

URBÁN ANDRÁS, VELENYÁK TAMÁS

TDK DOLGOZAT

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM

NUKLEÁRIS TECHNIKA INTÉZET



TDK DOLGOZAT

BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM

NUKLEÁRIS TECHNIKA INTÉZET

NUKLEÁRIS TECHNIKA SEKCIÓ

URBÁN ANDRÁS (ENERGETIKAI MÉRNÖK BSC IV. ÉVFOLYAM)

ÉS

VELENYÁK TAMÁS (ENERGETIKAI MÉRNÖK BSC IV. ÉVFOLYAM)

TDK DOLGOZAT

HTR-rel megvalósított kapcsolt energiatermelés
gazdasági értékelése

Konzulens:

Kiss Attila

Tudományos segédmunkatárs

Budapest, 2014

Szerzői jog ©Urbán András, 2014.

Szerzői jog ©Velenyák Tamás, 2014.

Szerzői jog ©Kiss Attila, 2014.

NYILATKOZATOK

Elfogadási nyilatkozat

Ezen TDK dolgozat a Budapesti Műszaki és Gazdaságtudományi Egyetem Nukleáris Technika Intézet által a TDK dolgozatra előírt valamennyi tartalmi és formai követelménynek maradéktalanul eleget tesz. E TDK dolgozatot bírálatra és nyilvános előadásra alkalmasnak tartom.

A beadás időpontja: 2014.10.22.

Kiss Attila

Nyilatkozat az önálló munkáról

Alulírott, *Urbán András* (Q21HDX), *Velenyák Tamás* (GIHUOL) a Budapesti Műszaki és Gazdaságtudományi Egyetem hallgatói, büntetőjogi és fegyelmi felelősségünk tudatában kijelentjük és sajátkezű aláírásunkkal igazoljuk, hogy ezt a TDK dolgozatot meg nem engedett segítség nélkül, saját magunk készítettük, és a TDK dolgozatunkban csak a megadott forrásokat használtuk fel. Minden olyan részt, melyet szó szerint vagy azonos értelemben, de átfogalmazva más forrásból átvettünk, egyértelműen, a forrás megadásával megjelöltük.

Budapest, 2014.10.22.

Urbán András

Velenyák Tamás

TARTALOMJEGYZÉK

1. Bevezetés.....	1
2. Szakirodalmi áttekintés/Előzmények	3
2.1. NC2I-R projekt	3
2.1.1. Távhőellátás.....	7
2.1.2. Magas hőmérsékletű alkalmazások és hidrogéntermeléssel kapcsolatos álláspontok jelenlegi helyzete	10
2.1.3. Smart rendszerek bemutatása [2g]	12
2.1.4. HTGR program Dél-Koreában.....	15
2.1.5. A kisméretű atomerőművek jövőbeli gazdasági szerepe a jövő európai kapcsolat energiatermelési piacán	16
2.1.6. Európa folyamathó piaca.....	17
2.1.7. HTGR Ipari folyamathó felhasználásának gazdasági vizsgálata	18
2.1.8. Exergia szemléletmód bemutatása [2l]	21
2.1.9. HTGR reaktorok gazdasági helyzete	21
2.1.10. Nukleáris kapcsolt energia rendszerek megújuló forrásokkal való együttműködése	24
2.2. Az Europairs projekt	25
2.2.1. A Chemelot Site.....	26
2.2.2. Hidrogén előállítása magas hőmérsékletű elektrolízis segítségével	29
2.2.3. A végfelhasználói oldal tulajdonságai [2p].....	31
2.2.4. Egy ipartelep lehetséges hatása az atomerőműre	31
2.2.5. Kockázatelemzés a Chemelot Site-ra	33
2.2.6. Az atomerőmű lehetséges hatásai az ipartelepre.....	34
3. A Chemelot site-hoz kapcsolódó demonstrációs hőséma teljeskörű bemutatása....	36
3.1. Kezdetek, a struktúra kialakítása	36
3.2. A modell részfeladatai.....	38
3.2.1. Hélium-hűtésű zárt primer hurok.....	38
3.2.2. A turbinák rendszerhez való csatlakozásának kialakítása	39
3.2.3. Hőkiadási körök megvalósításának módjai.....	43
3.2.4. A Kondenzátor hűtővíz körének kialakítása	44
3.2.5. Tápvíz-előmelegítő sorok kialakításai, gáztalanító táptartály közbeiktatással.....	46
3.2.6. Fő paraméterek összefoglalása	48

3.3. A megvalósított demonstrációs modell	49
3.3.1. Kapcsolási rajz	49
3.3.2. A megvalósított demonstrációs modellhez tartozó T-s diagram	50
4. Gazdasági számítások értékelése.....	50
4.1. A gazdasági számítás alapjainak bemutatása	50
4.2. A jelenlegi helyzet bemutatása.....	53
4.3. Jövőbeli gáztüzelésű eset víziója	56
4.4. HTR-ral kapcsolt eset vizsgálata	57
5. Eredmények értékelése/Konklúzió.....	65
6. Felhasznált források.....	69
7. Ábrajegyzék	71
8. Táblázatok jegyzéke.....	71
9. Summary	73

1. BEVEZETÉS

Az egyes energiatermelési célokat szolgáló erőművi berendezések kérdéskörében, már régóta jelenlévő probléma a hasznosítatlanul környezetbe távozó energiamennyiség. Ez a hőmennyiség a nukleáris létesítmények esetében jelentősebb szerepet képvisel, hiszen a napjainkban alkalmazott atomerőművek esetén a hőmérsékleti korlátok jelentős határt szabnak a termikus hatásfoknak. Fontos megemlíteni ebben az esetben, hogy az egyes hatásfoknövelő eljárásoknak még napjainkban is jelentős anyagtechnológiai korlátjai vannak. Így, a mérnöki tudomány kiteljesedésével párhuzamosan, az anyagszerkezeti technológiák analízisére is szükség van. Ezt a környezetbe kidobott hőt olyan kompetens módszerek rendelkezésre állásával tudjuk effektív módon hasznosítani, hogy azt más üzemelő, a már gyakorlatban alkalmazott folyamatok teljes körű működéséhez kapcsoljuk. A mai stagnáló gyakorlati alkalmazások azt mutatják, hogy a hasznosítatlanul távozó gőzmennyiség alkalmazása szélesebb körben csak távhő kiadásra fordítódik atomerőművek esetében. Felmerül a kérdés tehát, hogy milyen lehetőségeink lehetnének még a rendelkezésünkre álló hő megfelelő módon történő hasznosítására. Figyelembe véve a könnyű- és nehézipar egyre növekvő energiaszükségletét, ezzel analóg módon a környezetbe távozó fokozatosan növekvő káros anyagokat, érdeünkben állhat megvizsgálni egy olyan CO₂-mentes energiatermelési lehetőségét, amely segítségével az ipar folyamatosan fennálló és magas szintű energiaigénye közvetlen módon kiszolgálásra kerülhet. Az ipar igényeit, természetesen iparágtól függően, csak folyamatos, nagynyomású és magas hőmérsékletű gőzzel lehet kielégíteni. Ezen igényeket a megújuló energiaforrások nem képesek ellátni, mivel jelentős mértékben függenek az időjárás viszonyosságaitól. Ennek legfőbb indoka, hogy az egyes megújulókon alapuló erőművi egységek olyan, emberi tevékenységektől független, hatásokon alapszanak, amik szabályozási szem-

pontból nem megfelelőek egy állandó hő-igénnyel rendelkező ipari létesítmény számára. A jelenlegi 3. és 3+ generációs atomerőművek esetében sem elképzelhető ezen létesítmények megfelelő szintű kiszolgálása. Egy kicsit távolabbra tekintve a 4. generációs atomerőművek esetében a tervek szerint megvalósítható lesz olyan hőmérsékleti és nyomásviszonyok létrehozása, amelyek segítségével egy nagyobb ipari telephely mindennemű energiaszükséglete elláthatóvá válik. Egy telephely esetében igen összetett energiamixről beszélhetünk, amely része elsőként a villamosenergia - felhasználás, és többféle különböző nyomású és hőmérsékletű folyamathő. Mivel a felhasználási végcélok variánsa szinte kimeríthetetlen, így az ezekhez társuló igények is nagyon széles skálán mozognak, gőz esetén az akár 500-600 C° hőmérsékletű folyamathő igények kiszolgálására is egyszerű és biztonságosan működő megoldást kell találni. Célunk, ezen dolgozat keretein belül, egy olyan lehetséges jövőképet bemutatni, amely keretein belül, egy új 4. generációs atomerőmű segítségével egy általunk kiválasztott, kellően nagyméretű ipartelepét szolgálunk ki, mind villamosenergiával, mind folyamat-hővel. További céljaink közé tartozik, hogy egy gazdasági modell felépítésének segítségével képesek legyünk megmutatni egy ilyen új konstrukciónak a versenyképességét. Az alapvető elemzések elvégzése sok, részletesebb problémakört generál, mint például a felmerülő ipari létesítmények élettartamát össze kell vetnünk a tervezett atomerőmű várható élettartamával [1a]. Továbbá a már korábban említett CO₂-mentes hőtermelési technológia milyen mértékű CO₂-kibocsátást eredményez az ipari létesítmények által. Ezen kérdések sokaságának megválaszolása még a jövő kérdése, viszont az út, ami a technológia alapmodelljének kidolgozásához vezethet, már nagyon közelinek látszik.

2. SZAKIRODALMI ÁTTEKINTÉS/ELŐZMÉNYEK

2.1. NC2I-R projekt

Az atomerőművi kapcsolt energiatermeléssel európai szinten az NC2I-R projekt foglalkozik részletesebben. Ezt a projektet egy lengyel kutatóintézet vezényeli, de 21 európai kutatóintézet is a tagja. A projekt összköltségvetése meghaladja a 2,5 millió eurót, ami jól prezentálja, hogy a jövőbeli fejlesztések irányvonalát és az amelletti elkötelezettséget [2a].

A program hazai képviselője a Budapesti Műszaki és Gazdaságtudományi Egyetem, így ezen keresztül lehetőségünk nyílt becsatlakozni az elvállalt feladatrészek elkészítésébe. A program szoros együttműködésben dolgozik az Europairs és Archer projektekkel is, továbbá számos nem európai kutatásfejlesztési projekttel és a 4. generációs erőművekkel kapcsolatos kutatással is. Az első nagy meeting tavaly ősszel volt, ekkor osztották meg egymással a résztvevő szakemberek, hogy mit értek el az-azal kapcsolatban, hogy az atomreaktorokat folyamathó - és villamosenergia-termelésre is egyaránt alkalmazzák.

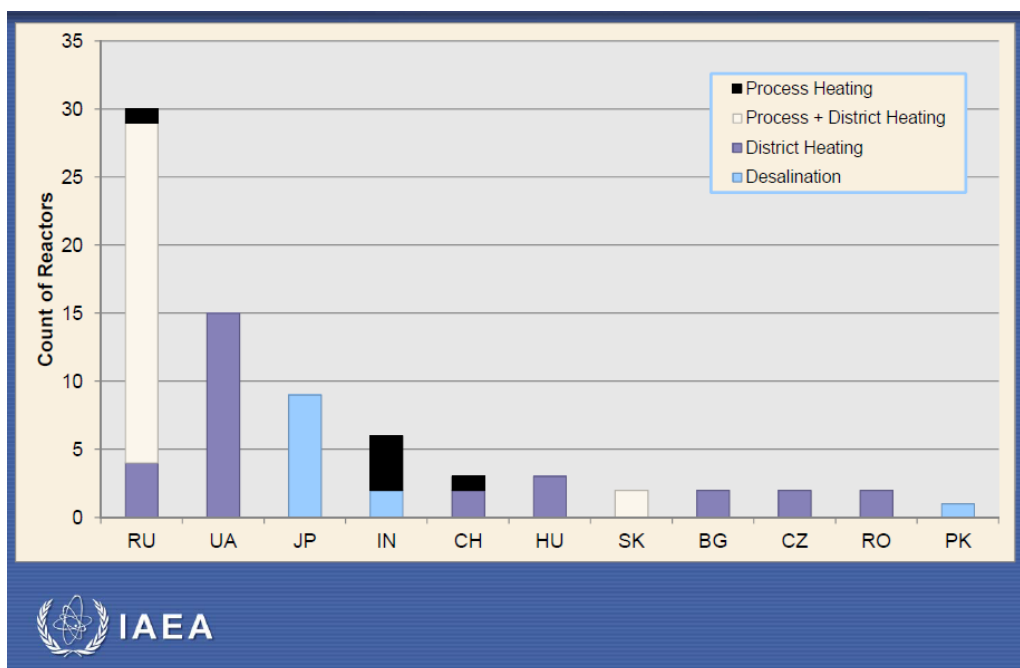
Az NCI2-R projekt alapvetően egy minőségileg felépített projekt tervezet, ami az alapkövek letétele után egy megfelelő struktúrával rendelkező HTR-rel működő kogenerációs megoldást valósít meg az egyes ipari fogyasztók hőigényeinek mennyiségi és minőségi kiszolgálására [1a]. Ehhez több esettanulmányra és alaposan megvizsgált, a folyamat szempontjából releváns információk, illetve előzmények összegyűjtésére van szükség. Több értekezés és konferencia valósult meg közös együttműködéssel annak érdekében, hogy sikeres kimeneti eredményeket érhessenek el. Ezzel kapcsolatosan valósulhatott meg az a találkozó, aminek témája a nukleáris energia alkalmazásának nem villamosenergia-termelésre használt technológiai és

gazdasági értékelését célozta meg. Ennek a találkozóknak az összefoglalójaként szeretnénk a legfontosabb, ott megvitatott témákat részletesen kifejteni a közérthetőség és a problémafeltárás érdekében. Az ott elhangzottak iránymutatást adnak számunkra a további feladataink megfelelő kivitelezésében, ezáltal egy olyan technológiai és gazdasági modell megépítésében, ami bármely elképzelt HTR-ral üzemelő rendszer esetében a működőképességét megfelelő mértékben biztosítja. Jogosan merülhet fel bennünk a kérdés mind egyetemi tanulmányaink mind egyes technológiai elemzések során, hogy miért nem hasznosítjuk megfelelő mértékben a környezetbe távozó hulladék hőt. Nagy mennyiségű potenciál áll rendelkezésünkre ezzel kapcsolatosan, ami kihasználatlanul távozik a környezet felé, ami ebben az esetben a kondenzátum rendszeren keresztül jut ki az erőműből. Az egyes kapcsolt energiatermelésbeli megoldások már-már egy részmegoldást jelentenének a felmerülő problémakörök megoldására. Azonban jelenleg a kisebb távhőszolgáltató hálózatokon kívül - főként a csővezetékekben fellépő nagymértékű nyomáscsökkenés miatt - a megvalósítás kiterjedése korlátokba ütközik. A fellépő nyomáscsökkenésből adódóan felmerülhet bennünk, hogy ha a rendelkezésre álló potenciális hőmennyiség felhasználását távlati célokra nem tudjuk alkalmazni, akkor ennek a hőmennyiségnek a hatékony felhasználása a termeléshez közel eső, viszonylag nagy hőigénnyel rendelkező fogyasztók-nál következzen be. Az elgondolás több műszaki és biztonságtechnikai kérdést von maga után, továbbá figyelembe kell vennünk az erőmű üzemvitelével kapcsolatosan felmerülő problémákat is. Illetve, a HTR technológiának megfelelő hőigénnyel rendelkező fogyasztók bevonásának szükségessége létfontosságú kérdéssé válik. Ebben az esetben az átlagosnál magasabb üzemi paraméterekből beszélhetünk, ennek következtében az ilyen hőfogyasztással rendelkező berendezések és folyamatok alapvetően ipari környezetben valósulhatnak meg. Ebből adódóan optimális megoldás lehet egy komplex ipari telephely strukturális megalapozása és kivitelezése. Az alapvető probléma forrása az, hogy minimális adatmennyiség áll rendelkezésünkre, ami abból ered, hogy egy innovatív folyamatmegvalósításról beszélünk. Ebből következően

nem rendelkezünk releváns, átfogó technológiai és gazdasági értékeléssel a folyamat megvalósítására nézve. Ezért szükséges olyan feladatok ütemezése a project megvalósításának kialakításában, amik érdemileg helyes irányba terelik az alkalmazás széleskörű elterjedését. Ahhoz, hogy ez a megoldási módszer széles körben el tudjon terjedni, szükséges egy bizonyos befogadó közeg, akinek érdeke a magas hőigény biztosítottasága. Meg kell találnunk tehát a megfelelő érdekcsoportokat a folyamat kiteljesedéséhez. Ehhez jól vezényelt nemzetközi összefogásra van szükség, ahogy azt már korábban is említettük. Továbbá lényeges, hogy megvizsgáljuk a piaci folyamatok alakulását és azok várható forgatókönyveit, illetve az azokat lényegesen befolyásoló tényezőket. Az emberek természetükből adódóan szkeptikusak az alátámasztott mérési adatokkal, elemzésekkel és esettanulmányokkal nem rendelkező innovatív változásokkal szemben. Így tehát, szükségessé válik egy olyan demonstrációs telephely létesítése, ami mindennemű felmerülő kételyt eloszlat a folyamat realizálásával, üzembiztonságával és megtérülésével kapcsolatosan.

A világ energiafelhasználásának összetétele 2004 és 2009 közé eső időszakban jelentősen megváltozott [2b]. A globális gazdasági válság lelassította a beruházásokat, és bizonyos mértékben csökkentette az energiafogyasztási igényeket. Ennek a hatása befolyásoló fontosságú lehet a későbbi beruházásokkal kapcsolatosan, így a megváltozott termelői jelleg, és a lehetséges termelésbeli alkalmazások vizsgálatára is szükségünk van. Az hiányzó nemzetközi egyetértés azzal kapcsolatosan, hogy csökkenteni kell az energiaszektorból távozó üvegházhatású gázok kibocsátását- a hatalmas mennyiségű szén és földgáz felhasználással együtt- a fosszilis tüzelőanyagok és üvegházhatású gázok fokozott mértékű kibocsátásához vezettek. Egyes országokat figyelembe véve, mint például az Egyesült Államok, a földgáz ára jelentősen csökkent, ami az olyan alternatív technológiák alkalmazásából ered, mint például a palagáz kitermelése [2c]. Végezetül figyelembe kell vennünk az egyre inkább erősödésben lévő és előtérbe helyezkedő megújuló energiaforrások kiteljesedését. Itt különösen a szélerőművekre és a PV alapú megoldásokra kell gondolni, amik egyre jelentősebb szerepet vállalhatnak a villamosenergia-igények megfelelő szintű kielégítésé-

ben, ezáltal háttérbe szorítva a nukleáris blokkok további létesítésének lehetőségeit. Az előbbieken vizsgáltak figyelembevételével azt az általános érvényű megállapítást tudjuk tenni, hogy a HTR technológia versenyképes lehet a fosszilis alapú tüzelőanyagok mellett, ha az egyes ipari folyamatok vagy részfolyamatok hőigényeit látja el, illetve akkor, hogyha például a hidrogéntermelés a végső célunk. A továbbiakban fontos feltérképezni a jelenlegi tapasztalatokat a kogenerációs megoldásokkal kapcsolatosan. Ehhez az IAEA által elkészített globális felmérés eredményeit vesszük alapul, ami a következők szerint alakult [1B]:



1. ábra: Reaktorok száma egyes országokban a hő-hasznosítás függvényében [2d]

Az 1. ábrából kiindulva általános érvényű megállapítás, hogy a hő felhasználása az alkalmas folyamatok globális szinten való vizsgálatában leginkább a távhőszolgáltatásra és tengervíz sótalanítására fordítódnak. A következő fejezetek ezek részletesebb bemutatásával foglalkoznak.

2.1.1. TÁVHŐELLÁTÁS

A kapcsolt energiatermelés jelentőségét továbbá az is alátámasztja, hogy az energia nagy része hulladék-hő formájában elvész a villamosenergia-termelés folyamatában. Egy tipikus, könnyűvízes reaktort figyelembe véve a Rankine-ciklus által definiált hatásfok miatt csak 1/3-a jelentkezik hasznos villamos energia formájában, míg a maradék 2/3 rész kárba vész. Így a kapcsolt energiatermelés hatásfoknövelő eljárásaként elsősorban az erőművi folyamatok kivitelezésében és optimalizálásában jelentkezik. IAEA számításait figyelembe véve, az erőmű 10 %-os villamosenergia-termelés csökkenése egy 1000 MWe-os nyomott-vizes reaktor esetében lehetővé tenné 130 000 m³/nap sótalan víz előállítását, illetve egy 900 MWe-os reaktorblokk megfelelő működésével előállított villamos-energia termelését, ami 7 %-kal növelné összességében a bevételeket [1a]. A rendelkezésre álló eredmények bizakodásra adnak okot, így a következőkben a távhőszolgáltató berendezések széleskörű kiterjedésének megvalósítási lehetőségeit és tervezeteit gyűjtöttük össze.

1. Nukleáris alapú távfűtés megoldása Loviisa és Helsinki belvárosa között

Az alapvető elképzelés ebben az esetben az volt, hogy a Loviisa 3 projekt keretein belül olyan távhőellátó rendszerrel felszerelt blokkot alakítsanak ki, ami nagy távolságban képes közbeiktatott nyomásszabályozókkal biztosítani a felmerülő fűtési - és használati melegvíz igényeket a finn fővárosban, Helsinkiben. Több alternatív megoldás is született a megvalósítással kapcsolatosan. Egyrészt a csővezetékek kivitelezésének megoldása a földfelszínén valósuljon meg, vagy egy földalatti alagútrendszerben, aminek több előnye és hátránya van egyaránt. A csővezeték megvalósításának kérdéskörében nagy befolyással volt a felmerülő 80 kilométeres távolság a két végpont, Loviisa és Helsinki között. Az ehhez kapcsolódó általános megállapítás, hogy minden egyes 20 kilométer után szükséges egy darab nyomásfokozó közbeiktatása a megfelelő üzem érdekében [2e].



2. ábra: Loviisa és Helsinki közötti távhő útvonala [2e]

A 2. ábrán látható a megvalósítani kívánt útvonal. Ebben az esetben a tervezet szerint 6-7 darab nyomásfokozó kerülne beépítésre, és ezek együttes, összehangolt működése látná el a távfűtési igényeket. A Fortum egyesület számításai szerint a nukleáris alapú távfűtés megvalósítása 4 millió tonna CO₂ kibocsátás csökkenést eredményezne évente (?), ami összességében 6%-kal lenne képes csökkenteni az ország éves CO₂ emisszióját. Ami további előnyként szolgál a folyamat megvalósításával kapcsolatosan, hogy erős a skandináv országokban alkalmazott nukleáris alapú folyamat- és távhőalkalmazás támogatottsága és az együttműködések részaránya. Továbbá kulcsfontosságú tényező, hogy 6:1-es hatékonysági mutatót tudunk realizálni a folyamathoz, ami annyit jelent, hogy 1 MW-tal csökkentve a villamosenergiatermelésre szánt hányadot, további 6 MW hőteljesítményt nyerhetünk a távhőellátás hatékonyságában. Egyelőre sajnos a tervek nem kerültek megvalósításra

További számos, alternatív megoldási lehetőség is felmerült a skandináv területeken a nukleáris alapú távhő fogyasztókhöz való eljuttatásának módjára. Egy merész ötlet, hogy hajókon és toló uszályokon valósítják meg a szükséges meleg víz szállítását, amikhez megfelelően kialakított tároló berendezések kialakítására is szükség lenne. Ez további problémákat is maga után von, mivel fel kell készülni egy esetleges tartálysérülés bekövetkezésének elhárítására is, ami a nyíltfelszínű vízen való szállítás esetében egyelőre kivitelezhetetlennek tűnik, arról nem is beszélve, hogy a kiáramló magas hőmérsékletű és folyadékfázisú közeg milyen hatással lenne a vízben élő állatok élővilágára. Ezek függvényében ez a kutatási- és tapasztalatszerzési terület üzemviteli, anyagtechnológiai és üzembiztonsági kérdések miatt egyelőre elvetésre került.

2. Üzemelő távfűtési kialakítások tapasztalatai Oroszországban [2f]

Az alapvető fűtési igények megnövekedett értéke Oroszország területén adott. (lásd 3. ábra). Különösen igaz ez az egyre keletebbre eső területeken, ahol a fűtési időszak hossza már meghaladja a 7 hónapos periódust, de nem sokkal jobb a helyzet az ország nyugati részén sem, ahol a közel 6 hónapos fűtési periódus a jellemző.



3. ábra: Oroszországi tél szemléltetése

Ebből kiindulva fokozott szükség van a hőigények megfelelő kielégítésére, ezért a hőt nagy mennyiségben kell előállítani és szolgáltatni a fogyasztóik felé. A jobb oldalon látható kép (3. ábra) a téli időszak keménységét szemlélteti, amiről látható, hogy ezen a területen megnövekedett hőigényeknek kell eleget tennünk. A következő ábrán (4. ábra) az Oroszországban rendelkezésre álló nukleáris létesítmények, illetve azok országon belüli elhelyezkedése látható. Erről leolvasható, hogy az ország nyugati része teljesen lefedett, ezáltal ezt a részt kis távolságon üzemelő távfűtési rendszerekkel is ki tudják elégíteni, míg az ország keleti részén 1 darab létesítmény található. Ez maga után vonja, hogy szükségessé válhat további blokkok létesítése és üzemeltetése.

NPPs in Russia



4. ábra: A nukleáris alapú erőművi létesítmények Oroszország területén

3. Besnau és Gösgen példája

A svájci Besnau távhőt biztosítana a 100 km-es távolságban lévő fűtési hőigénnyel rendelkező helyre. Az ebben az esetben megvalósítható hatékonysági ráta 8:1, a korábban levezetett értelmezés szerint, ami kiválónak és kiemelkedőnek mondható. A kiegészítése a folyamatnak az, hogy a rendszer képes lenne magas minőségű paraméterek mellett ipari igényeket kiszolgáló gőzt is szolgáltatni a távfűtési célok mellett. Ez a projekt lakossági ellenállás miatt nem valósult eddig meg.

2.1.2. MAGAS HŐMÉRSÉKLETŰ ALKALMAZÁSOK ÉS HIDROGÉNTERMELÉSEL KAPCSOLATOS ÁLLÁSPONTOK JELENLEGI HELYZETE

Ahogy azt már korábban megállapítottuk, több párhuzamosan futó kutatási folyamatnak és elemzések összességének kell megelőznie a folyamat kivitelezését. Ebben nyújt széles körű segítséget a *The Next Generation Nuclear Plants* (NGNP) projekt.

Felmérések a globális szintű elemzések alapjául veszi a 750 üzemelő energiatermelő egységek sokéves tapasztalatait, amelyek közül 74 nukleáris energiatermelő létesítmény. Ami előnyös a kutatási folyamatok kivitelezésében, hogy ezekből az egységek közül már számos esetben megvalósított a távhő kiszolgálása és a tengervíz sótalánításának lehetősége. Az Idaho National Laboratory kezdeményezésének a célja, hogy egy egységes nemzetközi stratégiát dolgozzanak ki annak érdekében, hogy széles körben népszerűsítsék az atomenergetikát. További célja, hogy megalapozza a nukleáris alapú hidrogén- és villamos energiatermelést az üvegházhatású gázok kibocsátásának mellőzésével. Az elképzelés szerint egy magas hőmérsékletű héliumgáz hűtésű reaktor szolgálná ki az ipari fogyasztók hőigényeit, illetve egy- vagy több hurkos elrendezésben egy ilyen egység teremtené közvetett kapcsolatot az iparágak részfolyamatainak jól strukturált együttműködésében. A következőekben már elegendő ismerettel rendelkezünk ahhoz, hogy a magas hőmérsékletű reaktorok bizonyos előnyös tulajdonságait össze tudjuk gyűjteni [1a]:

1. Jelentős CO₂ emisszió csökkenés azáltal, hogy a fosszilis tüzelőanyagok elégetéséből származó hőmennyiséget felváltja a nukleáris létesítmény által biztosított magas paraméterekkel rendelkező hőmennyiség, így ez lehetőséget nyújt egyes vegyi- és petrokémiai folyamatok megvalósításához, ami teljes mértékben CO₂mentes hőmennyiségként kezelhető az ipari telephely ezen részén megvalósuló vizsgálatok során.
2. A villamosenergia-termelés nagyobb hatékonyságú megvalósítása történik, mint a jelenleg üzemelő nukleáris létesítmények esetében.
3. Biztonságos, hosszú távú energiaellátást biztosít az adott régió területén, mivel a teljes körű megvalósítás esetén nincs fokozott szükség a fosszilis és megújulón alapuló energiatermelési megoldásokra. Ezek kiegészítő, tartalék célokat láthatnak el, így a globálisan növekvő energiaigényekből fakadó kiszolgáltatottsági kényszer csökkenhet.
4. Az energiatermelés hosszútávon értelmezett stabilizált, közel állandó költsége várható, mivel ezekre a folyamatokra nincs hatással az egyes fosszilis tüzelő-

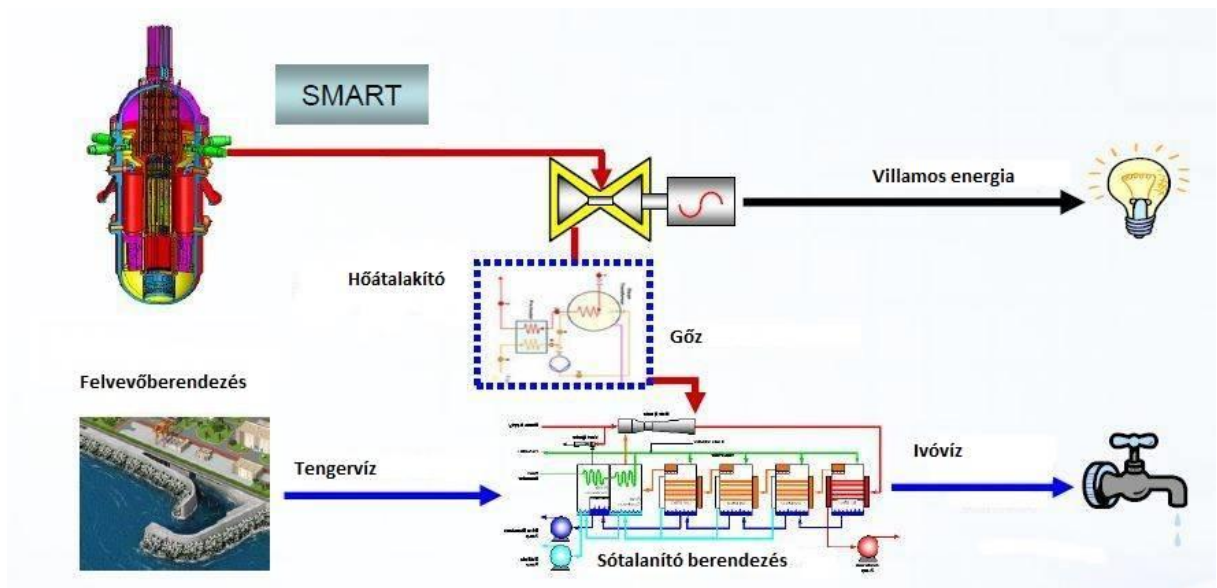
anyagok áringadozása, illetve a CO₂-mentes technológiából fakadóan az erőmű teljes üzemideje alatt nem kell számolnunk további kibocsátásból fakadó adózási kötelezettségekkel.

5. Az erőmű üzemi élettartalma hosszabb távra tervezhető a megnövekedett biztonsági előírások betartása mellett, mint a jelenleg üzemelő nukleáris létesítmények esetén. Arról viszont nincs releváns viszonyítású alapunk, hogy az egyes ipari fogyasztók élettartama az erőmű élettartamához viszonyítva milyen időintervallumon képes a feladatát teljes körűen ellátni.
6. Nemzetgazdasági szinten is számos előnnyel jár a folyamat kivitelezése, mivel a több, rövidtávú építkezési feladat, illetve a megépülő ipari létesítmények munkatársak ezrét igényli, ez alapjaiban véve csökkenti az országon belüli munkanélküliség arányát.

2.1.3. SMART RENDSZEREK BEMUTATÁSA [2G]

A Smart egy dél koreai fejlesztésű atomerőmű design, mely a nukleáris létesítmények kettős felhasználását célozza meg. A koncepció alapelve az, hogy egy kisméretű és kisteljesítményű blokkot építünk, amely segítségével egy térséget villamosárammal, tengervíz sótalánítás során előállított ivóvízzel, és távhővel látjuk el. A nukleáris üzemanyag kiegészése során keletkező hőt víz segítségével elvezetjük, majd az elgőzölgési folyamat után rávezetjük a turbinára. A turbinán végbemenő expanzió utána a gőzt egy hőcserélő segítségével juttatjuk el a további felhasználásra. A turbina mérete a napjainkban hódító trendekkel megegyezik, miszerint több turbina szekcióra bontják a gőz munkavégzését. A turbinából kilépő gőz energiáját ezután egy hőcserélő segítségével adjuk át a távhőszolgáltatás és a sótalánítás számára. A nukleáris biztonság szempontjából jelen esetben fontos megjegyezni, hogy a lakossághoz eljutó vizet és távhőt szükséges mindennemű radioaktív szennyeződéstől

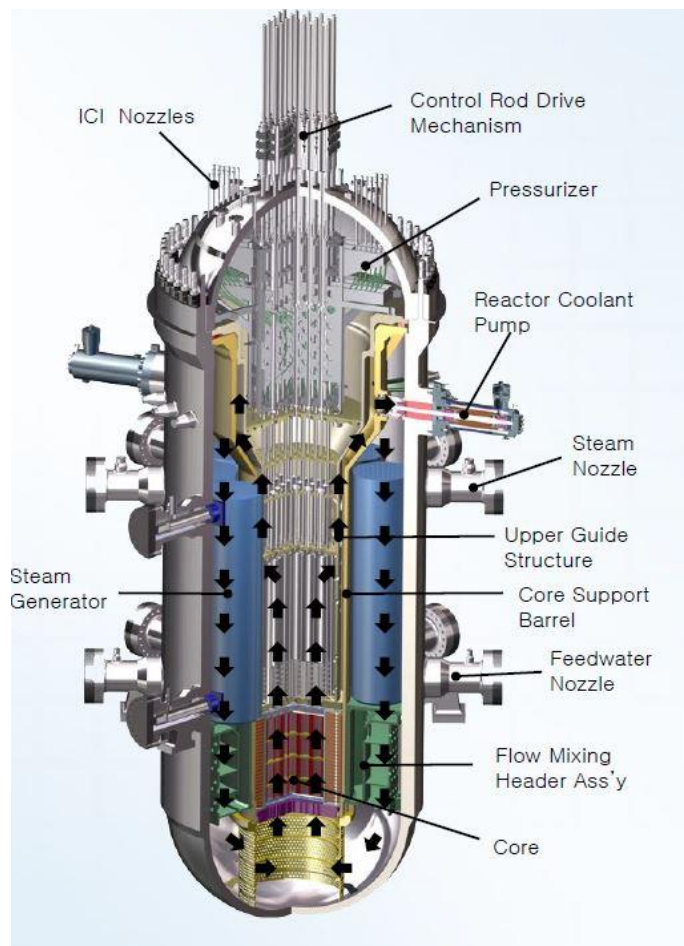
mentesen előállítani és szállítani. Ennek érdekében a főbb gőzvezetéseket folyamatos monitorozni kell azért, hogy a legminimálisabb szivárgás is azonnal észlelhető legyen. A tervek sematikus váza az 5. ábrán látható szemléletesen:



5. ábra: SMART segítségével megvalósított kapcsolás [2g]

Az egész konstrukciót egy körülbelül 100 ezer fős város számára tevétkék, a kilépő teljesítmények is ennek felelnek meg nagyságrendileg. A villamosenergia- termelés 90 MW, de mivel a város összeköttetésben lenne a nagy villamosenergia hálózattal is, a kisebb-nagyobb fogyasztás azon keresztül korrigálható lenne. Az ivóvíz előállítása 40,000 tonna lenne naponta, ha ezt összehasonlítjuk a magyar adatokkal –egy átlagos ember napi közel 150 liter vizet használ- láthatjuk, hogy ez egy bőven felülbecsült adat, tehát a rendszer készen áll a város bővülésére, esetlegesen egyéb, közeli kisebb települések bekapcsolására. A tengervíz sótalanítását úgynevezett „Multiple-effect distillation” technológiával végzik. Ennek a technológiának az egyik legnagyobb előnye, -és mindenbizonnyal ezért is esett erre a tervezők választása- hogy ideális az erőműi energiatermelésből visszamaradt folyamathó energiaforrásként való felhasználására. Ezentúl alacsony hőmérsékleti és karbantartási igényei miatt ezen típus alkalmazása célszerű döntésnek tűnik. A villamosteljesítmény kis csökkentése esetén az üzem kész lényegesen megnövelni az előállított vizet, így az előállított ivóvíz még nagyobb területre juthat el. A

távhőszolgáltatás esetén is kismértékben csökkenni fog az áramtermelés, de a rendszer készen fog állni egy, a korábban említett 100,000 fős lakosságú várost fűtéssel ellátni. A koreai hatóság adatai szerint 147 Gcal/h azaz 170 MW hőteljesítmény szükséges ahhoz, hogy 85°C hőmérsékletű távhővel lássuk el ezt a várost. A konstrukció egyik legfőbb eltérése a napjainkban építés alatt lévő és üzemelő reaktortoktól az, hogy úgynevezett „Integral Ractor” felépítésben készülne el. Ez azt jelenti, hogy a gőzfejlesztők a reaktortartályon belül helyezkednének el, nem a mai megszokott elrendezésében, hanem azon kívül. Ezzel a megoldással a nagy keresztmetszetű LOCA balesetek szinte teljesen elkerülhetővé válnak, a biztonsági vizsgálat szempontjából teljesen új értelmezésbe kerülnek a csőtöréses balesetek és a gőzfejlesztők is.



6. ábra: SMART konstrukciós felépítés [2g]

A 6. ábrán látható felépítéséről elmondható, hogy 8 darab spirális gőzfejlesztőt terveztek bele, -amelyek túlhevített gőzt állítanak el,-és 4 db hűtővízszivattyút. 57db üzemanyagkazettával működtetnék, amelyek négyzetes elrendezésben 17x17-es Urán-dioxid pálcákból állnának. Az üzemanyag dúsítottsága 5% alatti lenne. Az üzemanyag- elrendezés- és felépítés nem térne el a napjainkban már alkalmazott, PWR-ek esetén jólműködő, bevált konstrukciótól. A konténment belsejében 12 passzív hidrogén rekombiner helyeztek el, és felkészítették egy repülőgép -akár a Boeing 767 -becsapódás ellen is. Az üzemanyagtároló az épület belsejében helyezkedne el. A fukushimai baleset következtében számos tanulságot vontak le a szakemberek, és ezeket megpróbálták ezen konstrukcióba is beépíteni. Az egyik ilyen megfontolás a már korábban említett hidrogén robbanások elleni védelem, a másik pedig, hogy a tartályt van lehetőség passzív módon, külsőleg hűteni. Ehelyezésre került egy passzív hőelvezető rendszer is, amely segítségével akár 20 napot is nyerhetünk egy fukushimához hasonló baleset esetén.

2.1.4. HTGR PROGRAM DÉL-KOREABAN

A dél-koreai piac energiamixét szemügyre véve láthatjuk, hogy az energiafelhasználás két legkiemelkedőbb szegmense az ipari hő felhasználás illetve az áramtermelés. A primer energiahordozók közül jelentős többségben van a fosszilis üzemanyagok felhasználása, és az áramtermelésben is a szén a legelterjedtebb. A villamos teljesítmény előállítását illetően a nukleáris erőműveknek 36%-os a részesedése, de az összenergia felhasználás tekintetében ez csak 13,6%-ot jelent [2h]. A világ folyamatosan csökkenő szén- és földgázkészletei következtében szükséges hosszútávon valamilyen alternatívát keresni arra, hogy a körülbelül 85%-os fosszilis alapú primerenergia felhasználás részarányát valamiféle alternatívával váltsák ki. Továbbá ez a jelentős részarány a levegő minőségét is nagymértékben rontja az üvegházhatású gáz kibocsátás következtében. A fenti tényezők következtében kezdték el vizsgálni azt az opciót, amelynek során az ipari hőfelhasználást lehetne kiváltani VHTR reaktorok segítségével. Ezen reaktortípus esetén lehetőségünk nyílna a megemelkedett hőmér-

sékleti korlátoknak köszönhetően olyan paraméterekkel rendelkező folyamathő kiadására, amely segítségével az ipar számos igényét ki lehetne elégíteni, illetve az áramtermelés is jelentősen kedvezőbb Carnot-hatásfok mellett menne végbe.

Az üvegházhatású gázok kibocsátásának egyik legszámottevőbb okozója az acélgyártás. A jelenlegi technológia mellett 1 tonna acél előállításában körülbelül 2 tonna széndioxidot bocsájtunk ki a levegőbe. Az egyik legnagyobb koreai üzem, a POSCO éves szinten közel 80 millió tonnát bocsájt ki, ez egész Korea ÜHG kibocsátásának majdnem 11%-ka [2h]. Amennyiben CO₂ adóval is számolunk, melynek árát 20 USD-nak tekintjük, egy tonna kibocsájtott széndioxid után éves szinten 16 milliárd dollár ennek a költsége, amely költségelem, ha 30 éves időtávlatban vizsgáljuk, még jelentősebbé válik. A termelést hidrogén segítségével terveznék megvalósítani, mert így a szétbontott vízből a hidrogént és az oxigént is helyben fel lehetne használni a gyárban, és nem lenne szükséges azok tárolása, szállítása nagy távolságokra.

Természetesen a teljes rendszer kiváltása nukleáris üzemanyag alapú energiaszolgáltatással jelenleg túl nagy feladat lenne, de az erre irányuló tervek és kutatások a későbbiekben jelentősen hozzájárulhatnak a környezetet szennyező gázok visszaszorításában. Koreában a kormány támogatja az ilyen irányú hosszútávú kutatásokat, és az ipari résztvevők is nyitottak az új lehetőségek felé. A tervek szerint 2030 környékére készülne el az első VHTR rendszer, amely segítségével hidrogéngyártás és folyamathő-kiadás is megvalósulhat [2h].

2.1.5. A KISMÉRETŰ ATOMERŐMŰVEK JÖVŐBELI GAZDASÁGI SZEREPE A JÖVŐ EURÓPAI KAPCSOLAT ENERGIATERMELÉSI PIACÁN

A hőenergiának a piaca közel azonos méretű, mint a villamosenergia- piac, ám ezen a téren az atomerőművek részesedése minimális. Napjainkban is a hőkiadás közel 30%-a kapcsolt energiatermelés segítségével valósul meg, de ez döntő részben

fosszilis energiahordozók segítségével történik [2i]. A piac méretéből adódóan mindenféleképpen figyelembe kell venni azt a lehetséges opciót, hogy az ipari és esetleg lakossági hő felhasználásából még nagyobb szeletet vesz ki az atomenergia. A jelentős beruházási költségek következtében kizárólag hőszolgáltatásra nem érdemes atomreaktort telepíteni, de villamos árammal kapcsolt energiatermelésben már elképzelhető, hogy egy ilyen beruházás megtérülése megfelelő lesz. Az előbb említett ok másik következménye, hogy elkezdtek vizsgálni a kisebb méretű blokkok gazdaságosságát is. Ennek keretén belül a dolgozatban részletesen is bemutatásra kerülő, 500MW hő teljesítmény körüli blokkok esetén azt vizsgáljuk, hogy azok kompakt felhasználása miként is valósulhatna meg. Amennyiben figyelembe vesszük azt a tényezőt is, hogy a fosszilis tüzelőanyag alapú felhasználás üzemanyagának drágulását prognosztizálják, és az egyre szigorodó környezetvédelmi előírásoknak köszönhetően a beruházási költségek is növekednek – például CO₂ leválasztó -, egy nukleáris üzemanyag által működtetett erőmű egyre kecsegtetőbb opcióvá válik a befektetők számára.

2.1.6. EURÓPA FOLYAMATHÓ PIACA

A kapcsolt energiatermelés már napjainkban is egy elterjedt, régóta használt technológiai megoldás a hulladékhő hasznosítására, a hatásfok javítására. Napjainkban a nukleáris ipar csak alacsony hőmérséklet területén veszi ki a részét ebből az iparból, bár az e téren élen járó kontinensünk számos tapasztalattal rendelkezik. Elsősorban távfűtési alkalmazása elterjedt, de például Svájcban hasznosították már papírgyártáshoz is az atomerőműben keletkezett hőmennyiséget. A folyamathő felhasználás közel 25%-ka alacsony hőmérsékleten (100-250°C) történik, és további 35% 250-550°C-on [2j]. Ezen hőmérsékleti tartományok elérhetőek részben a jelenlegi erőműi technológia segítségével, részben az újabb, gázhűtéses, magasabb hőmérsékleti paraméterekkel rendelkező blokkok segítségével. A vas és acélgyártáshoz szükséges, sok esetben 1000°C feletti hőmérsékletek, jelenleg még távlati célnak sem tekinthetők.

A két említett alacsonyabb hőmérsékleti szinten is összesen közel 2000 GWh energiafelhasználás történik évente. Ennek egy része már kiépült piac, de sok esetben cseréje, felújítása szükséges [2j]. Ha tekintünk egy ilyen fosszilis energiahordozón alapuló kiépült rendszert, amelyhez egy korábban említett kisebb méretű blokkot kapcsolnánk, számos jó adottságot kapnánk. Ilyen például a már meglévő infrastruktúra és a kiépült stabil végfelhasználói környezet. A lehetőségeken túl a kihívásokkal is fontos tisztában lenni, mint például a rugalmassággal szemben támasztott igények, a folyamatos kiszolgálás igénye és a nukleáris energiafelhasználás társadalmi elfogadottsága [2j].

2.1.7. HTGR IPARI FOLYAMATHÓ FELHASZNÁLÁSÁNAK GAZDASÁGI VIZSGÁLATA

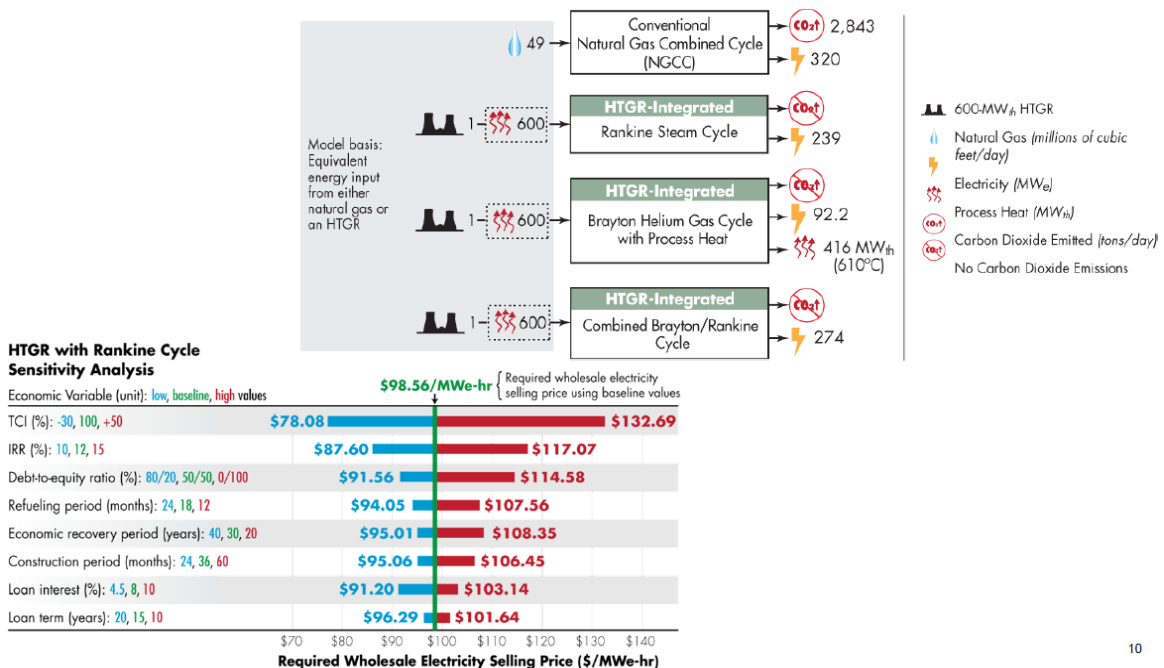
Az Amerikai Egyesült Államokban is vizsgálják a magas hőmérsékletű gázhűtéses reaktorok nem csak elektromos áramot előállító szerepét. Az ottani projektet az INL (Idaho National Laboratory) vezeti [2k]. Számukra is az egyik fő szempont a CO₂ és más üvegházhatású gázok kibocsájtásának csökkentése, ennek érdekében az egyik meghatározó lépés lehet a hőszolgáltató egységek fosszilis alapú energiahordozóit nukleáris alapúra lecserélni. További céljaik megmutatni, hogy a HTGR rendszereket gazdaságosan lehet integrálni az ipari hőszolgáltatásokhoz, és azt, hogy a jobb hatásfok révén ezek a rendszerek miként csatlakozhatnak az áramtermeléshez. A HTGR reaktorok főbb előnyei a széles skálájú hőkiadás- mely segítségével könnyedén kiszolgálhatunk vegyi és petrokémiai üzemeket-, a magasabb hatásfok, az ÜHG-mentes energiaszolgáltatás és a stabil, hosszútávon relatív fix áras energiakiadás. Az elképzelhető végtermékek: villamos áram, gőzkiadás, és hidrogéntermelés. Ezen termékek várt/tervezett paraméterei az 1. táblázatban láthatóak:

<i>Primer kiadott termék</i>	<i>Nyomás/Hőmérséklet</i>
Hélium	700-900°C / 7-9,1 MPa
Gőz	540-593°C / 10-24 MPa
<i>Másodlagosan kiadott termék</i>	<i>Előállítási folyamat</i>
Áram	Rankine vagy Bryton ciklus
Hidrogén (H ₂)	Magas hőmérsékletű elektrolízis
Oxigén (O ₂)	Magas hőmérsékletű elektrolízis

1. táblázat: HTGR reaktor kiadott primer és szekunder termékei [2k]

A jelenleg működő könnyűvízes blokkok esetén a hőkiadás paraméterei 80-150°C körül mozognak, míg ennek az új technológiának a segítségével akár 600°C körüli értékeket is elérhetünk, amellyel már többek közt a kőolaj- finomítás és az olajhok- feldolgozás paraméterei is elérhetővé válnak.

Az alábbi két ábrán egy HTGR típusú 600 MW-os blokk segítségével megvalósult villamosenergia-termelést és benzinyártást láthatunk. 30 éves gazdasági időtartammal számolunk, 3 éves építési idő mellett.

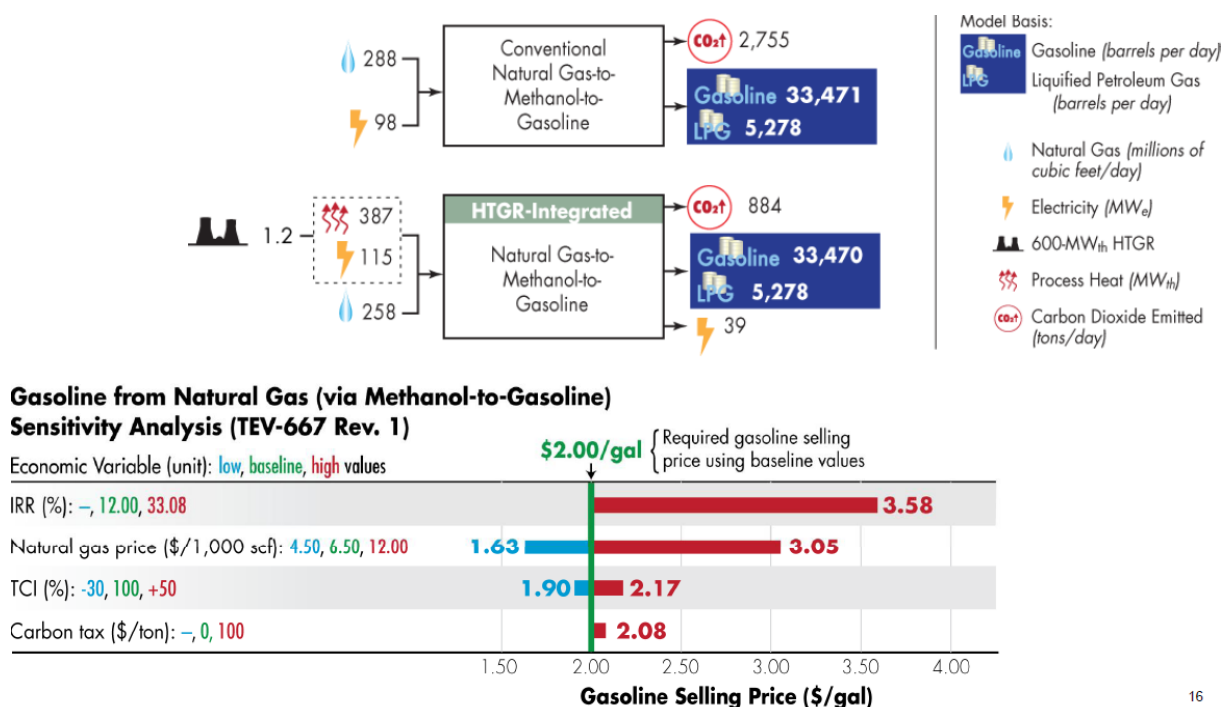


7. ábra: HTGR blokk segítségével megvalósított energiatermelés [2k]

Az erőmű rendelkezésre állását 90%-nak vették, és 15 éves visszafizetési idővel számoltak. Egyéb gazdasági paramétereként 3% inflációval és 12%-os megtérülési rátával számoltak [2k]. Az első kép az áramtermelést mutatja be, legfelső esetben egy hagyományos földgáz tüzelésű blokk kapcsán a főbb kibocsájtott értékeket, míg lentebb, az atomerőmű esetén, különböző kapcsolásokat feltételezve. Az alsó táblázatban a nukleáris erőműben előállított villamos energia ára látható, annak függvényében, hogy a kiindulási paramétereket valamilyen módon változtatjuk.

Mint látható, a legszembetűnőbb különbség a kibocsájtott értékek esetén az, hogy napi több mint 2800 tonna léghőbe kerülő szén-dioxidtól szabadítanánk meg környezetünket. A végtermék árában a beruházási költség és a megtérülési ráta várt értéktől való eltérése okozza a legnagyobb változást.

A következő képen földgáz és HTGR blokk segítségével állítunk elő közel hasonló mennyiségű benzint, illetve autógázt (LPG-t). Látható, hogy ezzel a CO₂ kibocsájtás közel a harmadára esne vissza. A végtermékek ára más paraméterekkel került meghatározásra, mint előző esetben.



8. ábra: HTGR blokkal megvalósított üzemanyag termelés [2k]

Mivel jelentős földgáz felhasználáson alapszik a folyamat, így a vártnak megfelelően a gázára fog a legérzékenyebben reagálni. Amint ezt a korábbiakban is tapasztaltuk, a beruházási költség változására a végtermék ára is nagymértékben fog módosulni. A számítás figyelembe veszi a széndioxid kibocsájtás árának eshetőségét is, ám a csekély kibocsájtási szintnek köszönhetően ez a végtermék árát mindössze 4%-kal növelné meg.

2.1.8. EXERGIA SZEMLÉLETMÓD BEMUTATÁSA [2L]

Az exergia a mérőszáma a mennyiségnek, a hatásosságnak/hatékonyágnak és az értéknek. Megmutatja, hogy mennyi maximális munka végezhető egy referencia környezeten.

A hatásfok vizsgálata szempontjából fontos mérőszám lehet az exergia szempontú szemléletmód elterjedése. Egyrészt segít megérteni a veszteségek keletkezésének okait, és ezen keresztül a hatásfok növelésének lehetőségeit is. Továbbiakban, mivel az energiát minőségileg is megkülönbözteti, –többet ér a villamos energia, mint a hő: „Minden energia egyenlő, de nem egyenlő értékű”- ezáltal a gazdaságosság, mint fontos tényező még szemléletesebben láthatóvá válik. A fentebb említett tulajdonságai alapján kapcsolt energiatermeléses esetben különösen jól alkalmazható, de ezen dolgozat keretein belül sajnos nem ezt a módszert alkalmazzuk.

2.1.9. HTGR REAKTOROK GAZDASÁGI HELYZETE

A reaktor szolgáltatási skáláját minden esetben a tervezett felvásárlóhoz kell igazítani. Ennek a reaktortípusnak a végfelhasználási lehetőségei széles skálán mozognak, ezért a pontos kapcsolási sémát lehet és szükséges is igazítani a felvásárló igényeihez. Mivel a hő hosszú távon nem tárolható és nem is szállítható, ezért a felhasználótól is függ az előállított termék értéke.

A beruházási költségek 75%-át 10 főbb komponens alkotja [2m]. Ezek többek közt a reaktor épület, a tartály, a hőszolgáltató üzem és a belső acél és grafit elemek. Alap-

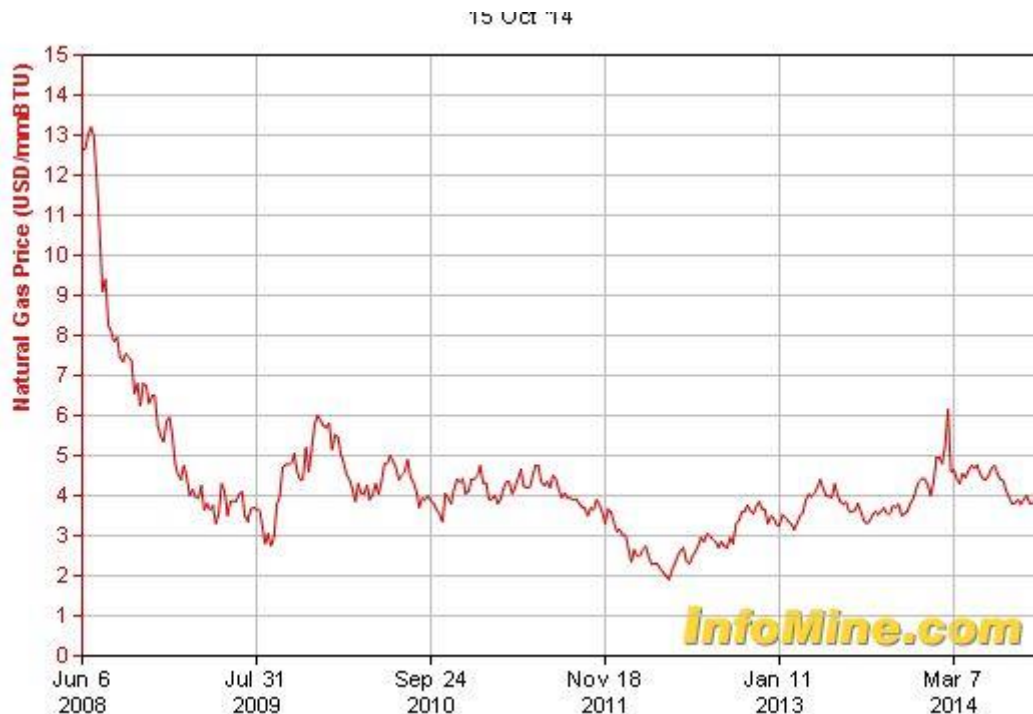
vetően feltételezhetjük, hogy az erőmű egy önálló gazdasági egység, amely hosszú távon képes energiát szolgáltatni. Ez a cég kapcsolatban áll természetesen az ipari létesítménnyel/létesítményekkel –több végfelhasználó is lehetséges- és hosszú távú szerződések keretein belül nagy valószínűséggel a villamos energia piacon is tevékenykedik. A két cég tulajdonosi háttérében természetesen lehetséges átfedés, ennek mikéntjét természetesen a tőkepiaci lehetőségeik szabják meg. Amiért az ipartelep számára leginkább csábító opció lehet ilyen típusú energiaellátásra váltani, az a hosszútávon – a nagy beruházási költségnek köszönhetően - stabilnak tekinthető energiaár, és az üvegházhatású gázok kibocsátásától mentes hőtermelés, amellyel kapcsolatban nagy kérdés, hogy a jövőben - 60-80 éves távlatban - milyen hangsúlyt kap a termelés során és a vásárlók részéről a környezettudatosság [2m].

A hálózatra kiadott villamos energia árát, a villamosenergia-piac szabja meg minden pillanatban. Európában jelenleg az árak alacsonyan mozognak, ám a szakemberek hosszabb távon ennek emelkedését várják. A folyamathó felhasználását tekintve több eltérő modell is létezik gazdasági értékelés kapcsán. Mivel ez az energiaegység nehezen szállítható hosszabb távon, ezért az ipari telephelyhez fixen kötődik az árképzés. Az egyik elmélet szerint az előállítás alapján számítható az ára, és így épül be az ipari folyamat költségeibe, míg a másik elv szerint a blokk teljesen integrálva van a telephelyhez, és a végfelhasználás alapján kalkulálódik az ára.

Diszkontált cash flow analízis segítségével lehet a legkönnyebben meghatározni a költségeket. A költségek során felmerülnek az építési- engedélyeztetési költségek az üzemidő előtti részre, üzemeltetés közben a karbantartási és üzemviteli költségek, majd végezetül a leszerelési költségek is. A megtérülési költségeket nettó jelenérték alapján, megtérülési ráta segítségével és nettó bevétel-költség elven is lehet vizsgálni. Az alábbi ábrán látható, hogy miként változik egy földgáztüzelésű kombi ciklusú erőmű és egy HTGR reaktor által előállított áram és gőz ára a földgáz árának függvényében. Természetesen a nukleáris erőműben előállított termékek ára független a gázártól, a zöld sávon belüli elhelyezkedés az erőmű egyéb paramétereitől függ.

Mint látható körülbelül 7 \$-os gázártól kezd el gazdaságosabbá válni az általunk vizsgált blokk villamos energia esetén, míg ez a határ gőzkiadás esetén kicsit lentebb, 6 \$ környékén található. A kalkulált árakhoz hozzátartozik, hogy egy 10 \$/MT CO₂ adó körülbelül 0,5 \$-os gázáremelkedésként számítható [2m].

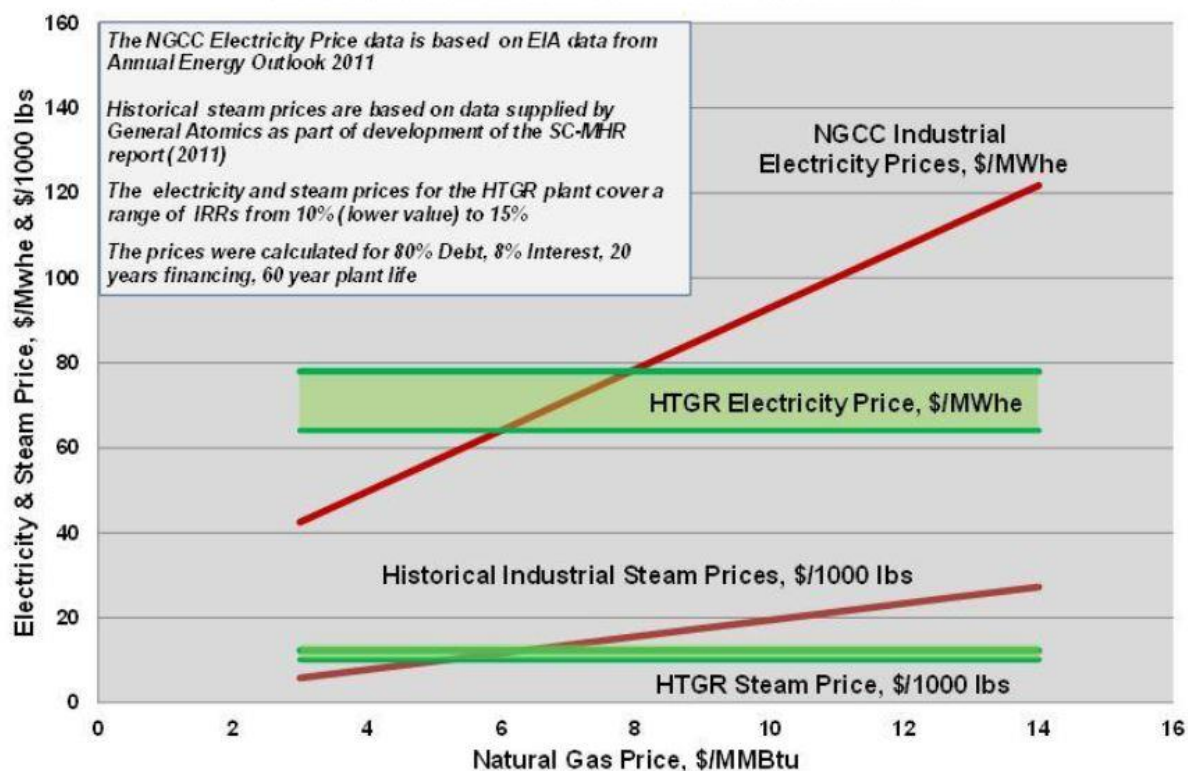
Az 9. ábrán a földgáz ipari árának a változása látható az elmúlt 6 évben.



9. ábra: A földgáz árának alakulása az elmúlt 6 évben [2n]

Mint ez jól is látható, 2008 végén jelentősen meghaladta a 7 \$-os határt, ám napjainkban a korábban említett új technológiák megjelenésének köszönhetően ez az ár lényegesen alacsonyabb lett. A gázár jövőbeni alakulásáról biztosat senki nem tud mondani, csak különböző elméletek vannak, annyi azonban biztosnak tűnik, hogy a föld készletei végesek ezen a téren, így idővel a kismértékben növekvőnek tekinthető igény és a csökkenő kínálat árnövekedést fog előidézni.

Comparison of Historical Electricity & Steam Prices versus Natural Gas Price with HTGR Plant



Note: A \$10/MT tax on CO₂ emissions is equivalent to an increase of \$0.50/MMBtu natural gas price.

10. ábra: Atomerőmű és gáz tüzelésű erőmű esetén a végtermékek árának változása a gázár függvényében [2m]

2.1.10. NUKLEÁRIS KAPCSOLT ENERGIA RENDSZEREK MEGÚJULÓ FORRÁSOKKAL VALÓ EGYÜTTMŰKÖDÉSE

A megújuló energiáknak vezető szerepe van napjaink karbonmentes energiatermelésében. Nagy kihívást jelent, hogy ezeket a rendszereket összhangban működtessük az atomerőművek nehezebben változtatható teljesítményével. Ennek a problémának a megoldására terveznek egy úgynevezett „Hybrid Energy System”-et létrehozni, amely részeként egy HTGR blokkal támogatott kapcsolt energiatermelés és egy megújuló energiaforrás – például szélenergia park - segítségével lenne megoldva az energiabetáplálás [20]. A reaktorban keletkező hőt fel lehetne használni elektromos áram termelésre és egyéb folyamatokhoz is, amelyben „zöld energiát” állítunk elő. Azt,

hogy a fejlődő hő éppen mire fordítsuk, egy intelligens rendszer döntené el a végfelhasználás számos paramétere közül. Ilyen opciók lehetnek a biomassza processzá-
lás – ez alacsonyabb hőmérsékleten történik - vagy H₂ termelés, esetleg szintetikus
tüzelőanyag processzá-
lás [2o].

Az integrált rendszer egyik fő kérdése a nukleáris létesítmény mérete, ugyanis
amennyiben ez túl nagyra van méretezve a biomassza telephez képest, a rendszer
variálhatósága csökken. A biomassza telep mérete és hőigénye határozza meg legna-
gyobb részt ennek a komplex rendszernek a méreteit és egyéb adatait.

2.2. Az Europairs projekt

Az Europairs projekt is az Európai Unió által támogatott kutatásfejlesztési prog-
ram. A program keretein belül a IV. generációs HTR reaktorok ipari felhasználásának
a lehetőségeit vizsgálják, egyik fő céljuk a fosszilis alapú energiahordozók és ezzel az
üvegházhatású gázok kibocsájtását visszaszorítása. A program másik fő célja a hid-
rogéntermelés és szintetikus tüzelőanyag gyártás ilyen módon történő előállításának
lehetőségeinek vizsgálata. Végző cél pedig egy HTR rendszer megépítése, és műkö-
dési feltételeinek megállapítása adott ipari és piaci körülmények közt. Mint azt ko-
rábban is láthattuk, számos helyen foglalkoznak ezzel a területtel Európán kívül is,
így ennek a témának a kutatás-fejlesztés programja ugyanúgy megtalálható Kínában
– HTR-10 tesztreaktor-, az Egyesült Államokban –NGNP projekt-, de Japánban –
HTTR tesztreaktor- és Dél-Koreában is [2p].

A program a redundancia elvét követve telephelyenként több HTR blokkal számol,
és a maximális beépítendő hőteljesítmény kiszámításának alapjául a gazdasági opti-
mum helyét veszi alapul. Annak érdekében, hogy a program során vett megfontolá-
sokat demonstrálják, két különböző esetet is részletesebben megvizsgáltak. Az első
esettel mi is foglalkozunk a későbbiekben, a Chemelot Site ipartelephez készítettük el
a Cycle-Tempo modellt, illetve a gazdaságossági elemzést is. Az elkészített modellek
esetén az alábbi főbb pontokat vették figyelembe.

A zónából kilépő maximális hőmérséklet 750°C azért, mert ezen a hőmérsékleten a primer oldali hőcserélőn lévő magas hőmérséklettel kapcsolatos anyagtechnológiai korlátok már megoldottnak tűnnek [2p]. Ez a hőmérsékleti korlát emelkedhet a közeljövőben, de jelen dolgozat keretein belül ezzel nem foglalkozunk.

Az előállított végtermék elektromos áram és hő azért, mert kogenerációs termelés esetén a folyamatosan kielégítendő ipari hőigény változásai így sokkal flexibilisebben kezelhetőek. Harmadrészt fontos figyelembe venni, hogy az ipartelepnek kellően nagyméretűnek és nagy hőigényűnek kell lennie, mert egy blokk mérete 300 és 600 MW közé esik, tehát a végfelhasználói hőigénynek is legalább néhány száz Megawattnak kell lennie. Biztonsági szempontból fontos egy tercier kör kialakítása is, mely a nukleáris biztonság minél magasabb szintjét szolgálja. Ennek a kialakításnak a fő célja az, hogy egy esetleges baleset esetén meggátoljuk bármilyen szennyezésnek az eljutását a nukleáris üzemből a végfelhasználóhoz.

2.2.1. A CHEMELOT SITE

Ez a vegyipari komplexum Hollandiában található, közel 800 hektáron terül el és körülbelül 50 különböző kémiai kiszolgálóegységet tartalmaz. Számos cég érdekeltségei találhatóak itt, többek közt a DSM, DEXplasomers, SABIC, stb. Jelenleg a gőz- és áram igényét földgáz alapú kapcsolt energiatermelés által szolgálják ki. Ennek a jelenlegi kapcsolásnak a sematikus vázlata az 11. ábrán látható:

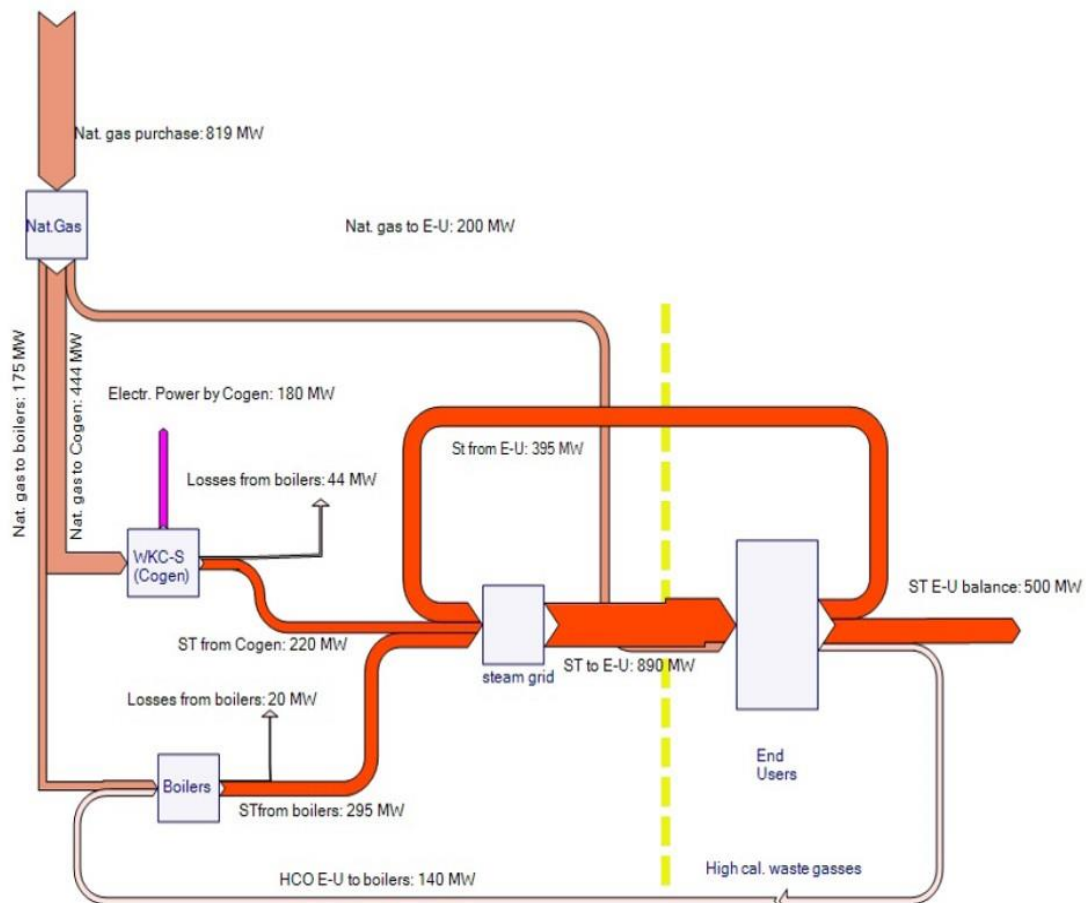


Figure 4: Energy flow diagram for the Chemelot site

11. ábra: Chemelot Site jelenlegi működési sémája [2p]

A felvásárolt földgáz nem csak az energiatermelést szolgálja, hanem a végfelhasználók közvetlenül is felhasználják bizonyos folyamatok során, például ammóniatermelésre. A villamos áram és az előállított gőz egy része kapcsolt energiatermelés során kerül előállításra, a további gőzt gázbojlerek segítségével állítják elő. Az előállított villamos teljesítmény 180 MW, míg a teljes igény 270 MW körül mozog. Az általunk tervezett modellben próbáltuk a magasabb értéket közelíteni, de mivel a rendszer összeköttetésben van az országos hálózattal, a felmerülő hiányt onnan könnyedén tudja pótolni [2p].

A keletkező gőzt két nyomás- és hőmérsékleti szinten állítják elő, az egyik 14 MPa és 525°C, míg a másik 1,8 MPa és 300°C. Havi átlagban az előállított teljesítmények 120 t/h és 100 t/h. A gőztermelést gázbojlerek is segítik, melyek jelenpillanatban 295

MW-ot termelnek, de ettől nagyobb a beépített kapacitásuk a keletkező tranzienzsek/kiesések biztosítása érdekében.

Az új kapcsolás két 500 MW-os HTR blokk segítségével történne, amely sematikus a 12. ábrán látható.

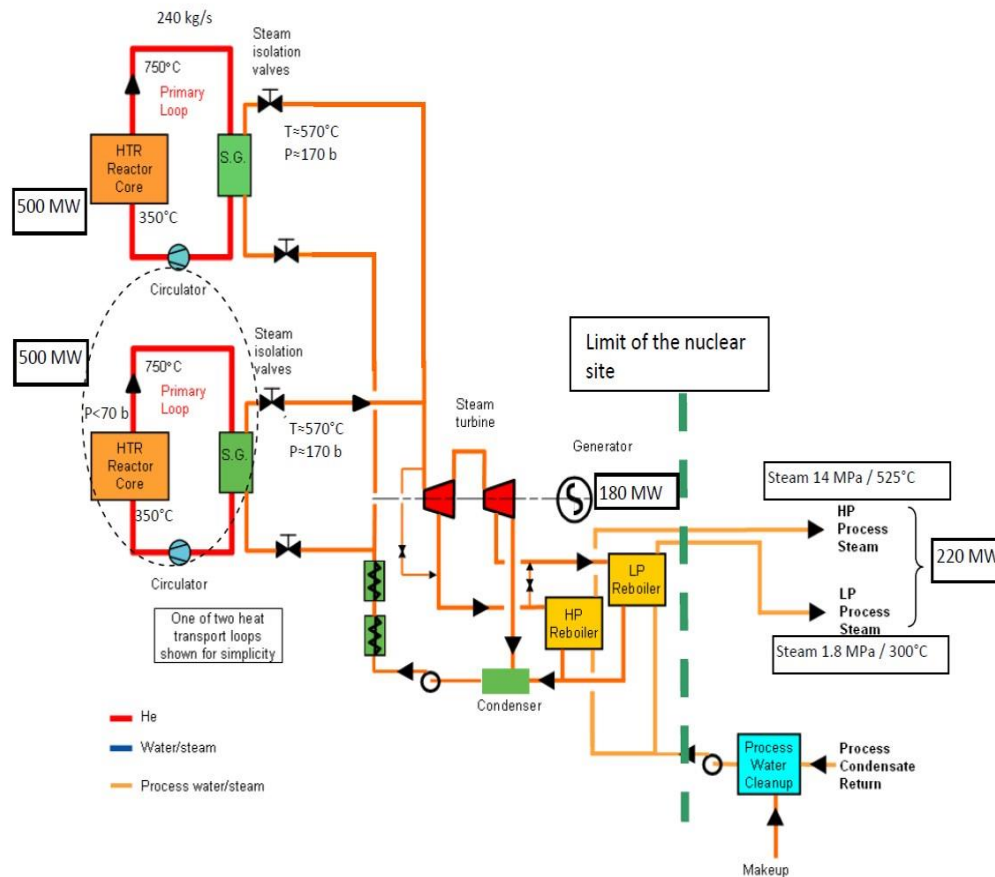


Figure 6: Tentative layout for the cogeneration plant

12. ábra: Chemelot Sita HTR blokkal kapcsolt sematikus ábrája [2p]

A rendszer összhatérfoka 40% körüli lenne. A zónából kilépő hélium hőmérséklete 750°C, ami rövidtávon is megvalósítható elképzelésnek tűnik. Az itt keletkező energiát két hőcserélőn keresztül adják át a közbelső körnek, ahol gőz keletkezik, melynek hőmérséklete 570°C, nyomása pedig 170 bar. Az így keletkezett gőz jelentős többségét rávezetjük a turbinákra, a maradékot pedig az újrahevítőkben hasznosítjuk. Az újrahevítők után az ipartelep felé távozó gőz alkotja a terciér kört, amelyben

körülbelül 220 MW gőzteljesítményt adunk ki. A kiadott villamos teljesítmény körülbelül 180 MW [2p].

A középső kör el van szeparálva a Chemelot Site gőzrendszerétől az újrahevítők csővezetékein keresztül annak érdekében, hogy a kikerülő víz/gőz minősége folyamatosan megfelelő és ellenőrzött legyen. Azt fontos megjegyezni, hogy a közbenső és a primer kör közt lévő közel 100 bar nyomáskülönbség elősegíti, hogy egy esetleges gőzfejlesztőben történő baleset során a primer körű hűtőközeg ne a középső kör felé távozzon.

Az épület kialakítása során a reaktortartály és a héliumtartály a föld alá lett elhelyezve, és ezekhez szorosan kapcsolódik a középső hőcserélő berendezés is. A biztonsági hűtőberendezések úgy kerültek kialakításra, hogy az elsődleges körök minimális reaktorteljesítmény esetén is képesek elszállítani a hőt. A „reactor cavity cooling system” feladata hűtőközeg vesztés esetén a remanens hő elszállítása, és a radioaktivitás primer körön belül tartása. Ez a redundáns egység a tartály felett található, és képes működni természetes vagy kényszerített/mesterséges keringetés mellett is.

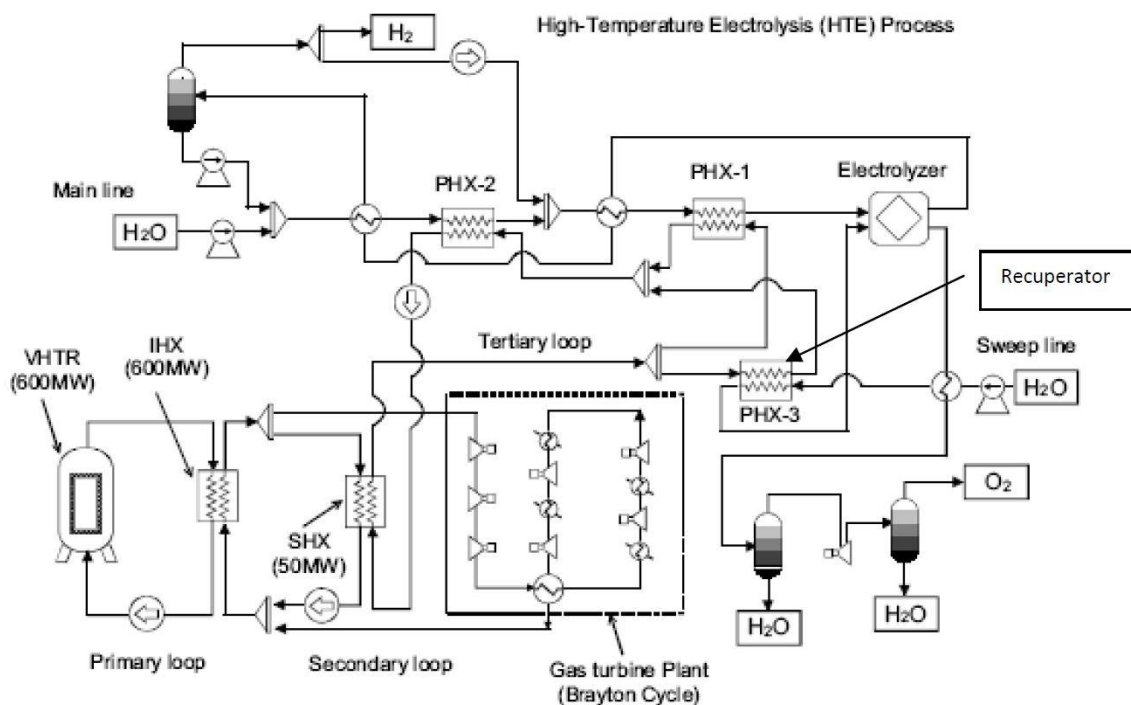
2.2.2. HIDROGÉN ELŐÁLLÍTÁSA MAGAS HŐMÉRSÉKLETŰ ELEKTROLÍZIS SEGÍTSÉGÉVEL

Ebben az esetben azt vizsgáljuk, hogy egy VHTR blokk segítségével előállított gőz és villamos áram segítségével hidrogént állítunk elő. A high temperature electrolysis (HTE) blokk lehet része egy vegyi telepnek is, de mi az egyszerűség kedvéért azt feltételezzük, hogy ez egy külön entitás [2p]. A HTE technológia az üzemanyag cellákból van származtatva, amelyek hidrogénből állítanak elő elektromos áramot. 2008-ban az Idaho nemzeti laboratóriumban sikerült ezt megvalósítani laboratóriumi körülmények között, ahol is 720 cella segítségével 5,65 Nm³/h hidrogént állítottak elő. Az egyik fő technológiai kihívást az üzemanyagcellák élettartamának a növelése jelenti. Ezek nagyon érzékenyek a hőmérsékleti gradiensre, de ez folyamatosan megfigyelés alatt áll. A kapcsolást 950°C hélium kilépő hőmérséklettel tervezték. A kilépő

magas hőmérsékletű hidrogén és oxigén hőjét a rekuperátorban hasznosítjuk, míg a többi hőt „ohmikus” melegítéssel érjük el.

Az atomerőmű tervezésének a függvényében, középtávon akár 850°C héliumhőmérséklet és 500°C gőzhőmérséklet – a rekuperáció végére 750-800°C-ot is elérné - segítségével valósulna meg a folyamat. Az AREVA/EDF tanulmányai szerint 257MW elektromos és körülbelül 60 MW hő teljesítmény szükséges a 2 kg/s tömegáramú hidrogén termeléséhez. Amennyiben a gőz hőmérsékletét sikerül növelni, elegendő kisebb villamos teljesítmény is.

A hő és villamos szükségletet két 300 MW-os blokk biztosítaná, amelyet az ábrán egyben jelölnek. A kapcsolási váz 13.ábrán látható:



13. ábra: HTE folyamatábrája [2p]

Ez a kapcsolás 900°C zónakilépő hőmérsékletre lett optimalizálva, de 850°C-on képes működni. Az indirekt kapcsolási séma elősegíti a trícium szennyeződését a terciér körben. Technológiai részről fontos, hogy a hő szállítást le kell tudni állítani a re-

aktor leállása nélkül, de ez a gyakorlatban megvalósítható is, mert a hő kiadási egység lényegesen kisebb, mint az áramtermelői [2p].

2.2.3. A VÉGFELHASZNÁLÓI OLDAL TULAJDONSÁGAI [2P]

Az egyik fő kihívás egy ilyen kapcsolás demonstrálásával kapcsolatban az, hogy az ipartelep időben változatos igényeket produkál, és ezt úgy kell rendszerszinten kezelni, hogy ez ne okozzon sok problémát a nukleáris oldal számára. Ezeket az időbeli változásokat célszerű különböző időegységek szerint vizsgálni. Egyrészt az erőműi blokk rendelkezésre-állásának éveken át követnie kell a végfelhasználók főbb periódusait, és a piac hosszú távú változásait. Napi léptékben a rendszernek követnie kell az előre tervezett változásokat, igények növekedését, csökkenését. A rendszernek percek alatt le kell reagálnia a hirtelen változásokat, egyes berendezések pillanatszerű kiesését.

A Chemelot site esetén az igény nagyon változékony és széles skálán mozog, de a konvencionális gázbojlerek segítségével ezek könnyedén orvosolhatóak. Továbbá a rendszer képes csak 1 blokk segítségével is működni, és a közbenső kör képes a kizárólagos áramtermeléstől a kizárólagos hő kiadásig terjedő széles skálán működni. Egy turbina by pass rendszer segítségével a hirtelen megnövekedett gőzigényt el tudja látni a rendszer, míg egy erőteljes csökkenés esetén hő nyelők segítségével vezetnénk el a többletet.

2.2.4. EGY IPARTELEP LEHETSÉGES HATÁSA AZ ATOMERŐMŰRE

Ebben a részben azt fogjuk tárgyalni, hogy egy ipari létesítmény esetében felmerülő kockázatok miként befolyásolják az atomerőmű biztonsági kialakítását, miként is kell ezeket figyelembe venni a blokk biztonsági elemzése során. Ezek a külső hatások két főbb csoportba sorolhatóak, beszélhetünk direkt és indirekt befolyásoló tényezőkről is. A direkt hatások közé tartozik, ha közvetlenül valamely atomerőmű biztonságát szolgáló berendezés vagy hőelvezetési rendszer sérül. Indirekt eseményről

beszélünk, ha az esemény valamely tényezőn keresztül közvetett módon hat az esemény a blokkra, ilyen lehet például az elektromos hálózatban okozott kár, vagy a közbenső körben problémát kiváltó tranziens.

Az ipari telephelyeken felmerülő események analizálása a Seveso II direktíva hatálya alá esik. A létesítmény biztonsági elemzése nagymértékben függ a telephely tevékenységétől, a folyamatok veszélyességi szintjétől és a késztermékek milyenségétől. Ezekből számos különböző baleseti scenárió következik, ám a tipikus esetben a fő veszélyforrás az, ha valamely veszélyes termék tartályának elvész a hermetikussága. Ez az esemény - az anyag kémiai tulajdonságnak a függvényében - az alábbi jelenségekhez vezethet [2p].

- „Jet” vagy „pool” típusú tüzek,
- VCE (Vapor Cloud Explosion) vagy BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion) típusú robbanás,
- Mérgező anyag szétszóródása

A fenti jelenségek következményei tűz esetén potenciális veszélyforrást jelenthetnek bizonyos szerkezeti elemekre hősokk formájában. A második eset kapcsán érdemes külön vizsgálni a hőhatást, és a nyomás gradiens változását. A harmadik esetben leginkább az emberre gyakorolt hatás a legkockázatosabb tényező, de ha nagy koncentrációjú vagy hosszú távú a mérgezés, az egyéb problémákat is okozhat. Ezeknek a felmerülő veszélyeknek a becslésére nincs standard módszer, mert mindenest eltérő, de annyi elmondható, hogy ezeket két megközelítés - valószínűségi és determinisztikus- szerint vizsgálják. A fentebb felsorolt három alapeset természetesen nem csak önmagában fordulhat elő, hanem gyakran ezek különböző keverékei jelentkeznek, ami megnehezíti az elemzést.

2.2.5. KOCKÁZATELEMZÉS A CHEMELOT SITE-RA

Fontos megjegyezni, hogy a telephely vegyi eljárásai és végtermékei veszélyesség tekintetében nagyon széles skálán mozognak. A Chemelot Site főbb tevékenységei többek közt az ammónia előállítás 525°C-on és 20MPa-on és az olajfinomítás 500°C körüli hőmérsékleten és 80 MPa nyomáson. Ezen tevékenységek és egyéb termelési folyamatok következtében az alábbi főbb veszélyes termékek keletkeznek: Toxikus hatásúak: ammónia, nitrogén-oxid és phenol, valamint gyúlékonyak: benzin, gázolaj, LPG és propolin [2p].

Ezen anyagok tárolójának a sérülése esetén a Chemelot Site biztonsági elemzésében az alábbi scenáriók készültek el [2p]:

1. Toxikus hatások értékelése:

-1150 tonnás ammónia tartály sérülése

Következmények: 1550 méteres környezetben statisztikai alapon az emberek 1% halálozik el a mérgezés következtében.

Valószínűsége kevesebb, mint 10^{-7} évente.

2. Termikus hatások értékelése:

-Körülbelül 1000 tonna nagyságú propene tartály azonnali tartály elvesztése

Következmények: 3 kW/m² hő teljesítmény 2200 m sugarú körben

9,5 kW/m² hő teljesítmény 1300 m sugarú körben

Valószínűsége kevesebb, mint 10^{-7} évente.

3. Robbanás hatására kialakuló lökéshullám:

1500 tonnás bután tartály elvesztése

Következmények: 30 hPa nyomásnövekedés 2800 m sugarú körben

100 hPa nyomásnövekedés 1200 m sugarú körben

300 hPa nyomásnövekedés 700 m sugarú körben

Valószínűsége kevesebb, mint 10^{-7} évente.

Ezek alapján elégséges távolságnak tűnik, ha az ipari komplexumtól 2800 m távolságra építjük a blokkokat, mert így a szállítási veszteség sem lesz túl magas, illetve az

épületet egyéb biztonsági megfontolások miatt is úgy tervezték, hogy egy 100 hPa nyomásemelkedést elviseljen.

A HTE folyamattal kapcsolatban két fő veszélyes végtermékünk van, a hidrogén és az oxigén. A lehetséges veszélyek száma kevesebb, mint az előző esetben, itt főleg a tűz és robbanásveszély okozza a fő problémát. Egy hidrogénrobbanás 50 hPa nyomásnövekedést eredményezne 400 m-es körzetben.

A fentebb említett külső veszélyforrásokat mind integrálni szükséges az atomerőmű biztonsági dokumentációjába és tervezésébe. Azt fontos megjegyezni, hogy napjaink nukleáris létesítményei általában távol helyezkednek el a lakott területektől és az ipari létesítményektől, tehát az egyéb emberi tevékenységből származó külső veszélyforrások valószínűsége viszonylag kicsi. Természetesen erre is számos ellenpéldát találhatunk, hiszen a valóságban is valósult már meg olyan atomerőmű telepítés, amely egy ipari termelő közelében helyezkedik el.

A jelenlegi alapelvek szerint az ipari létesítménytől minél messzebb célszerű építkezni, ám a túl nagy távolság sajnos jelentős veszteségeket okozna a hő szállítása során. A fentebbi listában láthatóak a számításba veendő külső hatások és ezek gyakorisági valószínűsége is. Ezen adatok segítségével lenne szükséges előkészíteni azt az elemzési rendszert, amely nem kikerülendő problémaként számol velük, hanem beépítendő tényezőként, mint például egy földrengéssel. Ezen kívül a másik fő kérdés, hogy az ipartelepről rendelkezésünkre álló biztonsági információk megfelelőek-e a kapcsolt rendszer számra.

2.2.6. AZ ATOMERŐMŰ LEHETSÉGES HATÁSAI AZ IPARTELEPRE

A IV. generációs atomerőmű konstrukció általunk vizsgált típusa egy héliumhűtéses, grafit moderátoros, termikus neutron spektrumú aktív zónával rendelkező blokk, melynek teljesítménye körülbelül 500 MW. A belső biztonságot a grafit zóna nagy hőfelvevő képessége és a hőmérsékletre gyakorolt prompt negatív visszacsato-

lása segíti elő. A héliumhűtés magasabb hőmérsékleti korlátokat is engedne, de a korábban említett egyéb anyagtechnológia korlátok miatt rövidtávon még nem cél ilyen hőmérséklet elérése. A biztonság fő bázisa a passzív biztonsági berendezések magas szintje és száma. A potenciális veszély kisebb a HTR reaktorok esetében, mert a zónaolvadás valószínűsége lényegesen kisebb, mint a jelenleg használt könnyűvízes blokkok esetében. Továbbá a radioaktív kibocsátás kockázatát az alábbi tényezők is csökkentik: A rendszerben lévő gázt folyamatosan ellenőrzik, nincs víz/gőz a primer körben, illetve működik egy fokozott szivárgás elleni védelem [2p].

A vegyi üzemmel való összekapcsolás egyik alapelve erőműi oldalról, hogy minden negatív hatást – legyen ez normál üzem, tranziens vagy üzemzavar - vissza kell szorítani a telephely területére. A vegyi telepre az egyik fő veszélyforrást a trícium szennyezettség jelenti, mert az a terciér körbe eljutva akár a végtermékbe is beleépülhet. A tríciumhoz köthető dózis kicsi az alacsonyenergiás béta sugárzása következtében. Lehetséges előfordulási formái: HT, CH₃T, HTO. Az általunk vizsgált esetben azzal próbáljuk a trícium kiszökését megakadályozni, hogy a középső körben a gőz nyomása lényegesen nagyobb, mint a héliumé a primer körben.

Az ipari folyamat minőségétől függően az energiaforrás elvesztése kisebb-nagyobb problémákat, esetleg külső veszélyeket is okozhat. Amennyiben a reaktor valamely blokkján vészleállásra kerülne a sor, abban az esetben a rendszernek készen kell állnia a következő lépésekre. Egyrészt a rendszerben van annyi hőtartalék, hogy pár másodpercig tudjon gőzt biztosítani a folyamatok biztonságos leállításához. Másrészt, ha a Chemelot Site példájánál maradunk, a rendszerben bőven van beépített gázbojlerekből álló alternatíva, így azok gyors felfuttatása esetén bizonyos kritikus folyamatokat leállítani sem szükséges.

Vészhelyzeti terv kialakítása az egész területre egységesen kell, hogy megvalósuljon. Ez azért jelent nagy kihívást, mert két különböző eljárásmodot kell ötvözni. Egyrészt a vegyi telep nemzeti és nemzetközi előírásait, másrészt az atomerőművel kapcsolatban a nukleáris hatóságok által támasztott követelményeket. Ezzel összefüggésben, még semmilyen standard nem készült a Nemzetközi Atomenergia Ügynök-

ség részéről, bár európai szinten már számos helyen megoldották ezt a problémát, mivel több helyen is működik egymás közelében ipartelep és nukleáris létesítmény.

3. A CHEMELOT SITE-HOZ KAPCSOLÓDÓ DEMONSTRÁCIÓS HŐSÉMA TELJESKÖRŰ BEMUTATÁSA

3.1. Kezdetek, a struktúra kialakítása

Elsődleges feladatunk közé tartozott a Cycle-Tempo hőséma-számító és erőművek működését modellező program professzionális megismerése, így ezért ezt a fejezetet a program rövid bemutatásával kezdjük. Alapvetően induljunk ki a modell definíciójának tisztázásából, miszerint a modell a rendszerről alkotott olyan konstrukció, amin kísérletet lehet végezni annak érdekében, hogy a rendszerre vonatkozó kérdéseinkre választ kapjunk.

Neumann János szerint: „Modellen olyan matematikai konstrukciót értünk, amely leírja a megfigyelt jelenséget”. [3a]. Ehhez kapcsolódóan fontos, hogy ismerjük a modell határait, peremfeltételeit és kellő elméleti háttértudással rendelkezünk a modellalkotás megkezdése előtt. Ahogy azt már korábban említettük, alapos kutatási munkák összességének áttanulmányozása és az egyes konferenciákon elhangzott elképzelések együttesére építjük a vizionalizált modellünket. Ehhez nyújtott számunkra hatalmas segítséget a Cycle-Tempo szoftverkörnyezet, ami lehetővé tette számunkra, hogy az elképzeléseket egy modell formájában is képesek legyünk prezentálni. Továbbá mindez lehetőséget ad számunkra a termodinamikai állapotjelzők széleskörű vizsgálatára is. A modellalkotáson túlmutat a modell szimulációja, ami a rendszermodellen végzett kísérlet a rendszer viselkedésének és tulajdonságainak megismerése céljából [3A]. A szoftver lehetőség nyújt design és off-design futtatási lehetőségekre is, annak függvényében, hogy névleges terhelési állapoton szeretnénk

üzemeltetni a rendszerünket, vagy egy esetlegesen előre meghatározott részterheléses állapotban [3b]. A modellünket design állapotra terveztük, mivel azt feltételezzük, hogy a generátor által hálózatra adott és a rendszeren belül elhelyezkedő egyéb segédberendezésekre fennálló villamosenergia-igény, illetve az egyes ipari hőfelhasználók igényei az idő előre haladásával továbbra is állandósult értékeket tartanak. A folyamatosan fennálló hatásfok maximalizálás érdekei is jogosan indokolják a névleges üzemállapotban történő üzemeltetést, mivel egyes részterhelésen vizsgált rendszerek hatásfoka jóval alacsonyabb is lehet. Ennek ellenére figyelembe kellett vennünk olyan előre tervezett, illetve nem várt eseményeket is, amik megkövetelik a részterheléses üzemállapot biztosítását, így a modell képes gőz-tömegáram általi szabályozásra közbeiktatott szelepek segítségével. Képesek voltunk ezek mellett a hélium-hűtéssel üzemelő primer körök lemodellezésére is, amiket a felhasználó által definiált közeggel biztosítottunk a rendszer számára, így kivitelezhetővé vált a 2 zárt primer hurok hőforrásként való kapcsolódása a teljes rendszer egészéhez. A paraméterek megfelelő beállításával a T-s diagramon végigkövethetjük a demonstrációs célból kivitelezett erőművi egységünket, esetleges javításokat végezhetünk rajta ennek függvényében, és optimalizálhatjuk a körfolyamatunkat [3c]. Fontos megemlíteni, hogy a modellalkotásnál több veszteségformula alkalmazására is lehetőségünk lett volna, de ezekkel az egyszerűség és a bemutató jelleg miatt nem éltünk, de a valósághoz így is közel álló konstrukció került kialakításra. Az egyes hő-kiadási körök kialakítása lehetőséget biztosíthat az egyes részfeladatokhoz szükséges hőmennyiség biztosítására, mind ipari oldalon, mind erőművi részen, így a modellalkotás során ezt is figyelembe véve, egy opcionális lecsatlakozási lehetőséggel, hő-nyelővel szimbolizáltuk az itt keletkező hulladék-hő mennyiséget.

Az általunk megvalósított demonstrációs modell alapjául az Europairs konferencián megvitattott Chemelot Site-i kapcsolást valósítottuk meg, aminek az alapkapcsolási sémája a már korábban bemutatott 12. ábrán látható.

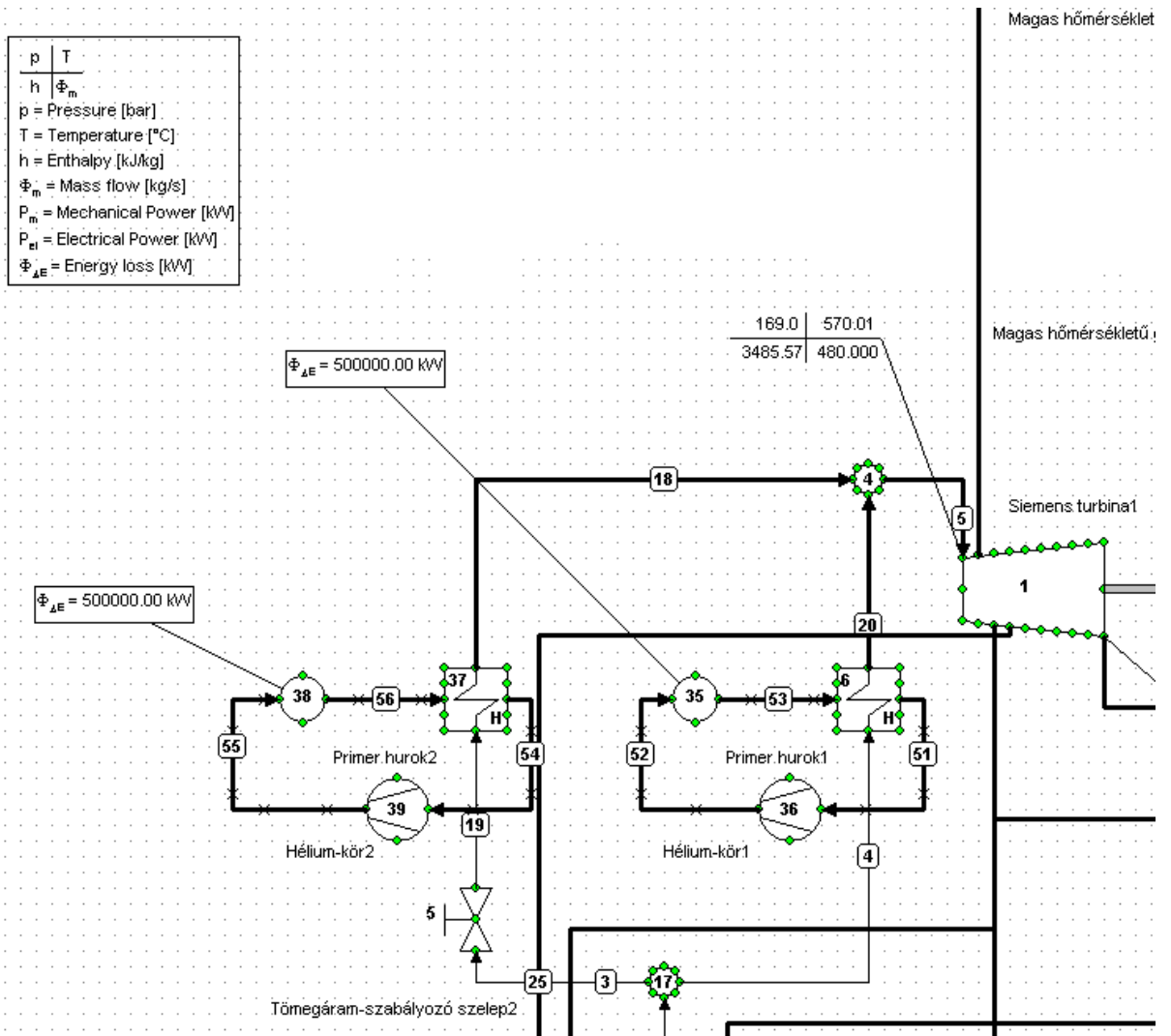
A következőekben részfolyamatokra bontva ismertetjük a modell egyes jellegzetes tulajdonságait és a hozzájuk kapcsolódó, személetes T-s diagramokat.

3.2. A modell részfeladatai

3.2.1. HÉLIUM-HÚTÉSÚ ZÁRT PRIMER HUOK

Alapvető elképzelések szerint a primer oldal kialakítása az alábbi struktúra szerint valósulhatna meg. Osztott ágon érkezne az első nagynyomású turbinához felé a gőzfejlesztőkből a folyamatos hő bevezetés hatására termelődő friss gőz. A terheléeloszlásának lehetőségét is biztosítjuk a saját strukturális kialakításunkban annak érdekében, hogy egyes névleges üzemállapotoktól eltérő igények kiszolgálására is rugalmasan viselkedjen a rendszer. Ami fontos, hogy ebben az esetben figyelembe kell vennünk egy minimális tömegáramot, ami felveszi a reaktorból érkező hőmennyiség mértékét, mivel ennek csökkentett mértékben történő kivitelezése súlyos üzemviteli problémákhoz vezethetne, így csak bizonyos határok betartása mellett lehet működőképes az ehhez hasonló üzemállapot. A névleges üzemállapothoz tartozó gőztömegáram 480 kg/s a főágban, ami ideálisan kettéoszlik a 2 zárt hurokra, és közösen termelnek gőzt az adott turbinára. Fontos paraméternek számít az esetünkben még az egy körben a reaktorból bevezetett hőmennyiség mértéke, mivel nagyrészt ez határozza meg a turbinára érkező frissgőz termodinamikai paramétereit. Egy zárt hurokra 500 MW állandó jelleggel fennálló hőteljesítmény értendő, ahogyan azt a 3.2-es ábra is mutatja a demonstrációs modell strukturális rajzán. Továbbá érdekes megállapításokat tehetünk a hélium közeggel kapcsolatosan, mivel nemesgáz mivolta révén könnyen megszökhet a rendszerből, így további biztonsági és redundancia-beli előírások és szabályozások válhatnak szükségessé az alkalmazásával kapcsolatosan. Ennek ellenére, a megnövekedett hőmérsékleti körülmények miatt, használata szükségessé válik, mivel az összes elem közül a hélium forráspontja a legalacsonyabb, így biztosítottá válik a tökéletes hűtőközegként való alkalmazása a primer hurkokban. Néhány kísérleti atomreaktorban már héliumot használtak hűtőközegként, aminek fő alkalmazási oka a hélium viszonylag nagy hőkapacitása és kémiai

közömbössége. A modellalkotás során a gőzfejlesztőket egyszerű hőcserélőkkel modelleztük, aminek legfőbb oka a szoftverkörnyezet alkalmazási korlátja. A dupla hurok alkalmazását többek között a biztonsági előírások, a redundancia biztosítása indokolja, illetve az, hogy a turbinára üzemi körülmények között minden esetben frissgőzt kell juttatnunk a kielégítő és üzembiztonságot feltételező működéshez, így ez által egy hurok esetleges kiesése esetén is biztosítottá válik a turbina frissgőzzel való ellátása. A gőzfejlesztőből a turbina felé 170 bar-os, 570°C-os frissgőz érkezik.

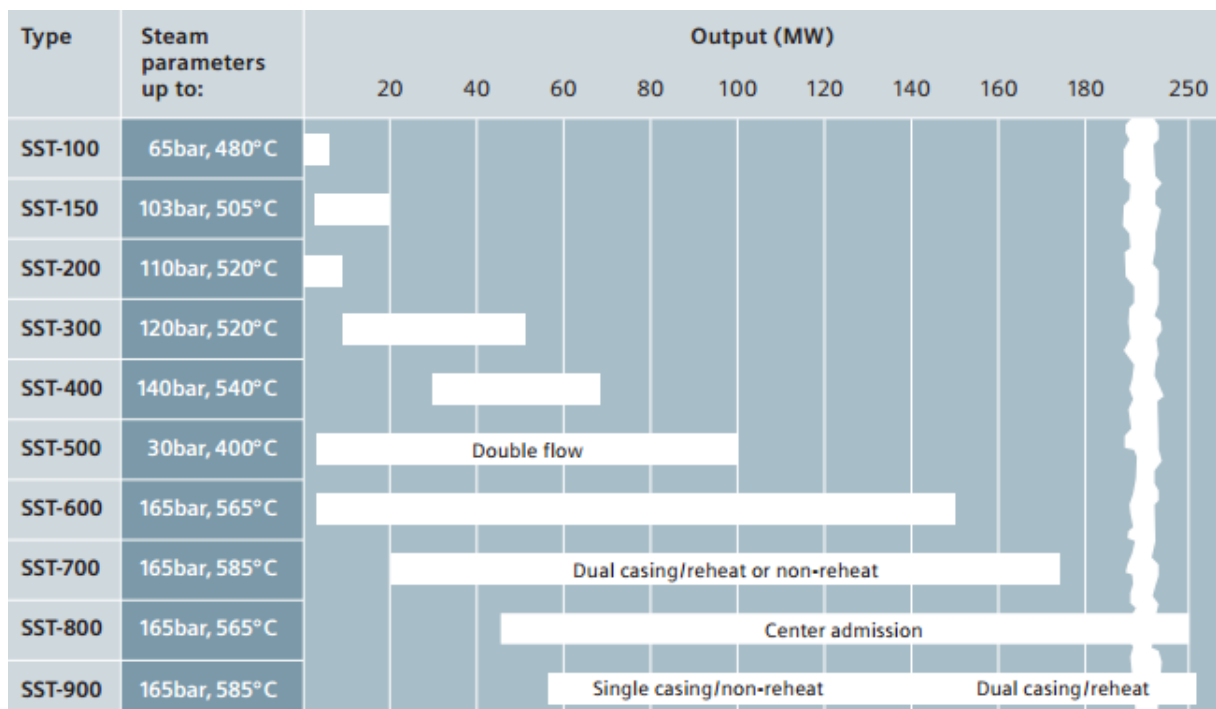


14. ábra: Hélium-hűtésű zárt primer-hurok kialakítása

3.2.2. A TURBINÁK RENDSZERHEZ VALÓ CSATLAKOZÁSÁNAK KIALAKÍTÁSA

A turbinák kialakításának és üzemeltetésének létfontosságú szerepe van a körfolyamat megfelelő kivitelezésében. Ez abból fakad, hogy ezeknek az expanziós gépeknek

kell fogadniuk a magas termodinamikai paraméterekkel rendelkező friss gőzt, ezáltal olyan anyagszerkezetbeli kialakításra van szükség, ami képes a megnövekedett hőmérsékleti határok mellett is biztosítani a turbinák biztonságos üzemvitelét. Manapság ilyen magas paraméterekkel rendelkező közegek fogadására kiváló anyagminőségből készült króm-nikkel lapátokat alkalmaznak. Ennek ellenére a megnövekedett hőmérsékletek indokoltá tehetik a nikkel bázisú szuperötvözetek, esetleg a titán, ötvöző anyagként való felhasználását. Folyamatos monitorozásra van szükség annak érdekében, hogy ne keletkezzen üzemviteli probléma. Ezek többek között a rezgésvédelmi előírások betartására vonatkozó mérések, illetve a végfokozatok fokozott ellenőrzése. Több értékelési szempont kimenetében is a pénzügyi megtérülés játszik domináló szerepet, hiszen egy adott konstrukció annál több hasznot termel, minél hosszabb ideig vagyunk képesek azt üzemeltetni, viszonylag kevés karbantartási munkát adódik, illetve az folyamatosan névleges üzemállapotban üzemel. Ezzel az elérni kívánt célunk középpontjába a költségoptimalizálás, a profitmaximalizálás kerül. Maga a turbina 2 házas kivitelű, a 2 ház között pedig újrahevítés biztosítja a másodlagos turbinán végzett munka optimális kihasználását. A rendszer egészét vizsgálva megkülönböztetjük a generátor oldalról megcsapolt villamosenergia mennyiségét, amit a hálózatra küldés érdekében akarnak maximalizálni, annak függvényében, hogy az egyes turbinamegcsapolások kellő mértékben el tudják látni fűtőgőzzel az előmelegítő-sorok lépcsőzetes és fokozatos előmelegítését. Az egyes megcsapolások minőségi és mennyiségi jellemzőivel részletesebben a hő-kiadási körök megvalósításának módjai kapcsán foglalkozunk. A modell teljességének érdekében a felmerülő paraméterek mellett szükségessé vált egy valós turbinát választani katalógusadatok alapján. Ehhez segítségünkre volt a Siemens által felkínált ipari gőzturbinák modell-katalógusa, ami a 15. ábrán található meg, ahol a következő turbinák közül választhattunk [3d]:



15. ábra: Siemens ipari gőzturbina katalógus kínálata [3d]

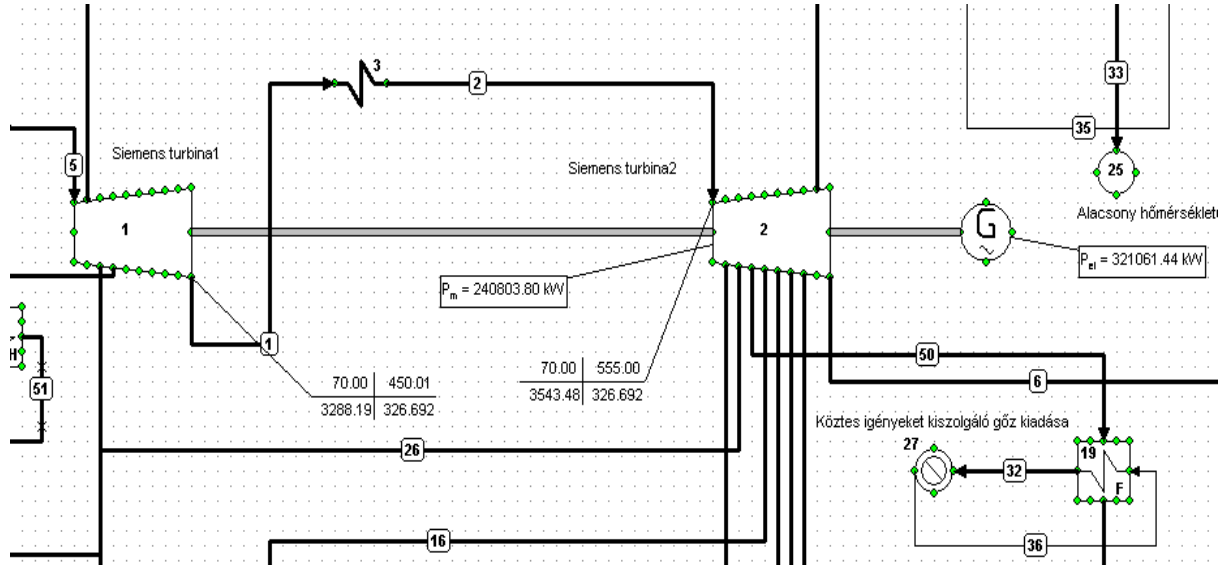
A fenti katalógus alapján egyértelműen adódik, hogy az újrahevítéssel rendelkező és termodinamika paramétereknek is eleget tevő turbina típus számunkra a SST-900-as lesz.

Ennek függvényében a választott turbinára jellemző paramétereket a 2. táblázat foglalja össze:

<i>Jelölés</i>	<i>Megnevezés</i>	<i>Érték</i>	<i>Mértékegység</i>
P_{ki}	Kiadott villamos-energia	250	MW
n	Fordulatszám	3000-3600	fordulat/perc
T_1	Az első turbinára érkező frissgőz hőmérséklete	585	°C
T_{UH}	Újrahevítési hőmérséklet	580	°C
k	Megcsapolási lehetőségek száma	7	-
p_{UH}	Újrahevítés állandó nyomása	60	bar
p_{kond}	Kondenzátorban uralkodó nyomás	0.6	bar

2. táblázat: A választott turbinára jellemző paraméterek összefoglalása

Ehhez kapcsolódóan a saját modellünkben megvalósuló struktúra a felhasznált turbina konstrukciót figyelembe véve:



16. ábra: Turbina strukturális megvalósítása a modellben.

A modellben megvalósuló turbina konstrukcióra érvényes termodinamikai állapotjelzőket és paramétereiket a 3. táblázat tartalmazza:

<i>Jelölés</i>	<i>Megnevezés</i>	<i>Érték</i>	<i>Mértékegység</i>
P_{ki}	Kiadott villamos-energia	321	MW
n	Fordulatszám	3000	fordulat/perc
T_1	Az első turbinára érkező frissgőz hőmérséklete	570	$^{\circ}\text{C}$
$T_{\text{ÚH}}$	Újrahevítési hőmérséklet	555	$^{\circ}\text{C}$
k_1	Megcsapolások a nagynyomású turbinán	3	-
k_2	Megcsapolások a közép-kisnyomású turbinán	8	-
$p_{\text{ÚH}}$	Újrahevítés állandó nyomása	70	bar
p_{kond}	Kondenzátorban uralkodó nyomás	0.04	bar

3. táblázat: A modellben megvalósuló turbina konstrukció paramétereit

3.2.3. HŐKIADÁSI KÖRÖK MEGVALÓSÍTÁSÁNAK MÓDJAI

Ebben a fejezetben a fő célunk megvalósításának részletezésére kerül sor, mivel a hálózatra kiadott villamosenergia mellett a modellben megoldhatóvá tettük az egyes ipari létesítmények, jelen esetben a Chemelot site-hoz kapcsolódó vizionált hőkiadási séma megvalósítását. Ennek a rendszerhez való illesztése meghatározó szerepet játszik a kiadott villamosenergia mennyiségében, hiszen el kell döntenünk, hogy melyik fokozatokról akarunk megcsapolást kivitelezni az ipari fogyasztók hőigényeinek kiszolgálására. Az alapfeltevésünk az, hogy 2 kört alakítanak ki, melyek megoszlanak magas termodinamikai paraméterekkel jellemezhető gőzkiadási körre és alacsony paraméterekkel rendelkező körre. A kialakítás szempontjából adódóan a magas-hőmérsékletű igényeket a nagynyomású turbina biztosítja az ipari fogyasztók számára, míg az alacsony-hőmérsékletű igényeket a közép- kisnyomású turbina szolgálja ki. Mivel úgy gondoltuk, hogy a 2 féle paraméterrel rendelkező gőzparaméterek teljes mértékben különböző igényeket szolgálnának ki, ezért a modellalkotás során kialakítottunk egy harmadik kört is, amely köztes igényeket képes kiszolgálni. Érdekessége a modell konstrukciós kialakításának, hogy a visszatérő ág képes lehet az egyes előmelegítési feladatok kielégítésére mind erőművi oldalon, mind ipari oldalon, ha arra az igény fennáll. A bizonytalanságokból fakadóan ezért ezt az ágot „rövidre zártuk”, azaz egy hőnyelővel modelleztük, a későbbi alkalmazásának rugalmas közbeiktatása érdekében.

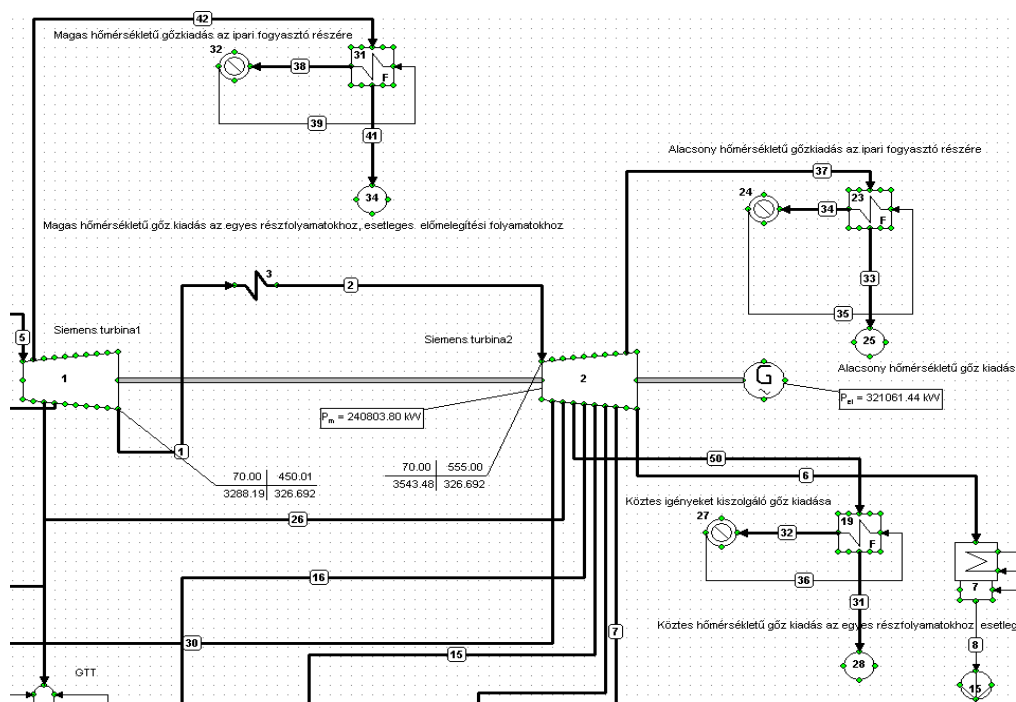
A kialakított hőkiadási körök jellemző paramétereit a 4. táblázat tartalmazza:

<i>Jelölés</i>	<i>Megnevezés</i>	<i>Érték</i>	<i>Mértékegység</i>
P_{magas}	Nagynyomású turbináról megcsapolt hőkiadási körre jellemző nyomásérték.	12	bar
T_{magas}	Nagynyomású turbináról megcsapolt hőkiadási körre jellemző hőmérsékletérték	540	°C
$P_{\text{köztes}}$	Középnomású turbinaszekcióból megcsapolt hőkiadási körre jellemző nyomásérték	3.5	bar
$T_{\text{köztes}}$	Középnomású turbinaszekcióból megcsapolt hőkiadási körre jellemző hőmérsékletérték	460	°C

p_{alacsony}	Kisnyomású turbinaszekcióból megcsapolt hő-kiadási körre jellemző nyomásérték	1.8	bar
T_{alacsony}	Kisnyomású turbinaszekcióból megcsapolt hő-kiadási körre jellemző hőmérsékletérték	340	°C

4. táblázat: Hőkiadási körökre jellemző termodinamikai paraméterek

Ennek függvényében jelen esetben egy hőkiadási kör megvalósítása a modellben a következőképpen alakult:



17. ábra: Hőkiadási körök megvalósítása a kialakított modellben.

3.2.4. A KONDENZÁTOR HŰTŐVÍZ KÖRÉNEK KIALAKÍTÁSA

A kondenzátor hűtővízkörének kialakításához feltételezzük, hogy a rendszerünket folyópart mellé létesítjük, így ez biztosítja a munkát végzett gőz kondenzációját. Számunkra ez a különösen megfelelő kialakítás, mivel az egyes ipari folyamatok hűtési igényeit is ki tudjuk szolgálni az optimálisan kialakított hűtőkörök alkalmazásával. Ezeknek a hűtőköröknek az összehangolása elősegítheti a költségminimalizálást

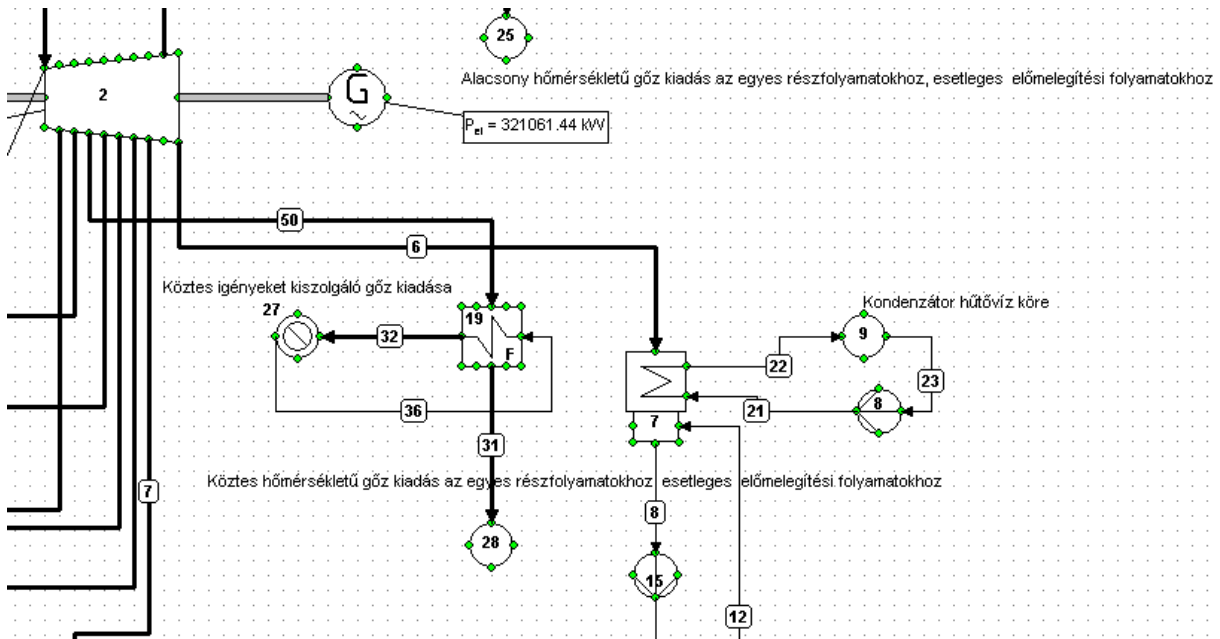
is, és így elkerülhetjük a problémás hűtőkörök kialakítását. Mivel a kondenzátor hűtővízköre nem volt szerves része a struktúra kivitelezésének, ezért egy egyszerű zárt hurokkal modelleztük, ahogyan azt több üzemelő atomerőműben is szokás, így ezt a részt korábbi tapasztalatokra építve applikáltuk bele a rendszerbe a teljesség érdekében.

A kialakított kondenzátor hűtővízkör strukturális felépítéséhez tartozó termodinamikai állapotjelzők és paraméterek a következőképpen alakultak:

<i>Jelölés</i>	<i>Megnevezés</i>	<i>Érték</i>	<i>Mértékegység</i>
$T_{\text{hűtő}}$	Hűtőközeg hőmérséklete	15	°C
p_{kond}	Kondenzátorban uralkodó nyomás	0.04	bar
$\eta_{\text{sziv,b}}$	Szivattyú belső hatásfoka	0.77	-
$\eta_{\text{sziv,m}}$	Szivattyú mechanikai hatásfoka	0.98	-

5. táblázat: Kondenzátor hűtővíz-körére jellemző paraméterek összefoglalása

Ehhez kapcsolódóan a saját modellünkben megvalósuló struktúra a felhasznált kondenzátor hűtővízkör megvalósítására:



18. ábra: Kondenzátor hűtővíz körének strukturális kialakítása

3.2.5. TÁPVÍZ-ELŐMELEGÍTŐ SOROK KIALAKÍTÁSAI, GÁZTALANÍTÓS TÁPTARTÁLY KÖZBEIKTATÁSSAL

A modellünkben szereplő tápvíz-előmelegítő sorok kialakításához a korábbi, már üzemelő atomerőművek tapasztalataiból kiindulva, szokványos módon valósítottuk meg a kisnyomású előmelegítő sorok, a közbeiktatott gáztalanítós táptartály és a nagynyomású előmelegítő sorok kialakítását. A tápvíz-előmelegítő sorok kialakítása és optimális összehangolása nem tartozott a feladatkiírásban szereplő teendőink közé, strukturális kialakítása a körfolyamat teljességének érdekében történt. Az egyes előmelegítő sorok demonstrációs jellege nem feltétlen tükrözi a valóságot, mivel egyes üzemelő erőművekben a jól kialakított előmelegítő sorok működését sokkal több hőcserélő együttes munkája biztosítja. Továbbá az egyes hőcserélők között ki-

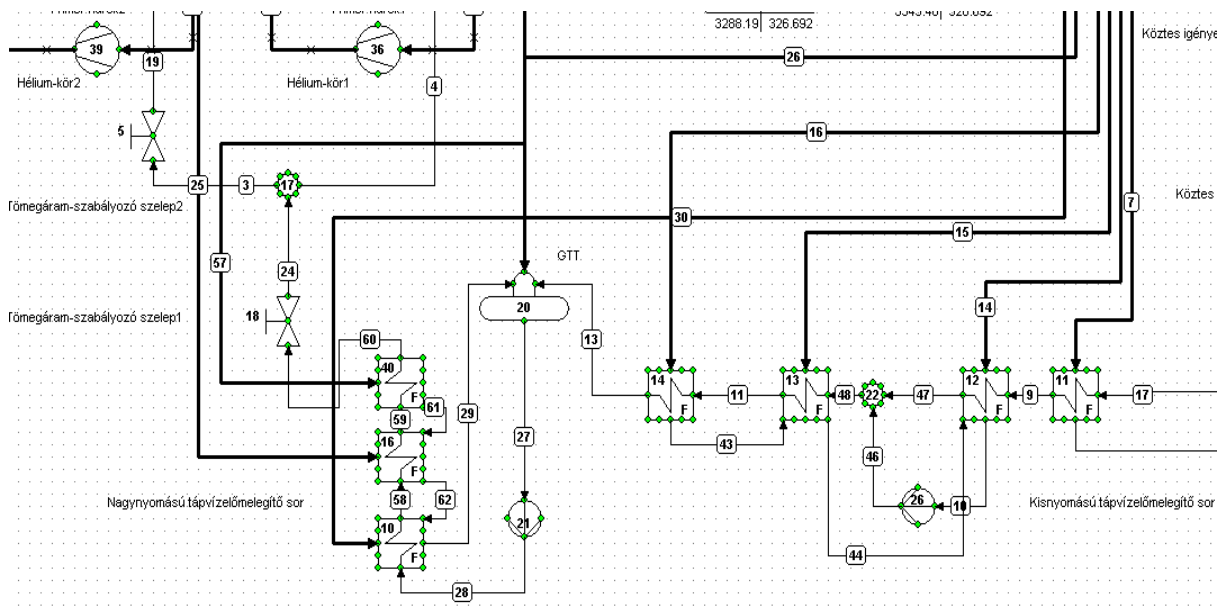
sebb nyomásnövekedés figyelhető meg a modellünkben szereplő lépcső kialakításához képest. Viszont egy, az általunk modellezett hőcserélő szimbolizálhat a valóságban egy komplett tápvíz-előmelegítési sort egy adott kiinduló nyomásról, egy adott célérték érdekében.

Ennek függvényében az egyes előmelegítési paraméterek a következőképpen adódtak a modellben, amit a 6. táblázat foglal össze:

Jelölés	Megnevezés	Érték	Mértékegység
$p_{\text{kisny},1}$	1. Kisnyomású előmelegítőtől kilépő nyomás	0.37	bar
$p_{\text{kisny},2}$	2. Kisnyomású előmelegítőtől kilépő nyomás	1	bar
$p_{\text{kisny},3}$	3. Kisnyomású előmelegítőtől kilépő nyomás	2.3	bar
$p_{\text{kisny},4}$	4. Kisnyomású előmelegítőtől kilépő nyomás	5.8	bar
GTT	GTT-ben uralkodó nyomásérték	7	bar
$p_{\text{nagyny},1}$	1.Nagynyomású előmelegítőtől kilépő nyomás	18	bar
$p_{\text{nagyny},2}$	2.Nagynyomású előmelegítőtől kilépő nyomás	90	bar
$p_{\text{nagyny},3}$	3.Nagynyomású előmelegítőtől kilépő nyomás	100	bar

6. táblázat: Tápvíz-előmelegítési sorokhoz tartozó nyomásértékek.

Tápvíz-előmelegítési sor konstrukciós kialakítása a modell szerint:



19. ábra: Tápvíz-előmelegítési sor konstrukciós kialakítása

3.2.6. FŐ PARAMÉTEREK ÖSSZEFOGLALÁSA

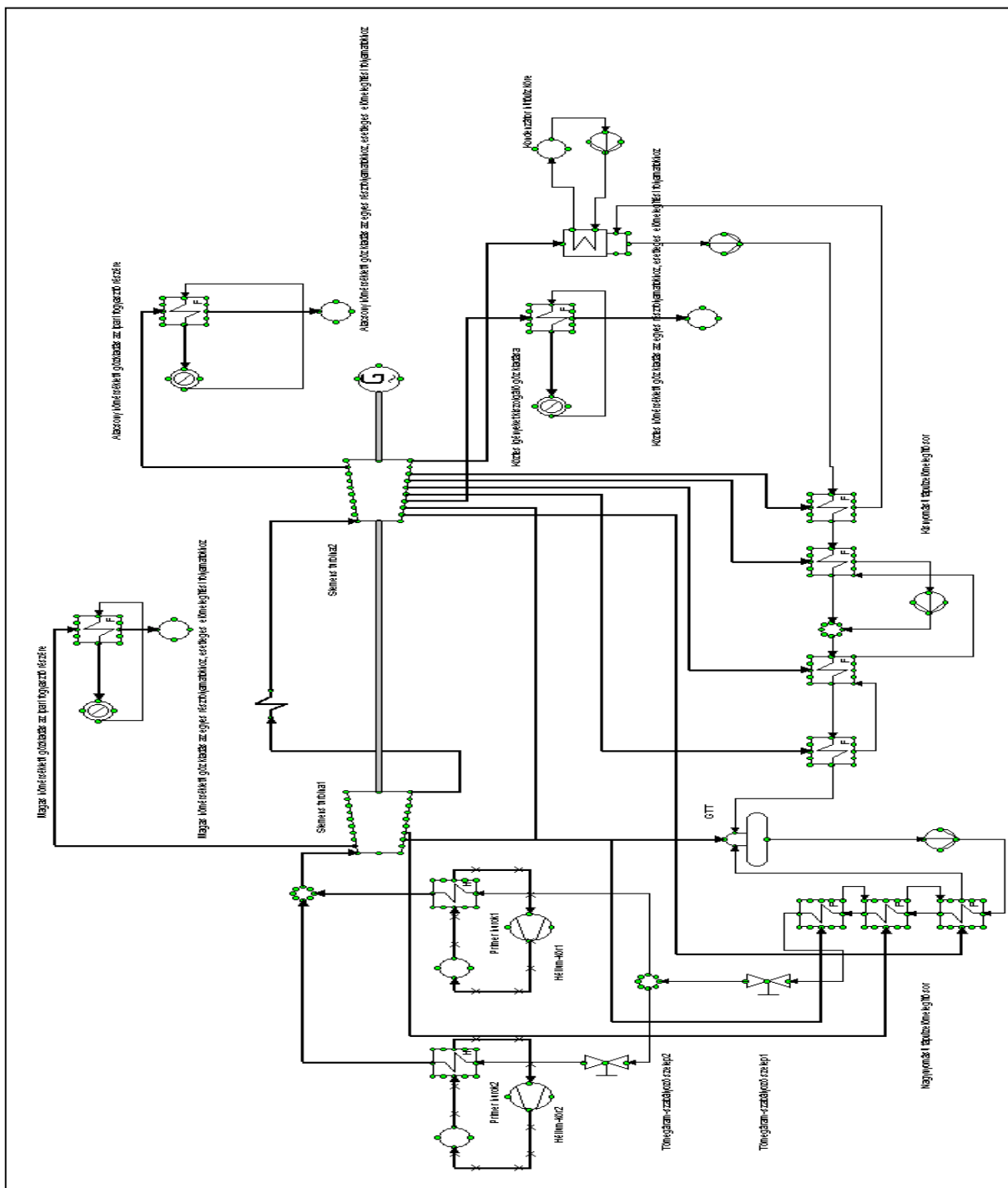
A korábban ismertetett modell definíciójából kiindulva az általunk megvalósított modell paraméterei nagyrészt ideális esetre értendőek, és több veszteség-formulát is elhanyagoltunk, így fontos megjegyezni, hogy a modell nem a valóság, ennek függvényében a saját modellünk számításai alapján kapott főbb termodinamikai eredmények a következőképpen alakultak:

<i>Jelölés</i>	<i>Megnevezés</i>	<i>Érték</i>	<i>Mértékegység</i>
p_1	Frissgőznyomás	169	bar
T_1	Frissgőz hőmérséklet	570	°C
p_{UH}	Újrahevítési nyomás	70	bar
T_2	Újrahevített gőz hőmérséklete	555	°C
p_{kond}	Kondenzátor nyomása	0.04	bar
P	Kiadott villamos-energia mennyisége	321	MW
Q_1	Kiadott hő-telejesítmény az első körben	150	MW
Q_2	Kiadott hő-telejesítmény a második körben	100	MW
Q_3	Kiadott hő-telejesítmény a harmadik körben	50	MW

20. ábra: Fő paramétereket összefoglaló táblázat

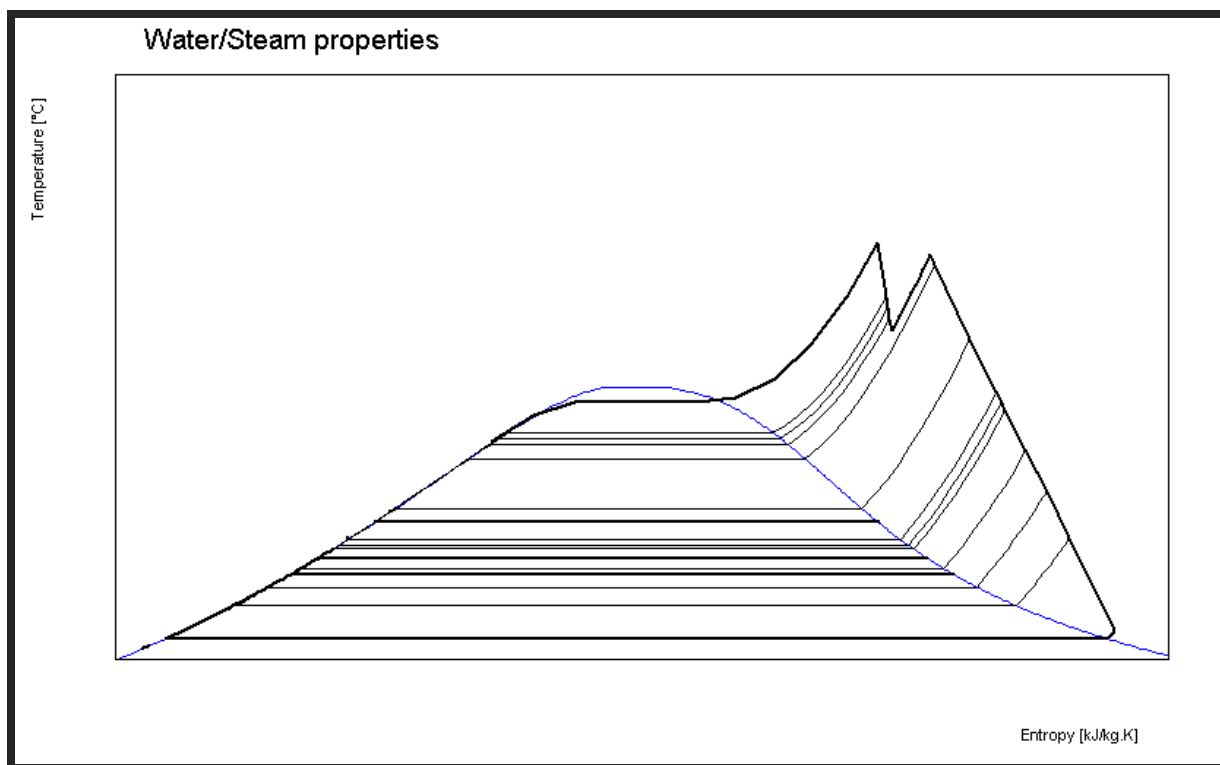
3.3. A megvalósított demonstrációs modell

3.3.1. KAPCSOLÁSI RAJZ



21. ábra: A modell összegzett kapcsolási rajza.

3.3.2. A MEGVALÓSÍTOTT DEMONSTRÁCIÓS MODELLHEZ TARTOZÓ T-S DIAGRAM



22. ábra: A megvalósuló körfolyamat összegzett T-s diagramja

4. GAZDASÁGI SZÁMÍTÁSOK ÉRTÉKELÉSE

4.1. A gazdasági számítás alapjainak bemutatása

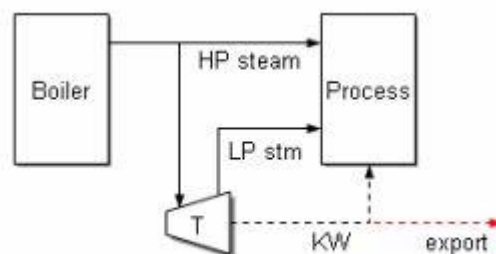
A folyamathő és a gőz pontos árának meghatározása kapcsolt energiatermelés esetén régóta foglalkoztatja a mérnököket, közgazdászokat, és erre a kérdésre nagyon nehéz megtalálni a helyes választ. A probléma egyik forrása, hogy nagyon sok, szinte végtelen minőségben –nyomás, hőmérséklet- állítható elő, és e paramétereket általában a végfelhasználó igényeihez kell igazítani. A következő probléma az, hogy az előállított energiamennyiséget nem lehet nagy távolságra szállítani, és nehéz tárolni. Ebből következik az egyik leglényegesebb probléma, mivel az előállított terméket

fixen, egy adott felhasználóhoz kell eljuttatni, ezért nem jelenik meg mint piaci termék, és így nincs is lehetősége a piacnak a termék beárazására, szemben az energiapiac egyéb szegmenseivel, mint például villamos energia tőzsdei kereskedelme vagy a földgázpiac. Számos elmélet létezik ezzel a problémával kapcsolatban, de egyik sem ad univerzális megoldást az előttünk álló problémára [4a].

Ilyen létező elméletek:

- A kiadott hő árát az elveszett egyéb energiatermelési lehetőség –általában villamos energia- alternatíva költségéből számoljuk.
- A kiadott hő árát a végfelhasználói folyamat határozza meg, a termelésnek az ott hozzáadott értékével azonos.
- Egyéb alternatív hőképzési eszközben –például gázbojler- előállított, megegyező minőségű gőz előállítási költségével számolunk.

Ezen elméletek egyike sem nyújt teljes körű megoldást, mivel mindegyik rendelkezik valamilyen kisebb hibával, mint például az előállított végtermék ára negatív lesz, nem ismerjük a végfolyamatok pontos összetételét, többféle felhasználás is van egyszerre, nem a pontos előállítás költséget adja meg nekünk, csak annak egy alternatívaköltségét. Az előttünk álló kapcsolási típust az alábbi sematikus ábra szemlélteti, melyről látható, hogy a gőzigényt igazítjuk a folyamathoz, míg az áramtermelés esetleges igényektől való eltérését a piacon kompenzáljuk.



23. ábra: Kapcsolt energiatermelés sematikus váza [4b]

Az előttünk álló problémát tovább nehezíti, hogy el kell döntenünk, az eddig megvalósított esetekre is nehezen és nem egyértelműen alkalmazható metódusok közül melyik legyen számunkra az, amely segítségével majd modellezzük az előttünk álló teljesen új konstrukciót. A választásunk hosszas megfontolás után a harmadik lehe-

tőségre esett. Ezt többek közt az indokolja, hogy a végfelhasználási termékek eléggé széles skálán mozognak, így azokból nem lehet kiindulni, másrésről rendelkezésünkre áll egy jelentős gázbojler kapacitás, amely adott esetben tényleges alternatívaként szolgálhat gőztermelés terén.

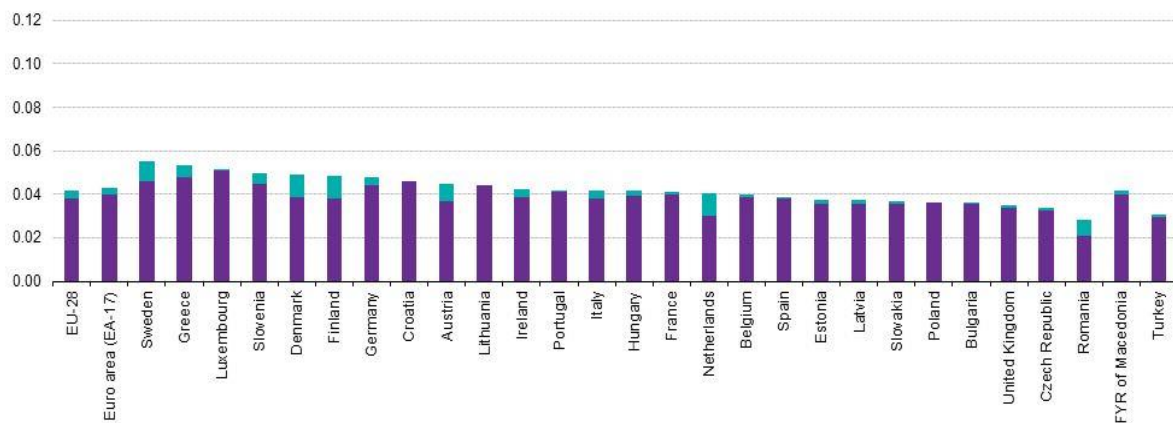
Első lépésben a jelenlegi helyzetet kívánjuk bemutatni, következő lépésben ennek megvizsgáljuk egy jövőbeli gazdasági helyzetét. A jövőbeli helyzet kapcsán figyelembe vesszük a gázárak lehetséges alakulását, a kibocsájtott széndioxid mennyiségre eső esetleges adókat, egyéb terheket. Ezután megvizsgáljuk azt az eshetőséget is, melyben egy HTR blokkot kapcsolunk be a rendszerbe, és azzal vizsgáljuk hosszútávon az energiatermelés költségeit.

A számításunk során az alábbi egyszerűsítéseket alkalmaztuk. Az előállított villamosenergia-különbözettel úgy számolunk, mintha azt teljes egészben eladnánk, mert a jelentkező igénytől függetlenül, - a mi termelésünk akár meghaladja, akár az alatt van annak,- a piacon kompenzálódik a különbözet. A felmerülő hőigényt időben konstansnak tekintjük, mind éves szintű változások esetén, mind a pillanatnyi hőigényt tekintve. Bár a valóságban elképzelhető, hogy az általunk vizionált időtávban ilyen téren változás lesz –bizonyos folyamatok kiesnek, átalakulnak-, mi ezt nem vesszük figyelembe a számítások egyszerűsége érdekében. A rendszer egyéb paramétereit is állandónak tekintjük, így mi nem számolunk olyan esetleges változásokkal, hogy más mennyiségű energia kerülne vissza a telephely felől, vagy bármi egyéb változás történne, mi kizárólag a hőigénynek a jelenlegi kogenerációban előállított hőmennyiséggel való kiváltásával foglalkozunk. Egy blokknak az éves működési óraszámát 8000 órának tekintjük, ez megfelel a napjainkban alkalmazott 11/12-es load faktornak [4a].

4.2. A jelenlegi helyzet bemutatása

Mint azt a korábban bemutatott 11. ábrán láthatjuk, a telephely teljes földgáz felvásárlása 819MW. Ez az igény természetesen időben változhat, de a számítások egyszerűségére és a demonstrációs jellegre való tekintettel ezt konstansnak feltételezzük. Ebből a mennyiségből 200MW azonnal a végfelhasználókhoz kerül, mint egyéb folyamatok alapanyaga, ezzel a későbbiekben nem is kívánunk foglalkozni. A fennmaradó mennyiségből 444MW a kapcsolt energiatermeléses egységet táplálja, míg 175MW a bojlerekhez kerül. Mivel elsőre zavarónak tűnhet, hogy a földgáz megawatt mértékegységben szerepel, továbbá az árak sem ilyen mértékegységben kerülnek megadásra, így átszámítjuk ezt először Nm^3/h -ra, majd onnan egész éves költségekkel fogunk tovább számolni. A földgáz égéshőjét $36 \text{ MJ}/\text{Nm}^3$ -nek tekintjük, tehát 1 Nm^3 gáz 10kWh energiának felel meg, így az energiatermeléshez eljutó 619MW gázteljesítmény $61900 \text{ Nm}^3/\text{h}$ megvásárolt földgáznak felel meg. Ebből a mennyiségből $44400 \text{ Nm}^3/\text{h}$ kerül a gázturbinához. Éves szinten, 8000 órás kihasználtságot feltételezve, ez közel 355 millió Nm^3 felhasznált földgázt jelent. Ennek a segítségével az előállított végtermékek: 180MW villamos teljesítmény és 220MW hő teljesítmény, amely egy $100\text{t}/\text{h}$ tömegáramú, $1,8\text{MPa}$ nyomású, 300°C -os és egy $120\text{t}/\text{h}$, 14MPa , 525°C -os gőzből áll.

A telephely a földgázt az európai piacról szerzi, így az ott uralkodó árak határozzák meg a felvásárlási árat. A gázárak forrásának az eurostatot használtuk, ezen az oldalon a legfrissebb adatok a 2013-as év átlagos gázárára vonatkoznak. Az itt közölt árak dimenziója nem Nm^3 , hanem kWh , így innentől kezdve a könnyebb érthetőség érdekében mindkét - Nm^3 és kWh - mértékegységet használjuk. Az árak országok szerinti bontásban a 24. ábrán láthatóak:

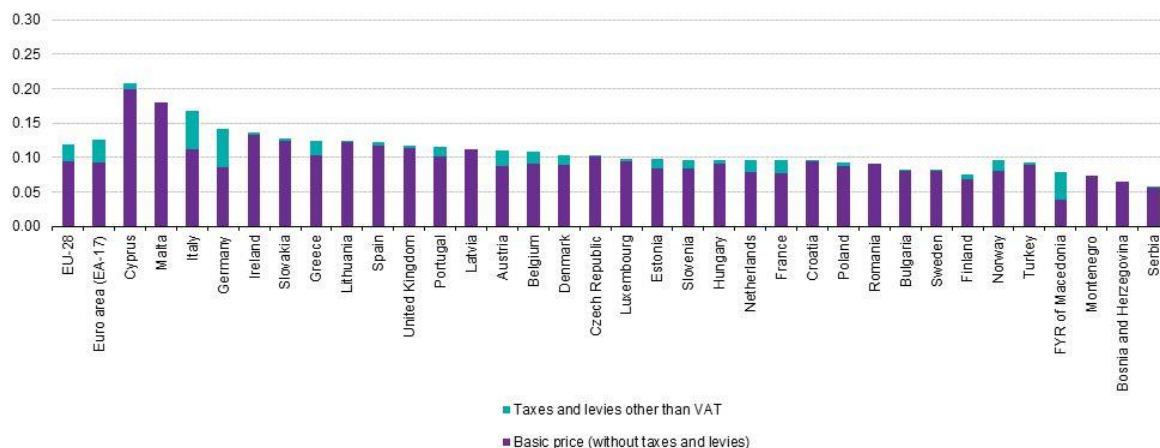


24. ábra: 2013 első félévének gázárjai Európában [4c]

Mivel az általunk vizsgált telephely Hollandiában található, az ottani árakkal számolunk, amely 0,04 euro/kWh [4c]. Mint ez fentebb is látható, nincs jelentős eltérés a gázárak tekintetében, és az árak az általunk vizsgált helyen is megfelelnek az európai átlagnak.

Elsőként tekintünk csak a gázturbinás, hő és villamos teljesítményt kiadott blokk gazdaságosságát. Ehhez azt az egyszerűnek tűnő képletet fogjuk alkalmazni, hogy vesszük a kiadások –megvásárolt földgáz ára, karbantartási költségek- és bevételek – eladott végtermékek ára- különbözetét. Kiadások terén azért nem számolunk jelen esetben beruházási illetve leírási költséggel, mert ez a blokk régebben épült, ezért úgy tekintjük, hogy az építkezés költségei már leírásra kerültek. A kiadási oldalra felírható, hogy a felhasznált földgáz energiamennyisége $8000 \text{ h} \cdot 444 \text{ MW} = 3\,552\,000 \text{ MWh}$. A fenti gázzal számolva, ha ezt átváltjuk pénzegységre, megkapjuk, hogy ez éves szinten 142 080 000 euró. A karbantartási és egyéb költségek számos tényezőből állnak össze –gépeken végzett munkálatok, bérköltségek, irodai költségek – és ezek egy része függ az energiatermeléstől, más része pedig független. Mi a továbbiakban, mivel fixnek vesszük az általunk termelt energiát, úgy számolunk, mintha ez a költség 0,01 euro/kWh lenne. Éves szinten ez az erőműnek 35 520 000 euró költséget jelent. A bevételek meghatározása már bonyolultabb feladat, mert- amint ezt már korábban említettük - nincs konkrét ára a folyamathőnek. A megtermelt villamos

energia értéke a tőzsdei átlagárak szerint számolható, amelyek szintén eurostat forrásból származnak és az 25. ábrán láthatóak:



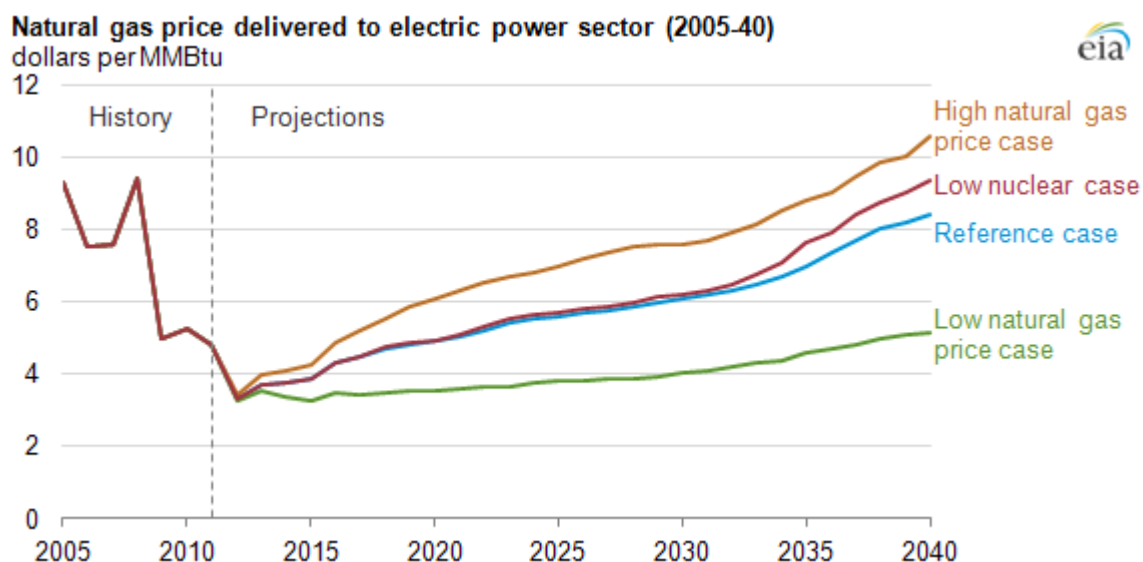
25. ábra: 2013 első felélének villamosenergia árai Európában [4c]

A holland ár –mint a gáz esetében- szintén megfelel az európai átlagnak, inntől kezdve ennek jelenlegi árát 0,1 euro/ kWh-nak tekintjük. Az előállított áram értéke tehát $180\,000\text{ kW} \cdot 8000\text{ h} \cdot 0,1\text{ euro/kWh} = 144\text{ millió euro}$. A kiadott folyamathó értékét az alternatív előállítási folyamatokból számoljuk [4c]. A kiadott gőz két esete közt nem teszünk különbséget, az összes kiadatott teljesítményt vizsgáljuk, amely 220MW. Az erőműben működő gázbojlerek hatásfoka 88%-osnak mondható [2p]. Ha ezek segítségével szeretnénk előállítani ezt a teljesítményt, ahhoz 250MW gázteljesítményre lenne szükség, amely éves szinten $250\,000\text{ kW} \cdot 8000\text{ h} \cdot 0,04\text{ euro/kWh} = 250\text{millió euro}$ költséget jelentene, tehát a mi számításaink szerint ennyi az értéke a kiadott gőznek.

A fentieket összegezve az erőmű becsült összkiadása $142,08+35,52=177,6$ millió euró, míg végtermékek értéke $144+80=224$ millió euro. Ezekből látható, hogy gazdaságosan működik az erőmű, de mivel mi számos tényezőt nem vettünk figyelembe, így a pontos értékek az általunk számítottaktól eltérhetnek.

4.3. Jövőbeli gáztüzelésű eset víziója

Mivel az általunk elképzelt erőműi felállást csak később terveznénk üzembe helyezni, továbbá a működési és leírási idejét 60-80 év körülinek tekintjük, ezért számunkra a jelenlegi kapcsolás gazdaságossági helyzete nem az aktuális gáz- és áram árak mellett érdekesek, hanem a prognosztizált értékeken. A karbantartási és egyéb költség-elemeket a jövőre vonatkozóan úgy számoljuk, mintha az inflációval megegyező mértékben növekedtek volna. Rövidtávon elképzelhető, hogy ez nem fogja tükrözni a költségek jövőbeni változását, de a bérköltségek változását nagyjából helyesen tükrözi, és hosszútávon a karbantartási költségeket is jól mutatja. Az inflációs rátát hosszútávon 2%-nak tekinthetjük, az amerikai központi bank is ilyen értéket prognosztizál 30 éves időtávlatban. A gázárak alakulásának Amerikára vonatkozó becslését az Európai árak tekintetében, mi is ezt a trendet vettük figyelembe, amit a 26. ábra mutat be.



26. ábra: Gázár jövőbeli prognosztizált értéke

Az így rendelkezésünkre álló adatokból már meg tudjuk becsülni a jelenlegi felépítés jövőbeli gazdaságossági viszonyait.

A bojlerok által előállított hő ára csak a gáz árától függ. A mi esetünkben a gázbojlerok karbantartási költségével nem foglalkozunk, az minden vizsgált esetben konstans lesz, nem befolyásolja az eredményeinket. Mivel a kiadásra kerülő folyamathő árát az alapján határoztuk meg, hogy mennyi ennek az előállítási költsége, így a kiadások és a bevételek minden esetben megegyeznek egymással.

A jövőre prognosztizált értékek segítségével az alábbi táblázatot készítettük el, melyen láthatók 5 éves időtartamokra lebontva az egyes évekre vonatkozó kiadások, bevételek, és ezek különbsége, a profit is.

Év	Kiadás				Bevétel			Összesen	Profit
	Karbantartási és egyéb költség	Gázár	Tüzelőanyag költség	Összesen	Villamos energia ára	Bevétel	Hő bevétel		
2014	35,52	0,04	142,08	177,6	0,1	144	80	224	46,4
2020	40,00128913	0,047	166,944	206,945289	0,11	158,4	94	252,4	45,45471
2025	44,16465543	0,052	184,704	228,868655	0,12	172,8	104	276,8	47,93134
2030	48,76134824	0,06	213,12	261,881348	0,135	194,4	120	314,4	52,51865
2035	53,83646854	0,071	252,192	306,028469	0,15	216	142	358	51,97153
2040	59,43981142	0,081	287,712	347,151811	0,16	230,4	162	392,4	45,24819

7. táblázat: Előrejelzés

4.4. HTR-ral kapcsolt eset vizsgálata

Az általunk szimulált eset gazdasági háttérét szeretnénk a következőkben bemutatni. HTR reaktorokkal kapcsolatban kiemelten nehéz gazdasági számítást végezni, mert közel sem építettek belőlük olyan számban, mint a napjainkban leginkább elterjedt könnyűvízes reaktorokból. Az általunk felhasznált adatok forrása az amerikai INL által készített tanulmány, amely a NGNP –Next Generation Nuclear Plant, következő generációs atomerőmű- programjában részletesen is foglalkozik a magas hőmérsékletű, gázhűtéses blokkok beruházási, üzemelési és leszerelési költségeivel. Mivel a jelentés amerikai, a mi számításaink pedig idáig euro alapon folytak, így a költségele-

meket mindkét valutában feltüntetjük. Az átváltási árfolyamnak az idei év októberit tekintjük, amely esetén 1 dollár 0,8 eurónak felelt meg.

A számítás részletesen bemutatja az egyes beruházási költségelemeket, becslést ad az üzemanyagköltséggel kapcsolatban is, továbbá több különböző zónakilépő hőmérsékletet vesz figyelembe, ám ezek közül számunkra csak a 750°C-os eset lesz mérvadó. Két különböző teljesítményre végezték el a becslést, 350 és 600MW hő teljesítményre. Az általunk létesíteni kívánt blokk beépített teljesítménye 500 MW, és 2 blokkot szeretnénk elkészíteni, így mi valamely köztes értéket fogunk alkalmazni. Mivel az ipartelep hőkiszolgáló- és villamosenergia- termelő egységeit már meglévőnek tekintjük, így a mi esetünkben a Rankine ciklus kiépítésével nem foglalkozunk.

Az INL a teljes beruházási költséget 3 főbb elemre bontja, direkt, indirekt, és úgynevezett esetleges költségelemekre. Ezek belső felépítésével nem kívántunk részletesen foglalkozni, mert számunkra csak a teljes beruházási költség a lényeges. A kalkulált költségek 600 és 350 MW hőteljesítmény és 750 °C kilépő hőmérséklet esetén az 27. ábrán láthatóak.

Power Level	Item	Modules ROT	750
600 MWt	Preconstruction Costs		233.50
	Direct Costs – No Power Cycle		939.19
	Direct Costs – Brayton Cycle		1419.33
	Direct Costs – Rankine Cycle		1152.68
	Indirect Costs – No Power Cycle		1553.68
	Indirect Costs – Brayton Cycle		1829.58
	Indirect Costs – Rankine Cycle		1676.35
	Contingency – No Power Cycle		545.27
	Contingency – Brayton Cycle		696.48
	Contingency – Rankine Cycle		612.51
	TCI – No Power Cycle		3271.65
	<i>\$/kWt</i>		<i>5452.74</i>
	TCI – Brayton Power Cycle		4178.89
<i>\$/kWt</i>		<i>6964.82</i>	
TCI – Rankine Power Cycle		3675.04	
<i>\$/kWt</i>		<i>6125.06</i>	
350 MWt	Preconstruction Costs		233.50
	Direct Costs – No Power Cycle		698.97
	Direct Costs – Brayton Cycle		1048.72
	Direct Costs – Rankine Cycle		862.02
	Indirect Costs – No Power Cycle		1415.64
	Indirect Costs – Brayton Cycle		1616.62
	Indirect Costs – Rankine Cycle		1509.33
	Contingency – No Power Cycle		469.62
	Contingency – Brayton Cycle		579.77
	Contingency – Rankine Cycle		520.97
	TCI – No Power Cycle		2817.73
	<i>\$/kWt</i>		<i>8050.65</i>
	TCI – Brayton Power Cycle		3478.61
<i>\$/kWt</i>		<i>9938.89</i>	
TCI – Rankine Power Cycle		3125.82	
<i>\$/kWt</i>		<i>8930.92</i>	

27. ábra: Atomerőmű teljes beruházási költsége [4d]

A fenti táblázatból látható, hogy a 600MW teljesítményű eset és a 350Mw-os eset közt csupán 450 millió dollár beruházási költség különbség van, tehát a nagyobb blokk-teljesítmények felé egyre inkább csökkennek a növekményköltségek. Ezek alapján arra a becslésre jutottunk, hogy egy 500MW hő teljesítményű blokk teljes beruházási költsége 3100 millió dollár (2480 millió euro) körül mozoghat. Továbbiakban a több blokkos kialakítás esetén a második blokk számítható úgy, hogy valamelyest alacso-

nyabb beruházási költségen tud megépülni, így a mi esetünkben a két blokk össz beruházási költségét kezelhetjük 6000 millió dollárnak (4800 millió euro).

Az üzemelési és egyéb költségeket úgy tekintették, hogy majdnem megegyeznek a két különböző teljesítményű esetekben, így mi is ezt az értéket fogjuk alkalmazni. A számítás megkülönböztet egyblokkos működést, illetve egy többletblokknak a költségeit külön tünteti fel. Ezek éves költségei az 28. ábrán láthatóak.

Item	Power Level Units	600 MWt		350 MWt	
		Single Unit	Additional Unit	Single Unit	Additional Unit
Payroll					
Site Staff Salary		24.22	4.50	24.22	4.50
Overtime		1.82	0.34	1.82	0.34
Retirement & Benefits		9.32	1.73	9.32	1.73
Bonus & Incentives		1.94	0.36	1.94	0.36
Payroll Tax		1.86	0.35	1.86	0.35
Total Payroll		39.16	7.28	39.16	7.28
NRC Fees		4.78	4.78	4.78	4.78
INPO Fees		0.71	0.18	0.71	0.18
NEI Fees		0.06	0.06	0.03	0.03
Insurance and Taxes		3.00	1.00	3.00	1.00
Material Supplies, Services, & Upgrades		5.00	5.00	3.00	3.00
Outage Costs		4.07	4.07	2.95	2.95
Administration & General Cost Overhead		3.00	3.00	3.00	3.00
Total Annual O&M Costs		59.78	25.37	56.63	22.22

28. ábra: Atomerőmű éves üzemköltsége [4d]

A fenti értékekből jól látható, hogy az általunk tervezett két blokk költségei éves szinten 82 millió dollár (65,6 millió euro) közelébe fognak esni.

Az üzemanyagköltség szinte teljes mértékben a beépített teljesítménytől függ, ezért ez esetben a 600MW-os teljesítményhez tartozó ár 5/6-át tekintjük számunkra relevánsnak. A kalkulált érték és annak összetevői az 29. ábrán láthatóak.

Reactor Phase Description	Annual Usage	NGNP/FOAK	
		Unit Cost	Annual Cost
Uranium Ore (U ₃ O ₈)	50,601 kg	\$106/kg	\$5,368,240
Uranium Conversion	42,909 kg	\$11/kg	\$455,217
Uranium Enrichment	42,909	\$122/SWU	\$6,035,534
Tails Disposal	41,413 kg	\$11/kg	\$439,346
Fuel Fabrication	1,496 kg	\$26,523/kg	\$39,677,660
Spent Fuel Storage	2,262 kg	\$233/kg	\$335,966
Spent Fuel Disposition	2,262 kg	\$3,293/kg	\$4,965,361
Total – Annual Cost			\$57,277,323

29. ábra: Éves üzemanyag költsége atomerőművek esetében [4d]

A kapott eredményből könnyen kiszámítható, hogy a mi esetünkben egy blokk költsége 47,73 millió dollár (38,184 millió euro) lesz évente, amely a mi két blokkunkat figyelembe véve 95,46 millió dollár (76,368 millió euro). A leszerelés költségével mi külön nem foglalkozunk, úgy tekintjük, hogy azok beépülnek az egyéb költségelemekbe. Már rendelkezésünkre állnak az adatok a gazdasági számítás elvégzéséhez, de még számos egyéb paraméterünk hiányzik. A beruházás megvalósításának érdekességét lehet vizsgálni nettó jelenérték számítás segítségével. Ez a gazdasági világban egy széles körben alkalmazott módszer annak a bemutatására, hogy egy beruházást, projektet érdemes-e megvalósítani vagy sem. A módszer lényege a következő: minden adott évben vesszük a ki- és befolyó várt pénzáramokat, ezeket visszaszámítjuk reálértelemre a referencia, azaz a 0. évre. Amennyiben a projekt végeztével ez az érték nagyobb, mint 0, abban az esetben a projektünk nyereségesnek mondható.

A beruházás időtartama természetesen nem pillanatszerű, és nem is tömöríthető egy gazdasági évbe. Úgy számoltunk, hogy 5 év alatt megy végbe a beruházás, ez idő alatt a tőkeköltségnek évenként eltérő mennyisége kerül felhasználásra, a mi esetünkben az évenkénti beruházás: 15, 20, 40, 15 és 10% arányban oszlanak meg. A rendszer üzemidejének 60 évet tekintünk, amely egy IV. generációs blokk esetén reális. A tőkehasználat „költségnek” nominál értelemben 6%-ot feltételeztünk, ami az általunk választott inflációs szint mellett 4%-os reálhozamot biztosít. Az üzemelési és

egyéb költségeket, továbbá az üzemanyagköltséget is úgy számoltuk, mintha pontosan az infláció mértékével nőnének [4e].

A földgáz - és villamos energia ilyen időtávra vonatkozó árának a meghatározása még nehezebb feladat. Senki nem készített még ilyen időtávra pontos becslést ezekről, főleg nem éves lebontásban, amire nekünk szükségünk lenne. Mivel a számításaink leginkább demonstrációs jellegűek, így mi az alábbi egyszerűsítést alkalmaztuk ezek terén: Azt feltételeztük, hogy a gáz ára lineárisan nő minden évben 0,0012 euro/kWhval, míg a villamos áram ára is hasonló lineáris növekedést mutat, a növekedés üteme 0,006 euro/kWh évente.

A nettó jelenérték számításához használt képlet az alábbi [4e]:

$$NPV = -F_0 \sum_{n=1}^N \frac{F_n}{(1 + r_{ait})^n}$$

Az xy táblázatban elvégzett számításból látható, hogy ez az érték 227 millió euro, tehát ha a dolgok pontosan így alakulnának, akkor a projekt összességében ennyi profitot termelne a számunkra.

Év	Gázár	villamos energia ára	karbantartási költség	tüzelőanyag költség	hőbevétele	villenerg bevétel	bevétel-kiadás nominális értéke	Reál érték
2020							-720	-720
2021							-960	-
2022							-1920	905,6604
2023							-720	-
2024							-480	1708,793
2025	0,01	0,1	65,6	76,368	24	256,8	138,832	604,5259
2026	0,0112	0,106	66,912	77,89536	26,88	272,208	154,28064	-380,205
2027	0,0124	0,112	68,25024	79,4532672	29,76	287,616	169,6724928	103,7433
2028	0,0136	0,118	69,61524 48	81,04233254	32,64	303,024	185,0064227	108,7618
2029	0,0148	0,124	71,00754 97	82,66317919	35,52	318,432	200,2812711	112,8419
2030	0,016	0,13	72,42770 069	84,31644278	38,4	333,84	215,4958565	116,0753
2031	0,0172	0,136	73,87625 47	86,00277163	41,28	349,248	230,6489737	118,5462

2032	0,0184	0,142	75,35377 98	87,72282707	44,16	364,656	245,7393931	122,1249
2033	0,0196	0,148	76,86085 539	89,47728361	47,04	380,064	260,765861	122,2572
2034	0,0208	0,154	78,39807 25	91,26682928	49,92	395,472	275,7270982	121,9544
2035	0,022	0,16	79,96603 395	93,09216587	52,8	410,88	290,6218002	121,2663
2036	0,0232	0,166	81,56535 463	94,95400918	55,68	426,288	305,4486362	120,2387
2037	0,0244	0,172	83,19666 172	96,85308937	58,56	441,696	320,2062489	118,9132
2038	0,0256	0,178	84,86059 496	98,79015115	61,44	457,104	334,8932539	117,3278
2039	0,0268	0,184	86,55780 686	100,7659542	64,32	472,512	349,508239	115,517
2040	0,028	0,19	88,28896 299	102,7812733	67,2	487,92	364,0497637	113,5124
2041	0,0292	0,196	90,05474 225	104,8368987	70,08	503,328	378,516359	111,3426
2042	0,0304	0,202	91,85583 71	106,9336367	72,96	518,736	392,9065262	109,0336
2043	0,0316	0,208	93,69295 384	109,0723094	75,84	534,144	407,2187367	106,6087
2044	0,0328	0,214	95,56681 292	111,2537556	78,72	549,552	421,4514315	104,0895
2045	0,034	0,22	97,47814 918	113,4788307	81,6	564,96	435,6030201	101,4949
2046	0,0352	0,226	99,42771 216	115,7484074	84,48	580,368	449,6718805	98,84239
2047	0,0364	0,232	101,4162 664	118,0633755	87,36	595,776	463,6563581	96,14747
2048	0,0376	0,238	103,4445 917	120,424643	90,24	611,184	477,5547653	93,42411
2049	0,0388	0,244	105,5134 836	122,8331359	93,12	626,592	491,3653806	90,68479
2050	0,04	0,25	107,6237 532	125,2897986	96	642	505,0864482	87,94067
2051	0,0412	0,256	109,7762 283	127,7955946	98,88	657,408	518,7161771	85,20164
2052	0,0424	0,262	111,9717 529	130,3515064	101,76	672,816	532,2527407	82,4765
2053	0,0436	0,268	114,2111 879	132,9585366	104,64	688,224	545,6942755	79,77299
2054	0,0448	0,274	116,4954 117	135,6177073	107,52	703,632	559,038881	77,09791
2055	0,046	0,28	118,8253 199	138,3300615	110,4	719,04	572,2846186	74,45722
2056	0,0472	0,286	121,2018 263	141,0966627	113,28	734,448	585,429511	71,85607
2057	0,0484	0,292	123,6258 628	143,9185959	116,16	749,856	598,4715412	69,29892
2058	0,0496	0,298	126,0983 801	146,7969679	119,04	765,264	611,408652	66,78958
2059	0,0508	0,304	128,6203 477	149,7329072	121,92	780,672	624,2387451	64,33125
2060	0,052	0,31	131,1927 547	152,7275654	124,8	796,08	636,95968	61,92661

2061	0,0532	0,316	133,8166 097	155,7821167	127,68	811,488	649,5692736	59,57787
2062	0,0544	0,322	136,4929 419	158,897759	130,56	826,896	662,0652991	57,28679
2063	0,0556	0,328	139,2228 008	162,0757142	133,44	842,304	674,445485	55,05473
2064	0,0568	0,334	142,0072 568	165,3172285	136,32	857,712	686,7075147	52,88271
2065	0,058	0,34	144,8474 019	168,623573	139,2	873,12	698,849025	50,77143
2066	0,0592	0,346	147,7443 5	171,9960445	142,08	888,528	710,8676055	48,72131
2067	0,0604	0,352	150,6992 37	175,4359654	144,96	903,936	722,7607976	46,73249
2068	0,0616	0,358	153,7132 217	178,9446847	147,84	919,344	734,5260936	44,80492
2069	0,0628	0,364	156,7874 861	182,5235784	150,72	934,752	746,1609355	42,93833
2070	0,064	0,37	159,9232 359	186,17405	153,6	950,16	757,6627142	41,13227
2071	0,0652	0,376	163,1217 006	189,8975309	156,48	965,568	769,0287685	39,38614
2072	0,0664	0,382	166,3841 346	193,6954816	159,36	980,976	780,2563838	37,69922
2073	0,0676	0,388	169,7118 173	197,5693912	162,24	996,384	791,3427915	36,07064
2074	0,0688	0,394	173,1060 536	201,520779	165,12	1011,792	802,2851673	34,49944
2075	0,07	0,4	176,5681 747	205,5511946	168	1027,2	813,0806307	32,98459
2076	0,0712	0,406	180,0995 382	209,6622185	170,88	1042,608	823,7262433	31,52495
2077	0,0724	0,412	183,7015 29	213,8554629	173,76	1058,016	834,2190082	30,11936
2078	0,0736	0,418	187,3755 595	218,1325721	176,64	1073,424	844,5558683	28,76658
2079	0,0748	0,424	191,1230 707	222,4952236	179,52	1088,832	854,7337057	27,46533
2080	0,076	0,43	194,9455 322	226,945128	182,4	1104,24	864,7493398	26,2143
2081	0,0772	0,436	198,8444 428	231,4840306	185,28	1119,648	874,5995266	25,01217
2082	0,0784	0,442	202,8213 316	236,1137112	188,16	1135,056	884,2809571	23,85759
2083	0,0796	0,448	206,8777 583	240,8359854	191,04	1150,464	893,7902563	22,7492
2084	0,0808	0,454	211,0153 134	245,6527051	193,92	1165,872	903,1239814	21,68563
2085	0,082	0,46	215,2356 197	250,5657592	196,8	1181,28	912,278621	20,66552

8. táblázat : NPV értékek

5. EREDMÉNYEK ÉRTÉKELÉSE/KONKLÚZIÓ

Az alábbi fejezetben a dolgozatunkban tárgyalt fontosabb összefüggések konklúziót szeretnénk levonni. Az ilyen témakörben folyó kutatások jelenleg még csak kezdetlegesek, de ha figyelembe vesszük, hogy az 1942-es chichagoi atommáglya elindítása előtt milyen mennyiségű kutatómunka folyt, belátható hogy a nagy áttörést jelentő újításokhoz megfelelő körülmények kialakítására és időre van szükség. Ezen fentiek eredményét láthatjuk a napjainkban üzemelő több száz reaktorblokkon.

A IV. generációs atomerőművekkel megvalósított kapcsolt energiatermelés a jövőben kulcsszerepet játszhat a karbonmentes és üvegházhatású gázok kibocsátását mellőző energiatermelésben, mely képes nagy ipartelepek folyamatos hő- és villamos energia igényét kielégíteni. Atomerőművi kapcsolt energiatermeléssel már régóta foglalkozik a technológia, több száz évnyi üzemidő tapasztalattal rendelkezünk, de a jelenleg üzemelő könnyűvízes blokkok esetén az alacsonyabb hőmérsékleti korlátoknak köszönhetően ez nagyrészt csak távfűtésre korlátozódik. Napjainkban gőzerővel folynak a kutatások a legújabb, IV. generáció továbbfejlesztése terén, mint ahogy ezt a Kínában üzemelő kísérleti erőmű kapcsán (HTR-10) láthatjuk. Napjainkban számos fosszilis tüzelőanyagú erőműben láthatjuk, hogy hatásfokjavítás és hulladékhő hasznosítás érdekében kapcsolt energiatermelést valósítanak meg.

Ahogy azt az előbbiekben említettük, a technológiák egyes elemei már rendelkezésünkre állnak ahhoz, hogy magas paraméterű gőzkiadást és villamos energiatermelést hajtsunk végre nukleáris alapú tüzelőanyag segítségével. A korábbi megállapítások alapján az egyes részfolyamatok önállóan már megfelelőek, így élhetünk azzal a feltételezéssel, hogy a rendszerelemként kezelt egységek kooperációjából származó kialakítás is megfelelő lesz.

Ez a kialakítás biztonságtechnikai okokból számos új kérdést hordoz magával, hiszen soha korábban nem üzemelt együtt ipartelep és nukleáris létesítmény (biztonsági szempontból minimum 3 km-es, a gőz szállítás szempontjából maximum 5 km-es távolság kell legyen közöttük). Ez esetben az együttműködés igen magas fokáról van szó, hiszen mind villamos árammal, mind gőzzel az atomerőmű látja el az ipartelepét. Ezért az energiaátviteli rendszereken keresztül szorosán és kölcsönösen hatnak egymásra. Így, olyan új biztonsági megfontolásokat kell majd tenni, hogy ez az együttműködés minél biztonságosabban valósuljon meg, tehát az a tény, hogy az energiatermelés atomerőműben történik, semmilyen módon ne veszélyeztesse az ipartelep biztonságát, a környezetében élők egészségét és fordítva. Vagyis, a nukleáris létesítményt is fel kell készíteni az olyan külső hatásokra, amelyek potenciálisan az ipartelepről érkehetnek baleseti szituációban.

A Chemelot-Site ipartelepét egyrészt azért választottuk, mert egy korábban olvasott szakirodalom is foglalkozott vele, így felkeltette a figyelmünket. Továbbiakban, mi is úgy ítéltük meg, hogy a telephely hő- és villamosenergia igénye ideális az általunk bemutatni kívánt modellnek. Sikeresen találtunk hozzá több folyamatábrát, ami bemutatja a jelenlegi energiatermelését és a továbbiakban ezek alapján, el tudtuk készíteni a mi saját modellünket.

A körfolyamat megalkotásánál elsődleges szempontunk volt a modell működőképességének kivitelezése a feltételezett egyszerűsítések figyelembevételével. Ennek fő oka, hogy a konstrukció még demonstrációs jellegű, ezért kevés hiteles adat állt rendelkezésünkre a valós folyamat lemodellezésére. Az alapkapcsolás megalkotásával viszont azt szeretnénk volna közölni, hogy az általunk elképzelt kialakítás megvalósítható a jövőben. Természetesen, ehhez megfelelő támogatottságra és további kutatási munkálatokra van szükség. Továbbá, szükségünk van olyan jól működő, a valósághoz közel álló modellek megalkotása, amivel szemléltetni lehet az egyes fő-és részfolyamatok paramétereit, amire az üzemvitel teljes körű feltérképezése miatt van igény. A modellalkotásunknál felhasznált egyszerűsítő feltételeink közé tartozott

többek között a hőcserélőn és az egyes gőzvezetéseken lévő nyomásesések elhanyagolása illetve több olyan veszteségformulát figyelmen kívül kellett hagynunk, amit csak pontos és jól körülhatárolt számítási mechanizmus után lett volna lehetőségünk a modellünkben figyelembe venni. Ennek további megfontolása, hogy nem szeretünk volna olyan modellt készíteni, aminek a paraméterei teljes mértékben eltérhetnek a valóságtól, ezért egyes esetekben célszerűbbnek tűnt ideális körülmények között lejátszódó folyamatokat feltételeznünk. Az ebből fakadó pontatlanságokat egy koncentrált paraméteren keresztül szeretnénk volna a rendszerünkbe építeni, mégpedig a turbina hatásfokán keresztül, aminek az átlagostól eltérő kisebb értéke prezentálja a többi veszteség összességét. Ez egy olyan feltételezés, ami a valóságtól lényegesen eltér, mivel az egyes veszteségek a rendszeren belül szétszórtan keletkeznek, de ennek alkalmazása az adatok hiányában szükségesnek mondható. A hálózatra termelt villamosenergia mennyiségének változása jelentős pénzbevételi többletet jelenthetne a gazdasági értékelések elvégzése során, ezzel analóg módon a magas hőmérsékletű gőzt felhasználó üzemekhez való csatlakozásbeli veszteségek fedezése is hasonló hatással lehet. A jövőben a modell tökéletesítését tűztük ki célul, mivel ez a dolgozat, ahogy már korábban is említettük csak egy iránymutatás a mérnöki megvalósítás lehetősége felé.

A műszaki megvalósíthatóságon túl, céljaink közé tartozott megvizsgálni a modell gazdaságosságát is, mivel egy projekt műszakilag hiába tűnik jó megoldásnak, ha nem térül meg a befektetésünk, abban az esetben senki nem fogja azt megvalósítani. Globális szemlélet szerint, a földgáz- és szénkészleteink kimerülőben vannak, tehát hosszútávon vizsgálva a dolgokat, a közel konstans kereslet és a csökkenő kínálat –a palagáz kitermelés pillanatnyi fellendülését leszámítva- növelni fogja az árakat. Ebből következően a piacon uralkodó villamosenergia ára is növekedni fog, hiszen annak legfőbb forrása is jelentősen drágul. Az európai villamosenergia piacra termelő erőművek előregedőben vannak, viszont az egyes áramtermelő egységek esetleges kiesése nem megengedett a rendszer szempontjából. A jelenlegi piacra jellemző villamosenergia egységköltsége viszonylag olcsó, ami abból ered, hogy a termelő

erőművek beruházási költségeit már nagyrészt leírták. A jövőben ezen öreg erőművek egy része valószínűleg leállításra kerül. Amennyiben új erőművet építünk, annak beruházási költsége megnöveli az általa előállított villamosenergia árát. Az öreg, de olcsón termelő erőművek helyére új, magasabb költségen termelő erőművek lépnek és ez a folyamat a piaci ár emelkedését vonja maga után.

A korábban említett okokon kívül, számos egyéb tényező is befolyásolja a gáz és a villamosenergia árát, ennek következtében ezeket hosszútávon előre becsülni nagyon nehéz és összetett feladat. Az általunk végzett számítások során, egyenletes mértékben növekvő földgáz és villamosenergia árat feltételeztünk, mert elsődleges célunk nem ezek meghatározása volt, hanem csak a későbbi számításaink alapjául szolgáltak. Ezek jövőbeli alakulása természetesen nagymértékben eltérhet ettől. A célunk egy olyan gazdasági számítás megalkotása volt, amely figyelembe veszi, hogy két különböző végtermékkel rendelkező energiatermelő egységről van szó, továbbá az erőmű beruházási költségét is figyelembe veszi. Erre a célra a nettó jelenérték számítás módszerét alkalmaztuk, amely segítségével az általunk elképzelt eset megtérül, tehát egy vállalat számára megéri befektetni. Ennek ellenére, annyira sok tényező függvényében változhat a megtérülés kimenete –akár pozitív, akár negatív irányba– hogy a valóságban mégsem a legkedvezőbb befektetési szempont a végeredmény nagy bizonytalansága miatt.

Végezetül elmondható, hogy az általunk kapott eredmények bizakodásra adnak okot, mind műszaki mind gazdasági oldalról. Ennek függvényében hiszünk abban, hogy a kutatók befektetett áldozatos munkája megtérül és egy olyan energiatermelő egység jön létre, amelyre a világ 100 év múlva úgy tekint vissza, mint mi, az 1942 decemberében történt, Fermi által vezetett eseményekre.

6. FELHASZNÁLT FORRÁSOK

1. a – NEA/NDC (2013) 9 – Final summary record of the joint NEA/IAEA expert workshop on the „Technical and economic assessment of non-electric applications of nuclear energy”
2. a – NC2I-R – the 1st euroatom project coordinated in Poland got off the ground
b – Czinder Jenő (2009): Energetikai folyamatok dinamikája és szimulációja, Kidolgozás alatti ideiglenes jegyzet (2. változat), Budapest
c – Magyar Természetvédők Szövetsége – Nem hagyományos és nem meg-alapozott
d – NEA/NDC (2013) 9 - Ibrahim Khamis – Prospects for nuclear cogeneration, economic assessment methodologies and tools
e – NEA/NDC (2013) 9 - Harri Tuomisto – Nuclear District Heating Plans from Loviisa to Helsinki Metropolitan Area
f – NEA/NDC (2013) 9 - Vladislav Sozoniuk – Experience of Operating Nuclear District Heating in Russia
g – NEA/NDC (2013) 9 - Keung Koo Kim – SMART For Electricity Generation and Desalination
h – NEA/NDC (2013) 9 - Minhwan Kim – Status of HTGR for Non-Electric Applications in Korea
i – NEA/NDC (2013) 9 - J. Carlsson, D. E. Shropshire, A. van Heek, M. A. Fütterer - Economic viability of small nuclear reactors in future European cogeneration markets
j – NEA/NDC (2013) 9 - Vincent Chauvet - EU market for process heat applications
k – NEA/NDC (2013) 9 - Dr. Michael G. McKellar - Next Generation Nuclear Plant Industrial Process Heat Applications and Economics
l – NEA/NDC (2013) 9 - Marc A. Rosen - Application of Exergy-based Methods for Technical, Economic and Environmental Assessments of Nuclear Cogeneration
m – NEA/NDC (2013) 9 - Dr. Michael G. McKellar - Next Generation Nuclear Plant Business Models for Industrial Process Heat Applications
n – Historical Natural Gas Prices and Price Chart - <http://www.infomine.com/investment/metal-prices/natural-gas/all/>

- o – NEA/NDC (2013) 9 - David Shropshire - Integration Challenges for Nuclear Cogeneration coupled to Renewable Energy Systems
 - p – O. Baudrand, V. Noël Approval: O. Baudrand - Safety and licensing evaluation of a (V)HTR coupled to industrial processes
3.
 - a – Czinder Jenő (2009): Energetikai folyamatok dinamikája és szimulációja, Kidolgozás alatti ideiglenes jegyzet (2. változat), Budapest
 - b – Cycle-Tempo – Reference Guide
 - c – Cycle-Tempo – Technical Notes
 - d – Siemens - Industrial Steam Turbines, The comprehensive product range from 2 to 250 megawatts
 4.
 - a – Gács Iván - VILLAMOSENERGIA-TERMELÉS GAZDASÁGI ÉRTÉKELÉSE
 - b – Jimmy D Kumana, MS ChE, Majid M al-Gwaiz, BS EE, MARGINAL COST OF STEAM AND POWER FROM COGENERATION SYSTEMS USING A RATIONAL VALUE-ALLOCATION PROCEDURE
 - c
 - http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Energy_price_statistics
 - d – Technical Evaluation Study, Project No. 23843 - Assessment of High Temperature Gas-Cooled Reactor (HTGR) Capital and Operating Costs
 - e – Kövesi János - Menedzsment és vállalkozásgazdaságtan

7. ÁBRAJEGYZÉK

1. ábra: Reaktorok száma egyes országokban a hő-hasznosítás függvényében [2d]	6
2. ábra: Loviisa és Helsinki közötti távhő útvonala [2e]	8
3. ábra: Oroszországi tél szemléltetése	9
4. ábra: A nukleáris alapú erőművi létesítmények Oroszország területén	10
5. ábra: SMART segítségével megvalósított kapcsolat [2g]	13
6. ábra: SMART konstrukciós felépítés [2g]	14
7. ábra: HTGR blokk segítségével megvalósított energiatermelés [2k]	19
8. ábra: HTGR blokkal megvalósított üzemanyag termelés [2k]	20
9. ábra: A földgáz árának alakulása az elmúlt 6 évben [2n]	23
10. ábra: Atomerőmű és gáz tüzelésű erőmű esetén a végtermékek árának változása a gázár függvényében [2m]	24
11. ábra: Chemelot Site jelenlegi működési sémája [2p]	27
12. ábra: Chemelot Sita HTR blokkal kapcsolt sematikus ábrája [2p]	28
13. ábra: HTE folyamatábrája [2p]	30
14. ábra: <i>Hélium-hűtésű zárt primer-hurok kialakítása</i>	39
15. ábra: Siemens ipari gőzturbina katalógus kínálata [3d]	41
16. ábra: Turbina strukturális megvalósítása a modellben.	42
17. ábra: Hőkiadási körök megvalósítása a kialakított modellben.	44
18. ábra: Kondenzátor hűtővíz körének strukturális kialakítása	46
19. ábra: Tápvíz-előmelegítési sor konstrukciós kialakítása	47
20. ábra: Fő paramétereket összefoglaló táblázat	48
21. ábra: A modell összegzett kapcsolási rajza.	49
22. ábra: A megvalósuló körfolyamat összegzett T-s diagramja	50
23. ábra: Kapcsolt energiatermelés sematikus váza [4b]	51
24. ábra: 2013 első félévének gázárjai Európában [4c]	54
25. ábra: 2013 első félévének villamosenergia árai Európában [4c]	55
26. ábra: Gázár jövőbeli prognosztizált értéke	56
27. ábra: Atomerőmű teljes beruházási költsége [4d]	59
28. ábra: Atomerőmű éves üzemköltsége [4d]	60
29. ábra: Éves üzemanyag költsége atomerőművek esetében [4d]	61

8. TÁBLÁZATOK JEGYZÉKE

1. táblázat: HTGR reaktor kiadott primer és szekunder termékei [2k]	19
---	----

2. táblázat: A választott turbinára jellemző paraméterek összefoglalása.....	41
3. táblázat: A modellben megvalósuló turbina konstrukció paraméterei.....	42
4. táblázat: Hőkiadási körökre jellemző termodinamikai paraméterek.....	44
5. táblázat: Kondenzátor hűtővíz-körére jellemző paraméterek összefoglalása.....	45
6. táblázat: Tápvíz-előmelegítési sorokhoz tartozó nyomásértékek.	47
7. táblázat: Előrejelzés.....	57
8. táblázat : NPV értékek	64

9. SUMMARY

In our Scientific Student Work we present our work in the NC2I-R (Nuclear Cogeneration Industrial Initiative) project. We compare two different energy producer modes in connection with a chosen chemical site ("Chemelot" site). In the first case we study the present construction (a gas fired mode with steam turbines). In the second case we have created a new coupling with two HTR reactors (as heat source). For comparison purpose, we have performed heat scheme and economical calculations. For the model we used software named Cycle-Tempo which helped us to build up the imaginative structure. First, we have investigated the current system in the economical aspect then we studied some future scenarios to compare with the HTR coupled case.

Keywords: *cogeneration, HTR, heat scheme, economical aspect*