cub_1 /Lne	35 kV Duut	-0.20	0.00	-1.00	0.00	2.17	Pv:	1.49 kW	cLod:	0.19 Mvar	L:	62.20
km												
1(5)												
35 kV Zere.00	0.87 32.07 -7.01											
Cub_1 /Lod	Capacitor						P10:	0.00 MW	Q10:	-15.00 Mvar		
Cub_1 /Lod	General Load(8)	0.65	0.00	1.00	0.01		P10:	0.65 MW	Q10:	0.00 Mvar		
Cub_1 /Lne	35 kV Zereg-Otpaik	3.22	1.03	0.95	0.06	29.37	Pv:	409.34 kW	cLod:	0.14 Mvar	L:	
61.70 km												
Cub_1 /Lne	Zereg 35 kV	-3.87	-1.03	-0.97	0.07	27.21	Pv:	433.34 kW	cLod:	0.20 Mvar	L:	65.60
km												
1												
110 kV Dur.00	0.97 111.80 4.13											
Cub_1 /Lne	110 kV Durgun	3.46	-2.45	0.82	0.02	5.62	Pv:	19.57 kW	cLod:	2.40 Mvar	L:	72.40
km												
Cub_1 /Tr2	6/110 kV Durgun T1	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	0.24	Tap:	9.00	Min:	1	Max:	17
Cub_1 /Tr2	6/110 kV Durgun T2	-3.46	2.45	-0.82	0.02	45.96	Tap:	1.00	Min:	1	Max:	17
Double Busbar with Bypass(1)												
110 kV Mya.00	0.97 111.59 3.53											
Cubicle/Coup	CB0	-0.72	1.03	-0.57	0.01	0.00						
Cub_2 /Lne	110 kV Myangad	12.70	-13.49	0.69	0.10	24.58	Pv:	581.86 kW	cLod:	3.24 Mvar	L:	
96.10 km												
Cub_2 /Lne	Mankhan 110 kV	5.22	-1.09	0.98	0.03	7.52	Pv:	56.26 kW	cLod:	3.33 Mvar	L:	
101.80 km												
Cub_2 /Tr2	2-Winding Transfor	-19.89	12.54	-0.85	0.12	28.97	Tap:	8.00	Min:	1	Max:	17
Cub_2 /Tr3	110/35/6 kV Maynga	2.69	1.01	0.94	0.01	29.57	Tap:	6.00	Min:	1	Max:	19
110 kV Mya.00	0.97 111.59 3.53											
Cubicle/Coup	CB0	0.72	-1.03	0.57	0.01	0.00						
Cub_2 /Lne	110 kV Durgun	-3.45	0.09	-1.00	0.02	5.62	Pv:	19.57 kW	cLod:	2.40 Mvar	L:	72.40
km												
Cub_2 /Tr3	110/35/6 kV Myanga	2.73	0.94	0.95	0.01	29.75	Tap:	6.00	Min:	1	Max:	19
TB	115.00 0.00 0.00 0.00											
Double Busbar with Bypass												
110 kV UG5.00	1.00 114.65 -0.79											
Cubicle/Coup	CB0	1.11	-1.30	0.65	0.01	0.00						
Cub_2 /Lne	110 kV Umnugovi 2	-1.11	1.30	-0.65	0.01	7.09	Pv:	27.76 kW	cLod:	4.07 Mvar	L:	
117.50 km												
Cub_2 /Lne	OXU(2)	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Pv:	0.00 kW	cLod:	-0.00 Mvar	L:	197.00 km
Cub_2 /Tr3	110/35/10 kV Ulaan	0.00	0.00	1.00	0.00	0.00	Tap:	9.00	Min:	1	Max:	19
110 kV Ug5.00	1.00 114.65 -0.79											
Cubicle/Coup	CB0	-1.11	1.30	-0.65	0.01	0.00						
Cub_2 /Lne	110 kV Malchin	1.26	0.66	0.89	0.01	5.67	Pv:	14.58 kW	cLod:	3.52 Mvar	L:	101.80
km												
Cub_2 /Lne	110 kV Umnugovi	-1.11	1.30	-0.65	0.01	7.09	Pv:	27.76 kW	cLod:	4.07 Mvar	L:	
117.50 km												
Cub_2 /Lne	OXU(1)	-3.59	-9.30	-0.36	0.05	7.07	Pv:	69.79 kW	cLod:	7.14 Mvar	L:	197.00

6.30	3.88	0.00	0.71	-0.00	0.00		-0.00	-0.00	0.00	
	0.94	0.00	1.14	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
					37.00 kV		-0.84	0.02	-0.01	0.03
							0.13	0.06	-0.08	0.15
					115.00 kV		4.00	0.04	0.01	0.03
							-2.45	0.25	0.14	0.11

10.50	20.00	0.00	8.33	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
	-11.34	0.00	0.50	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	
					37.00 kV		-11.83	0.10	0.06	0.03
							-11.53	0.68	0.53	0.15
					115.00 kV		23.66	0.46	0.35	0.12
							-10.70	1.66	1.01	0.65

35.00	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		-0.03	0.00	-0.03	
					37.00 kV		-0.00	0.47	0.47	-0.00
							0.03	-0.02	0.32	-0.34

Grid: Grid System Stage: Grid | Study Case: Study Case | Annex: / 18 |

Volt. Level	Generation [MW]/ [Mvar]	Motor Load [MW]/ [Mvar]	Load sation [MW]/ [Mvar]	Compen- Infeed [MW]/ [Mvar]	External Interchange [MW]/ [Mvar]	to	Power Interchange [MW]/ [Mvar]	Total Losses [MW]/ [Mvar]	Load Losses [MW]/ [Mvar]	No load Losses [MW]/ [Mvar]
37.00	0.00	0.00	15.87	0.00	0.00		0.72	0.72	-0.00	
	0.00	0.00	5.64	0.00	0.00		-1.96	0.78	-2.74	
					6.30 kV		0.86	0.02	-0.01	0.03
							-0.06	0.06	-0.08	0.15
					10.50 kV		11.92	0.10	0.06	0.03
							12.21	0.68	0.53	0.15
					35.00 kV		0.47	0.47	0.47	-0.00
							-0.05	-0.02	0.32	-0.34
					115.00 kV		-31.58	0.44	0.39	0.05
							-18.41	3.23	2.99	0.24

110.00	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	

115.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.66		0.80	0.80	-0.00	
	0.00	0.00	0.00	0.00	2.47		-26.21	1.55	-27.76	
					6.30 kV		-3.99	0.04	0.01	0.03
							2.67	0.25	0.14	0.11
					10.50 kV		-23.89	0.46	0.35	0.12
							11.45	1.66	1.01	0.65
					37.00 kV		32.02	0.44	0.39	0.05
							21.64	3.23	2.99	0.24
					110.00 kV		0.25	0.25	0.25	0.00
							-4.82	-4.82	0.43	-5.24

Total:	23.88	0.00	24.91	-0.00	3.66	0.00	2.63	2.42	0.21	
	-10.40	0.00	7.28	0.00	2.47	0.00	-27.93	7.12	-35.05	

DIgSILENT | Project: |
 PowerFactory |-----|
 2020 | Date: 9/23/2020 |

Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange

AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error	
Consider reactive power limits	No	Bus Equations(HV)	1.00 kVA
	Model Equations	0.10 %	

Total System Summary | Study Case: Study Case | Annex: / 19 |

Generation	Motor	Load	Compen-	External	Inter Area	Total	Load	No load
Load	Load	sation	Infeed	Flow	Losses	Losses	Losses	
[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/	[MW]/
[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]	[Mvar]

\user\CHD-BBEHS 20200923\Network Model\Network Data\Grid

23.88	0.00	24.91	-0.00	3.66	0.00	2.63	2.42	0.21	
-10.40	0.00	7.28	0.00	2.47	0.00	-27.93	7.12	-35.05	

Total:

23.88	0.00	24.91	-0.00	3.66		2.63	2.42	0.21	
-10.40	0.00	7.28	0.00	2.47		-27.93	7.12	-35.05	